



MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MASTER

Estudio comparativo de una subestación para
la evacuación de un parque eólico en México
según la normativa IEC y ANSI

Autor: Francisco Javier de la Pinta Pillin

Director: Julio Rafael Portillo García

Madrid

Agosto de 2020

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título “Estudio comparativo de una subestación para la evacuación de un parque eólico en México según la normativa IEC y ANSI”

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico2019/20..... es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo: Francisco Javier de la Pinta Pillin Fecha: 23/08/ 2020

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

**PORTILLO GARCIA
JULIO RAFAEL -
51650551A**

Firmado digitalmente por PORTILLO
GARCIA JULIO RAFAEL - 51650551A
Nombre de reconocimiento (DN): c=ES,
serialNumber=IDCES-51650551A,
givenName=JULIO RAFAEL,
sn=PORTILLO GARCIA, cn=PORTILLO
GARCIA JULIO RAFAEL - 51650551A
Fecha: 2020.08.24 19:18:09 +02'00'

Fdo.: Julio Rafael Portillo García

Fecha: 24/ 08/ 2020

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Francisco Javier de la Pinta Pillin

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: “Estudio comparativo de una subestación para la evacuación de un parque eólico en México según la normativa IEC y ANSI”, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

- El autor se compromete a:
 - a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
 - b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
 - c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
 - d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

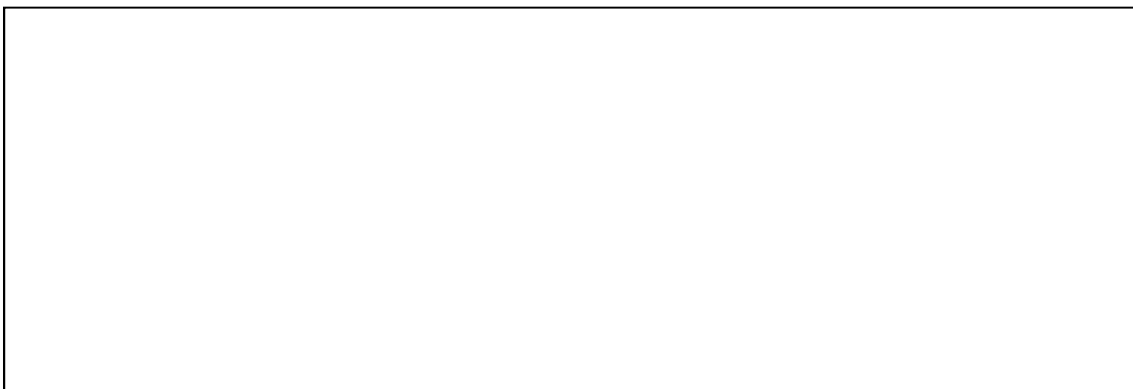
- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Londres, a26..... deAgosto..... de ...2020.....

ACEPTA



Fdo.....Francisco Javier de la Pinta Pillin.....



RESUMEN EJECUTIVO

Este proyecto pretende aportar luz acerca de las diferencias que se plantean a la hora de diseñar una subestación eléctrica según se utilice la normativa IEC (*International Electrotechnic Commission*), de aplicación mayoritaria en países de influencia europea, o la normativa ANSI (*American National Standards Institute*), en aquellos de influencia norteamericana. Entre dichas diferencias se incluyen distintas nomenclaturas o criterios, diferencias estructurales o de los mecanismos de los elementos y diferentes configuraciones.

Como se ha explicado anteriormente, dichas normas habitualmente son utilizadas en países distintos con características diferentes. Sin embargo, estudiar las diferencias entre las normas goza de rigurosa actualidad e interés en ciertos países donde existe una coexistencia de las dos normas, debido a la influencia cruzada de ambos territorios, o de la transición en ciertos países desde una normativa hacia otra. Esta última situación es común entre varios países de América y en concreto de México, donde tradicionalmente se ha utilizado la normativa ANSI y que ahora se encuentra en transición hacia la adopción de la normativa IEC. En México, es común que las instalaciones de nueva construcción construidas por la empresa pública que se encarga del transporte de electricidad, CFE (Comisión Federal de la Electricidad), sean construidas en normativa IEC. Sin embargo, ambas normativas coexisten, y en subestaciones de generación privadas las instalaciones de nueva construcción pueden ser dimensionadas según normativa ANSI. Además, es común que, según la procedencia de los promotores de la instalación, una u otra normativa sea elegida. Es por ello de utilidad estudiar las diferencias desde un punto de vista técnico y económico para conocer la idoneidad de una u otra configuración.

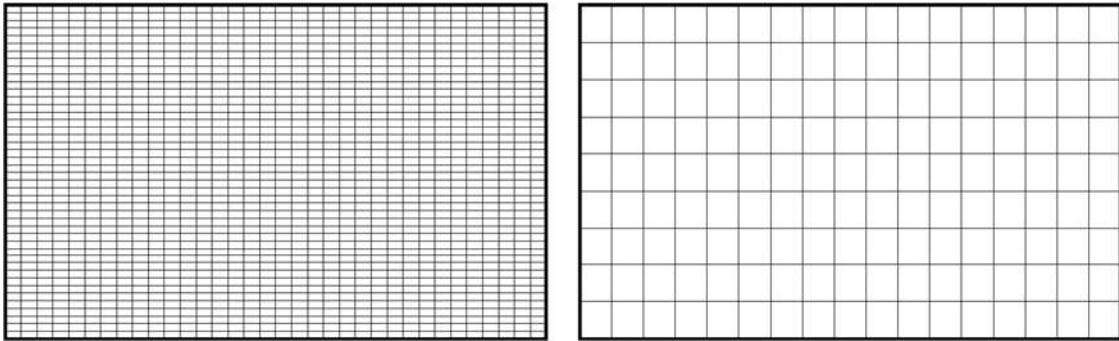
El estudio aprovecha el proyecto de construcción de una subestación de evacuación de un parque eólico de 230 MVA en el estado mexicano de Coahuila para analizar las diferencias del uso de las dos posibles configuraciones desde el punto de vista técnico y las implicaciones económicas de estas.

Para llevar a cabo el análisis, se estudió la subestación por niveles de tensión, de mayor a menor (primero alta, seguidamente media y baja tensión). Previamente a los niveles de tensión se abordaron consideraciones previas, comunes a todos los niveles. Seguidamente de los niveles de tensión, se analizaron los sistemas de control y los sistemas de protección contra animales.

Las consideraciones previas las componen únicamente el estudio de los niveles de aislamiento. Los niveles de aislamiento, marcados por el BIL (*Basic Impulse Level*), indican el nivel máximo de tensión que debe soportar la aparataje ante un impulso tipo rayo. Las diferencias entre las normas en los niveles de aislamiento no radican en la manera de definir el *BIL*, sino en que según el nivel de tensión nominal una u otra será más restrictiva: Mientras que a bajas tensiones la normativa ANSI es más restrictiva, a altas tensiones IEC es más rigurosa.

En este punto se abordó la alta tensión. Las diferencias que se encontraron en este punto son diversas. En el caso de los pararrayos, transformadores de tensión y transformadores de corriente, las diferencias no se encuentran en la forma física, en la función o en la configuración de los elementos, sino en las clases de precisión, protección o de la carga. Los interruptores automáticos, al contrario que el resto de los elementos anteriormente citados sí presenta diferencias de físicas. Los interruptores automáticos utilizados en ANSI, son interruptores de tanque muerto, donde el elemento de corte se encuentra a un potencial distinto del de la línea, mientras que en el de tanque vivo (IEC) se encuentra al potencial de la línea. Dicha diferencia permite que los transformadores de corriente en configuración ANSI puedan ser instalados en los terminales del interruptor, mientras que en la configuración IEC es necesario colocarlos de manera independiente. En este punto, se analizó el transformador de potencia. El transformador de potencia es un aparato idéntico para las dos normas, sin embargo presentan dos configuraciones distintas. La

configuración ANSI acostumbra a utilizar dos arrollamientos en estrella; la configuración IEC sin embargo emplea un arrollamiento en estrella en el lado de media. Dichas diferencias provocan la necesidad de utilizar un transformador en zig-zag como neutro artificial en IEC, y a la vez permiten desarrollar una red de tierras mucho menos tupida que en la configuración ANSI, debido a la mayor corriente de cortocircuito en el secundario del transformador estrella-estrella. Se muestra a continuación:



Red de tierras de la subestación en configuración ANSI vs configuración IEC

En la media tensión, , la diferencia fundamental entre las normas se encuentra en la disposición física y la configuración de los elementos. Mientras que en normativa IEC se organizan en celdas y cabinas de media tensión en SF6, en normativa ANSI se instala en intemperie, La normativa IEC en media tensión resulta por tanto más eficiente en espacio y en instalación, ya que dichas cabinas se instalan preparadas de fabrica, además de ahorrar en mantenimiento y en posibles errores de conexión. Asimismo, la disposición en cabinas requiere de un edificio que aloje las cabinas que las proteja, por lo que se aprovecha el edificio de control para ello. En normativa ANSI en cambio, se utiliza a menudo una construcción simple prefabricada para el edificio de control.

En baja tensión, la diferencia radica en la clasificación de la sección de los cables. En normativa IEC la sección se marca en unidades de área del sistema internacional (mm^2). En normativa ANSI, se trata de una escala logarítmica, donde a mayor número menor el calibre del cable y viceversa.

Los sistemas de control suelen utilizar distintos protocolos de comunicación en instalaciones según normativa ANSI (DNP3) e IEC (IEC61850), pudiendo requerir elementos intermedios (gateways) para comunicar dos sistemas con distinto protocolo.

Se finaliza el estudio técnico con el análisis de la protección contra animales. Se trata de mecanismos especialmente importantes en lugares como Coahuila, que es especialmente prolífico en cuanto a lo que a fauna se refiere. La configuración en media tensión en intemperie requiere de dichas protecciones, especialmente contra aves, serpientes y ardillas. La configuración en celdas de media tensión tienen la ventaja en este sentido de que no precisan de sistemas de protección contra animales.

Desde el punto de vista técnico, se puede concluir que la configuración IEC resulta más intuitiva y más fácil de entender en cuanto a nomenclatura, y además acostumbra a ser más eficiente en cuanto al uso de materiales, espacio ocupado, obra civil y mantenimiento, sin embargo le hace precisar de elementos adicionales.

Desde el punto de vista económico, se ha asumido que las diferencias de nomenclatura, de aislamiento, de clases de precisión o medida o de protocolos de comunicación no provocan diferencias económicas. Tampoco se han considerado costes comunes a las dos configuraciones, por lo que el resultado obtenido sería una diferencia de precio entre las configuraciones, y no un coste total por configuración. Por ello, para las diferencias económicas se han considerado únicamente las diferencias de configuración.

En alta tensión, las diferencias se encuentran en los transformadores de intensidad (que en ANSI se encuentran en los terminales del interruptor de tanque muerto), en el interruptor automático, en la necesidad de utilizar un transformador en zig-zag en IEC y en la red de tierras. A continuación se presenta la tabla resumen de los costes obtenidos en alta tensión:

<i>ALTA TENSIÓN</i>	IEC (kUSD)	ANSI (kUSD)
<i>Transformador de intensidad</i>	36	
<i>Interruptor automático</i>		16
<i>Transformador en zig zag</i>	39,5	
<i>Red de tierras</i>		40
<i>TOTAL ALTA</i>	75,5	56

Tabla resumen de diferencias de costes en alta tensión

Como se puede observar, la configuración ANSI tiene unos costes más altos en la red de tierras y el interruptor automático, mientras que la necesidad de utilizar el transformador en zig-zag y los transformadores de corriente adicionales marcan la diferencia en coste a favor de ANSI.

En media tensión, la diferencia de costes se da entre las cabinas de media tensión y la disposición en intemperie, el edificio de control y los mecanismos de protección contra animales. Se resumen a continuación:

<i>MEDIA TENSIÓN</i>	IEC (kUSD)	ANSI (kUSD)
<i>Cabinas de transformador</i>	106,848	
<i>Cabina de servicios auxiliares</i>	35,16	
<i>Cabinas de feeders</i>	569,76	
<i>Edificio de control</i>	60	30
<i>Interruptores automáticos</i>		781,2
<i>Baterías de condensadores</i>		105,07
<i>Aparamenta de media tensión</i>		66,48
<i>Aparamenta servicios auxiliares</i>		1,1872
<i>Sistemas de protección contra animales</i>		80
<i>TOTAL MEDIA</i>	771,77	1.063,94

Tabla resumen de diferencias de costes en media tensión

En la tabla se aprecia que la configuración en intemperie resulta significativamente más costosa que la configuración en cabinas. El edificio de control típico en configuración IEC, sin embargo, resulta menos económico (aunque podría incluir otros usos como oficinas de operación y mantenimiento). Los sistemas de protección contra animales, no requeridos en configuración IEC, contribuyen a agrandar más la diferencia.

Se puede concluir por tanto que, desde el punto de vista económico, en media tensión la configuración IEC resulta significativamente más económica, mientras que en alta tensión las diferencias no son tan relevantes. En total, se obtienen unos 270 mil USD de ahorro respecto a la configuración ANSI. Dado que el coste total estimado por la ingeniería de proyectos de una instalación en IEC sería de c.3,5 millones de euros, el uso de la configuración IEC produciría un ahorro de apenas un c. 7,7% respecto al de una instalación ANSI.

Finalmente, se puede decir que la configuración IEC produce ventajas apreciables desde un punto de vista cuantitativo en el criterio económico y también cualitativamente siguiendo el criterio técnico, al ser una configuración más eficiente desde distintos ángulos, gozar de clasificaciones y nomenclaturas más intuitivas y a la vez más extendidas en el mundo, además de ser la norma de referencia del operador de red mexicano, lo que evitará sistemas de integración y diferencias de criterio entre ambas configuraciones.

EXECUTIVE SUMMARY

This project aims to bring light on the differences that arise when designing an electrical substation depending on whether the IEC (International Electrotechnic Commission) standard is used, which is mostly applied in countries of European influence, or the ANSI (American National Standards Institute) standard, in those of North American influence. These differences include different nomenclatures or criteria, structural differences or mechanisms of the elements and different configurations.

As explained above, these standards are usually used in different countries with different characteristics. However, studying the differences between the standards is of current interest in certain countries where the two standards coexist, due to the cross influence of both territories, and the transition in certain countries from one regulation to another. This last situation is common among several countries in America and specifically Mexico, where the ANSI standard has traditionally been used and which is now in transition towards the adoption of the IEC standard. In Mexico, it is common for new construction facilities built by the public company in charge of electricity transportation, CFE (*Comisión Federal de Electricidad*), to be built according to IEC standards. However, in private generation substations, new construction facilities can be sized according to ANSI standards. Often, depending on the origin of the promoters of the installation, one or another regulation is chosen. It is therefore useful to study the differences from a technical and economic point of view to know the suitability of one or another configuration.

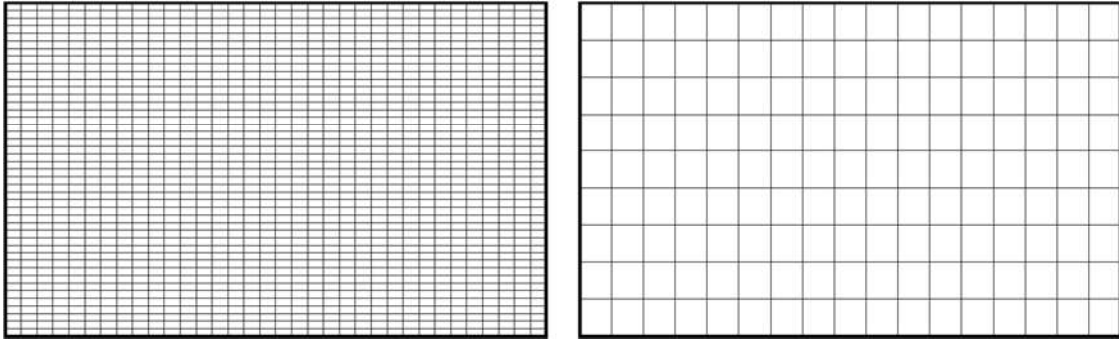
This study takes advantage of the project for the construction of a 230 MVA wind farm evacuation substation in the Mexican state of Coahuila to analyse the differences in the use of the two possible configurations from a technical point of view and the economic implications of the use of them.

To carry out the analysis, the substation was studied by voltage levels, from highest to lowest (first high, then medium and then low voltage). Prior to the tension levels, previous

considerations, common to all levels, were addressed. Following the tension levels, control systems and animal protection systems were analysed.

Previous considerations are only composed of the study of the isolation levels. The insulation levels, addressed by the BIL (Basic Impulse Level), indicate the maximum voltage value devices must withstand under a lightning. The differences between the two norms in the insulation levels do not lie in the way of defining the BIL, but in that depending on whether the voltage level is high or low one or the other will be more restrictive: While at low voltages the ANSI standard is more restrictive, at high voltages IEC is more rigorous.

At this point, elements on high voltage was addressed. The differences encountered on arresters, voltage transformers and current transformers were not physical or configuration ones, but on precision, protection and load classes. In case of the circuit breakers, unlike the rest of the elements mentioned above, do present physical differences. The circuit breakers used in ANSI are dead tank circuit breakers, where the breaking element is at a potential different from that of the line, while in the live tank (IEC) it is at the potential of the line. This difference allows current transformers in ANSI configuration to be installed on the circuit breaker terminals, while in IEC configuration it is necessary to place them independently. At this point, the power transformer was analysed. The power transformer is identical among the two standards; however, they present two different configurations. While ANSI configuration typically uses two-star windings; the IEC configuration uses a triangle winding on the medium voltage side. These differences make it necessary to use a zig-zag transformer as an artificial neutral point in IEC, and at the same time allow the development of an earthing network much less dense than in the ANSI configuration. That is because of the higher fault current in star-star transformers. An illustrative view of both earthing networks are shown below:



ANSI configuration earthing network vs IEC

In medium voltage, notable differences are added in the physical disposition of the elements. While in the IEC standard they are organized in SF6 medium voltage cells and cabinets, in the ANSI standard they are outdoor installations. The IEC standard in medium voltage is therefore more efficient in space and installation, since these cabinets are manufactured in a way that they are set to be installed right away without civil work, in addition to saving on maintenance and possible connection errors. Likewise, the arrangement in cabinets requires a building that houses the cabins protecting them. The control building is used for this purpose often. In ANSI standards on the other hand, a simple prefabricated construction is often used for the control building.

In low voltage, the difference lies in the classification of the section of the cables. In IEC standards, the section is marked in area units of the international system (mm²). In ANSI standards, it is a logarithmic scale, where the higher the number the lower the cable gauge and vice versa.

Control systems use different communication protocols in the ANSI (DNP3) and IEC (IEC61850) standards, and they may require intermediate devices (gateways) in order to communicate two systems with a different protocol.

The technical study is completed with the analysis of animal protection. These are especially important mechanisms in places like Coahuila, which is especially prolific when it comes to fauna. The outdoor medium voltage configuration requires such protections, especially against birds, snakes and squirrels. The configuration in medium

voltage cells has the advantage in this sense that they do not require protection systems against animals.

From a technical point of view, it can be concluded that the IEC configuration is more intuitive and easier to understand in terms of nomenclature, and also tends to be more efficient in terms of the use of materials, occupied space, civil works and maintenance. However, on certain occasions, it requires additional devices.

From an economic point of view, it has been assumed that differences in nomenclature, insulation, precision or measurement classes or communication protocols do not cause economic differences. Nor have costs considered common to the two configurations, so the result obtained would cause a price difference between the configurations, and not a total cost per configuration. Therefore, for the economic differences, only the configuration differences have been considered.

In high voltage, the differences are in the current transformers (which in ANSI are found in the terminals of the dead tank switch), in the circuit breaker, in the need to use a zig-zag transformer in IEC and in the earthing network. Below is a summary table of the costs obtained in high voltage:

<i>High Voltage</i>	IEC (kUSD)	ANSI (kUSD)
<i>Current Transformer</i>	36	
<i>Circuit Breaker</i>		16
<i>Zig-zagtransformer</i>	39,5	
<i>Earthing network</i>		40
TOTAL HIGH VOLTAGE	75,5	56

Summary table on high voltage cost difference

As it can be seen, the ANSI configuration has higher costs in the earthing network and the circuit breaker, while the need to use the zig-zag transformer and the additional current transformers make the difference in cost in favor of ANSI.

In medium voltage, the difference in costs is between the medium voltage cabinets and the outdoor disposition, the control building and the protection mechanisms against animals. They are summarized below:

<i>Medium Voltage</i>	IEC (kUSD)	ANSI (kUSD)
<i>Transformer cabinets</i>	106,848	
<i>Auxiliary Services Cabinets</i>	35,16	
<i>Feeders Cabinets</i>	569,76	
<i>Control Building</i>	60	30
<i>Circuit breakers</i>		781,2
<i>Shunt devices</i>		105,07
<i>Medium Voltage devices</i>		66,48
<i>Auxiliary Services Devices</i>		1,1872
<i>Animal Protection Services</i>		80
<i>TOTAL MEDIA</i>	771,77	1.063,94

Summary table on médium voltage cost difference

The table shows that outdoor ANSI configuration is significantly more expensive than cabinets. The typical control building in IEC configuration however, which requires civil works, is less economical, and animal protection systems, that is not required in IEC, contributes to widen the difference.

It can therefore be concluded that, from an economic point of view, in medium voltage the IEC configuration is more economical, while in high voltage differences are very little; resulting in around 270 thousand USD in savings compared to the ANSI configuration. Given that the total estimated cost of project engineering for an IEC installation would be c.3.5 million euros, the use of that configuration over the ANSI one would produce savings of c.7.7%.

Finally, it can be said IEC should produce significant benefits both through the economic and the technical criterion, as it is a more efficient configuration from different angles, enjoying more intuitive classifications and nomenclatures, being the most widespread in the world, in addition to being the reference standard of the Mexican network operator, which will avoid synchronization systems and differences of criteria between both configurations.

TABLA DE CONTENIDO

Parte I	Introducción	23
Capítulo 1.	Introducción	24
1.1	Motivación	24
1.2	Objetivos	26
Capítulo 2.	Estado de la cuestión	27
2.1	Estado de la cuestión	27
2.1.1	Trabajos anteriores	27
2.1.2	Situación	27
Capítulo 3.	Parque eólico en Capitán Cepeda	30
3.1	Localización	30
3.2	Red de transporte mexicana	31
Parte II	Memoria	33
Capítulo 1.	Estudio técnico	34
1.1	Consideraciones previas	37
1.1.1	Niveles de aislamiento	37
1.2	Alta tensión	39
1.2.1	Pararrayos	39
1.2.2	Transformador de tensión	44
1.2.3	Seccionador	49
1.2.4	Transformadores de intensidad	52
1.2.5	Interruptores automáticos	60
1.2.6	Transformador de potencia	64
1.3	Media Tensión	80
1.3.1	Media tensión, normativa ANSI	81

1.3.2	Media tensión, normativa IEC	84
1.3.3	Principales diferencias entre ambas configuraciones.....	88
1.4	Baja tensión.....	89
1.4.1	Cables conductores	89
1.5	Sistemas de control.....	96
1.5.1	Protocolos de comunicación	98
1.5.2	Cableado sistemas de control.....	102
1.6	Métodos de protección contra animales	106
Capítulo 2. Estudio económico		110
2.1	Alta tensión	111
2.1.1	Elementos de igual valor entre normas.....	111
2.1.2	Transformador de intensidad	111
2.1.3	Interruptor automático	112
2.1.4	Transformador zig-zag	112
2.1.5	Red de tierras	113
2.2	Media tensión.....	114
2.2.1	Sistema de media tensión de configuración ANSI.....	115
2.2.2	Sistema de media tensión de configuración IEC.....	116
2.3	Recopilación de costes y conclusión	117
Parte III ANEXOS Y BIBLIOGRAFÍA.....		120
Capítulo 1. ANEXOS.....		121
1.1	Objetivos de Desarrollo Sostenible	121
1.2	Hoja de características pararrayos ABB.....	124
1.3	Hoja de características transformador de tensión (ABB)	125
1.4	Hoja de características transformador de corriente (ABB)	126
1.5	Hoja de características interruptor automático tanque vivo (SIEMENS).....	127
1.6	Hoja de características interruptor automático tanque muerto (Schneider Electric)	128
1.7	Hoja de características Celdas de media tensión (Mesa).....	129
1.8	Hoja de características interruptor automático Dog house (EMA)	130
1.9	Equivalencias AWG (Conductores RG).....	131
Capítulo 2. Referencias y bibliografía		132

TABLA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Estado de Coahuila, Mexico.....	28
Ilustración 2: Parque Eólico en General Cepeda.....	31
Ilustración 3: Mapa de la red de transporte mexicana. Fuente: CFE.....	32
Ilustración 4: Ejemplo pico de tensión 1,5x40. Fuente: Electrical Engineering Portal..	37
Ilustración 5: Niveles de aislamiento por normativa IEC. Fuente: Ingeniería de Proyectos	38
Ilustración 6: Niveles de aislamiento por normativa ANSI o IEEE. Fuente: Ingeniería de proyectos.....	39
Ilustración 7: Pararrayos de líneas Siemens. Fuente: Catálogo Siemens	40
Ilustración 8: Esquema de transformador de tensión electromagnético. Fuente: Electrical Engineering Portal	45
Ilustración 9: Esquema de un transformador de tensión capacitivo. Fuente: Electrical Engineering Portal	46
Ilustración 10: Ejemplo de relación de transformación en transformador de tensión según normativa ANSI.....	48
Ilustración 14. Seccionadores de pantógrafo. Fuente:Coelme	51
Ilustración 15: Esquema de interruptor de tanque muerto, donde se observa un trafo de corriente toroidal. Fuente: Universidad Carlos III	53
Ilustración 16: Transformador de intensidad de horquilla. Fuente: ABB	53
Ilustración 17: Desempeño de un transformador de corriente con 0,3 de precisión y RF de 4,0. Fuente: GE Grid Solutions	55
Ilustración 18: Especificaciones de un transformador de corriente. Fuente: Steve Laslo, Current Transformers	56

Ilustración 19: Cargas estandarizadas según normativa ANSI. Fuente: GE Grid Solutions	57
Ilustración 20: Cargas estandarizadas y clases de protección. Fuente: GE Grid Solutions	58
Ilustración 21: Clases de precisión normal en transformadores de medida según normativa IEC. Fuente: Universidad Tecnológica Nacional	59
Ilustración 22: Clases de precisión especial en transformadores de medida según normativa IEC. Fuente: Universidad Tecnológica Nacional.....	59
Ilustración 23: Error de precisión para transformadores de protección según normativa IEC. Fuente: Universidad Tecnológica Nacional	60
Ilustración 24: Interruptor automático de tanque vivo. Fuente: Siemens.....	63
Ilustración 25: Interruptor automático de tanque muerto. Fuente: Eltrotec	62
Ilustración 26: Diferencia entre los interruptores de tanque vivo y tanque muerto. Fuente: Siemens.....	64
Ilustración 27: Transformador de potencia. Fuente: ABB	65
Ilustración 28: Esquema transformador YNyn. Fuente: Academia.edu	67
Ilustración 29: Esquema transformador YNd. Fuente: Academia.edu	68
Ilustración 30: Esquema arrollamiento en zigzag. Fuente: Instalaciones eléctricas.....	69
Ilustración 31: Electrodo de puesta a tierra. Fuente: Ruelsa	70
Ilustración 32: Red mallada de puesta a tierra. Fuente: Electricidad Gallardo	71
Ilustración 33: Sistema de media tensión típico ANSI. Fuente: Ingeniería de proyectos	81
Ilustración 34: Esquema de interruptor "dog house". Fuente;Ema Electromechanics ...	82
Ilustración 35: Interruptor "dog house". Fuente Ingeniería de proyectos.....	83
Ilustración 36: Seccionador de pantógrafo. Fuente: Coelme.....	84
Ilustración 37: Embarrado de celdas de media tensión. Fuente:Manufacturas Eléctricax	85
Ilustración 38: Celda de protección de línea. Fuente: Manufacturas Eléctricas.....	86
Ilustración 39: Diseño de un seccionador de cabina. Fuente: Manufacturas eléctricas .	87
Ilustración 40: Edificios de control ANSI vs. IEC. Fuente: Ingeniería de Proyectos	88
Ilustración 41: Esquema del cable conductor. Fuente: Top Cable	90

Ilustración 42: Niveles de control de una subestación. Fuente: Bibing.....	97
Ilustración 43: Armario de control y protección. Fuente: Bibing.....	98
Ilustración 44: Esquema de comunicación DNP3. Fuente: ABB.....	100
Ilustración 45: Cables de control según estándar IECA Método 1. Fuente: APS Finland	103
Ilustración 46: Cables de control según estándar IECA Método 4. Fuente: Top Cable	104
Ilustración 47: Subestación con valla electrificada de protección contra animales. Fuente: Utility products.....	108
Ilustración 48: Sistema láser de disuasión de aves. Fuente: TransGuard.....	109
Ilustración 49: Aparamenta eléctrica de media tensión antes y después de la instalación de cubiertas. Fuente: Electricenergyonline.....	109

Parte I INTRODUCCIÓN

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN

La electricidad, desde que Thomas Edison inventara la primera bombilla en 1879, se ha convertido en un elemento indispensable en la vida de las personas. Al principio utilizada para alumbrar calles y hogares, su uso se generalizó progresivamente hasta el día de hoy, donde prácticamente no existe actividad humana que no dependa de una u otra manera de ella. Su desarrollo se ve además estrechamente ligado al Índice de Desarrollo Humano (IDH) de los países y a la evolución de su Producto Interior Bruto. La electrificación, unida a otros fenómenos del siglo XX, ha contribuido a provocar una explosión demográfica sin precedentes en la historia de la humanidad.

Durante ese proceso de desarrollo electrotécnico, ha sido necesario desarrollar toda una infraestructura eléctrica capaz de suministrar la energía que los consumidores necesitan, que ha ido cambiando en función del desarrollo tecnológico y de circunstancias exógenas a éste. Ambos factores han ido perfilando el panorama eléctrico hasta la forma que adopta en la actualidad. Como en el resto de los ámbitos industriales, el desarrollo paralelo de las tecnologías entre distintas regiones o países a menudo desemboca en la utilización de distintos criterios o incluso elementos. En este contexto, nacieron varias asociaciones con el fin de unificar estos criterios en normas comunes de utilidad en el máximo número de países, facilitando el traspaso de conocimiento y el comercio entre los distintos países. En el panorama eléctrico destacan la *American National Standards Institute* (ANSI) y la *International Electrotechnic Commission* (IEC).

ANSI se creó en 1918 con el propósito de unificar criterios entre cinco asociaciones ingenieriles, entre las que se encuentran el *Institute of Electrical and Electronic Engineers*

(IEEE) y *American Society of Mechanical Engineers* (ASME). ANSI o IEEE no desarrollan las normas, sino que se encarga de estandarizar y aprobar aquellas que son propuestas por sus miembros, entre los que se encuentran organizaciones de estándares, asociaciones de consumidores, empresas, asociaciones gubernamentales y demás.¹

IEC fue fundada en 1906, siendo William Thompson (Lord Kelvin) su primer presidente. La organización se encarga de publicar estándares internacionales consensuados. Del mismo modo que en ANSI, en IEC sus miembros engloban desde organizaciones de consumidores y empresas hasta organismos gubernamentales.²

Las dos normas coexisten globalmente, siendo su penetración asimétrica según el lugar: La normativa IEC goza de prevalencia en países con influencia europea (principalmente países francófonos en su mayoría), Oriente Medio y Asia, mientras que la normativa ANSI está vigente en Norteamérica (EE. UU. y Canadá) y con ciertas modificaciones en países como Japón. Existen ciertas peculiaridades, especialmente en América Latina, donde la influencia mixta norteamericana y europea se traduce en la coexistencia de ambas normas. Países como Colombia o México experimentan una etapa de transición de la norma ANSI hacia la IEC. El presente proyecto centrará su ámbito de actuación en México, donde se da el supuesto de coexistencia de las normas, en donde se estudiará el dimensionamiento de una subestación elevadora siguiendo ambas normas.

Como se ha dicho anteriormente, este proyecto pretende aportar luz en situaciones de coexistencia de las dos normas. Se señalarán las principales diferencias en cuanto a nomenclatura, de criterios de dimensionamiento, de configuración o diferencias de elementos. Posteriormente, se dimensionará la subestación por las dos normas y se subrayarán las ventajas técnicas y económicas.

Es un hecho habitual en aquellos países donde coexisten las dos normas que los usuarios se encuentren con obstáculos relacionados con ello. A menudo, se mezclan criterios, se utilizan configuraciones o elementos mixtos. Es frecuente además que, según el promotor

¹ Ceneris: <https://ceneris.com/blog/2019/12/05/significado-norma-ansi/>

² International Electrotechnic Commission: : <https://www.iec.ch/about/globalreach/?ref=menu>

de la instalación, la configuración utilizada sea una u otra (el operador de red es más frecuente que utilice la configuración IEC, mientras que propietarios de instalaciones de generación renovable de capital norteamericano son más propensos a utilizar la normativa ANSI). Todo ello constituye trabas para el desarrollo de la actividad de las ingenierías que llevan a cabo los proyectos, y para los operarios de mantenimiento de las instalaciones.

1.2 OBJETIVOS

Se identifican tres objetivos principales para la realización del trabajo:

- Aclarar las diferencias entre las dos normas en cuanto a nomenclatura, configuración y diversidad de elementos de las dos normas, atendiendo a sus razones.
- Ser capaz de dimensionar la subestación por los dos criterios, acentuando sus diferencias principales que puedan suponer un problema para sus usuarios.
- Elaborar una lista de ventajas e inconvenientes desde el punto de vista técnico, económico y medioambiental, de manera que se puedan identificar las virtudes e inconvenientes de las distintas normas en función de las condiciones de los proyectos futuros.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

2.1 ESTADO DE LA CUESTIÓN

2.1.1 TRABAJOS ANTERIORES

Se han observado distintos trabajos clásicos de fin de carrera que centran su actuación en el dimensionamiento de subestaciones eléctricas. Un ejemplo es el Proyecto de fin de carrera de 2018 de Santiago Freire Pérez “Análisis comparativo de costes de subestaciones eléctricas de muy alta tensión entre diferentes tecnologías: AIS, GIS, HIS y otras tecnologías de compactación y aprovechamiento del espacio”, donde analizan las peculiaridades económicas de las distintas tecnologías existentes de subestaciones eléctricas. A menudo también se encuentran proyectos enfocados en soluciones técnicas, como el proyecto de 2018 de Álvaro López-Coira Fernández “Proyecto Técnico Administrativo de una subestación eléctrica de alta tensión para la red de transporte española”, donde se dimensiona una subestación eléctrica desde el punto de vista técnico.

2.1.2 SITUACIÓN

El presente proyecto, tratará de unificar los dos enfoques mencionados anteriormente, analizando el tema de estudio tanto desde el lado técnico como el económico. La aportación de este proyecto será estudiar la configuración, nomenclatura, criterios y elementos utilizados según ambos criterios para una subestación de tecnología tradicional

(AIS). La principal aportación será pues aportar luz en torno a las diferencias entre ambas normas y sus implicaciones técnicas y económicas, que puedan hacer más o menos apropiada la utilización de una norma u otra en función del contexto del proyecto.

Este proyecto consiste en el dimensionamiento de una subestación elevadora de un parque eólico según la normativa IEC y ANSI en México. Se trata de una subestación elevadora de 230/34,5 kV de un parque eólico de 230 MVA en General Cepeda, una pequeña localidad del estado de Coahuila de México.



Ilustración 1: Estado de Coahuila, Mexico

La razón para escoger esta localización es que se trata de uno de los países en transición desde la norma ANSI a la IEC, y donde por tanto coexisten ambas normas, y se dan los problemas de estudio sobre los que este proyecto consistirá.

Como se ha dicho anteriormente, este proyecto pretende aportar luz en situaciones de coexistencia de las dos normas. Se señalarán las principales diferencias en cuanto a nomenclatura, de criterios de dimensionamiento, de configuración o diferencias de elementos. Posteriormente, se dimensionará la subestación por las dos normas y se subrayarán las ventajas técnicas y económicas.

Es un hecho habitual en aquellos países donde coexisten las dos normas que los usuarios se encuentren con obstáculos relacionados con ello. A menudo, se mezclan criterios, se utilizan configuraciones o elementos mixtos. Es frecuente además que, según el promotor de la instalación, la configuración utilizada sea una u otra (el operador de red es más frecuente que utilice la configuración IEC, mientras que propietarios de instalaciones de generación renovable de capital norteamericano son más propensos a utilizar la normativa ANSI). Todo ello constituye trabas para el desarrollo de la actividad de las ingenierías que llevan a cabo los proyectos, y para los operarios de mantenimiento de las instalaciones.

Además, es muy probable que las condiciones del proyecto hagan que una normativa u otra plantee ventajas técnicas, económicas o medioambientales. Para estas últimas, por ejemplo, cabe señalar el caso de los sistemas de media tensión donde se recoge la aparatenta eléctrica según norma IEC (según norma ANSI, al aire libre). La instalación en cabina, por ejemplo, en ciertas localizaciones hace necesario la contratación de empresas especializadas para evitar el acceso de ratas a las canalizaciones de los cables. La instalación al aire libre sin embargo puede ser un problema en lugares que sean el hogar de animales más grandes, como aves de gran envergadura o animales terrestres como reptiles, mapaches o ardillas.

Capítulo 3. PARQUE EÓLICO EN CAPITÁN CEPEDA

3.1 LOCALIZACIÓN

El parque eólico en cuestión se encuentra en el municipio de General Cepeda, en el estado de Coahuila. Se trata de un estado situado en el norte del país, colindante al norte con la frontera de los Estados Unidos, al este con Nuevo León; al sur con Zacatecas y San Luis de Potosí y al oeste con Durango y Chihuahua. Su capital es la ciudad de Saltillo, que se encuentra a unos 70 km de General Cepeda, en el suroeste del estado.

Se asentará a una altitud de 1200 metros sobre el nivel de mar. El clima del lugar se caracteriza por su naturaleza semidesértica, con grandes diferencias de temperatura entre el día y la noche. El terreno no encuentra grandes asperezas, siendo mayoritariamente plano. Para los cálculos correspondientes se tomarán las siguientes características de diseño:

- Temperatura máxima de diseño: 42,5 °C
- Temperatura mínima extrema; -7 °C
- Velocidad del viento máxima: 150 km/h
- Humedad relativa media: 52,5%



Ilustración 2: Parque Eólico en General Cepeda

3.2 RED DE TRANSPORTE MEXICANA

La red de transporte de electricidad en México se denomina Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y lo conforman tres sistemas independientes entre sí: El Sistema Interconectado Nacional (SIN), el Sistema Eléctrico de Baja California y el Sistema Eléctrico de Baja California Sur. El primero de ellos es el principal, abarcando desde Puerto Peñasco (Sonora) hasta Cozumel (Quintana Roo). Los otros dos son sistemas aislados del SIN, localizados en Baja California. Las líneas de alta tensión en la red de transporte mexicana son de 400 y 230 kV, tensión a la cual se conectará la subestación de evacuación a la red desde una tensión de 34,5 kV.

Dicha red es operada por la empresa pública CFE (Comisión Federal de Electricidad), que a su vez genera, distribuye y comercializa electricidad. La empresa cuenta con más de setecientos mil kilómetros de líneas entre transporte y distribución.

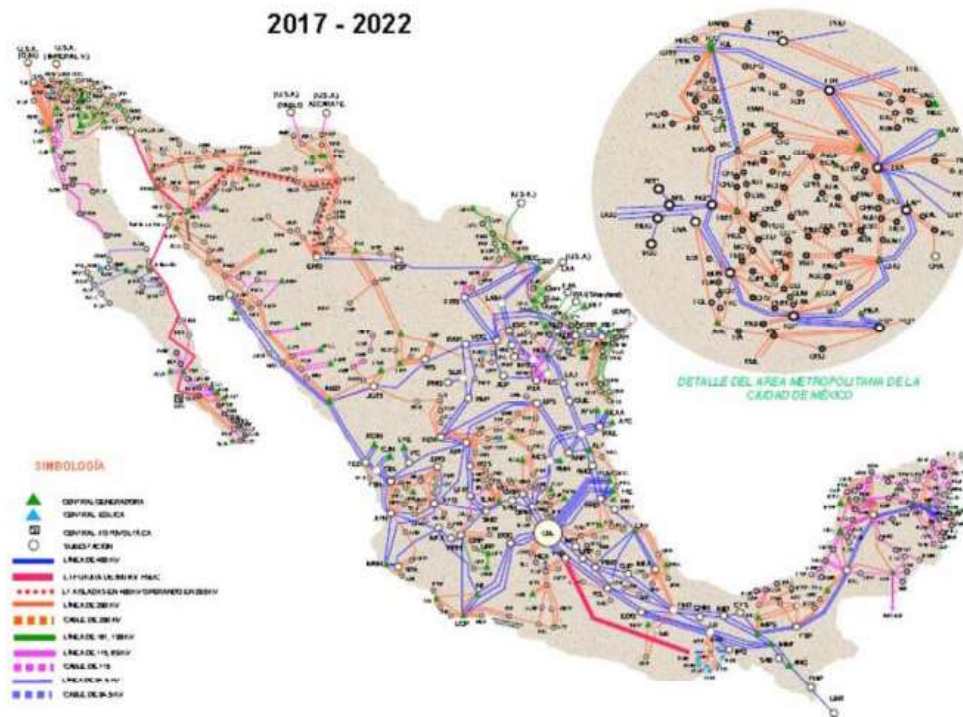


Ilustración 3: Mapa de la red de transporte mexicana. Fuente: CFE

Parte II MEMORIA

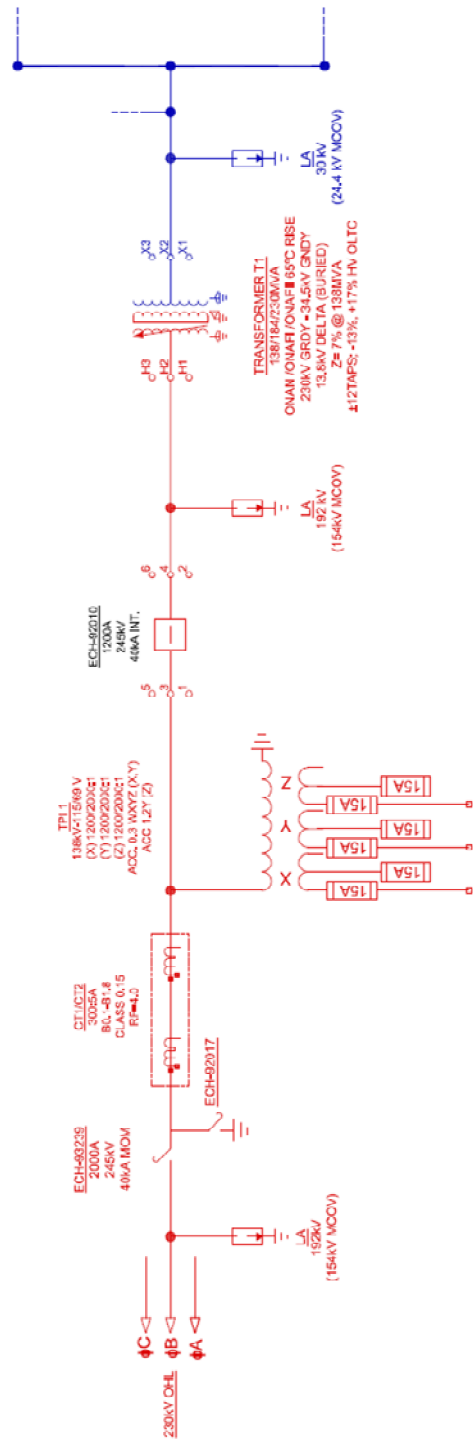
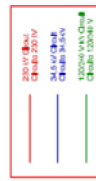
Capítulo 1. ESTUDIO TÉCNICO

En esta parte del estudio, se observarán las diferencias entre la configuración de una subestación según normativa ANSI y la normativa IEC desde el punto de vista técnico, siguiendo como modelo la subestación diseñada en General Cepeda (Coahuila). Como se ha mencionado anteriormente, dicha subestación está construida según normativa ANSI o IEEE, debido a las especificaciones del cliente, pero goza de especial interés estudiar sus diferencias si esta se hubiera construido siguiendo la normativa IEC.

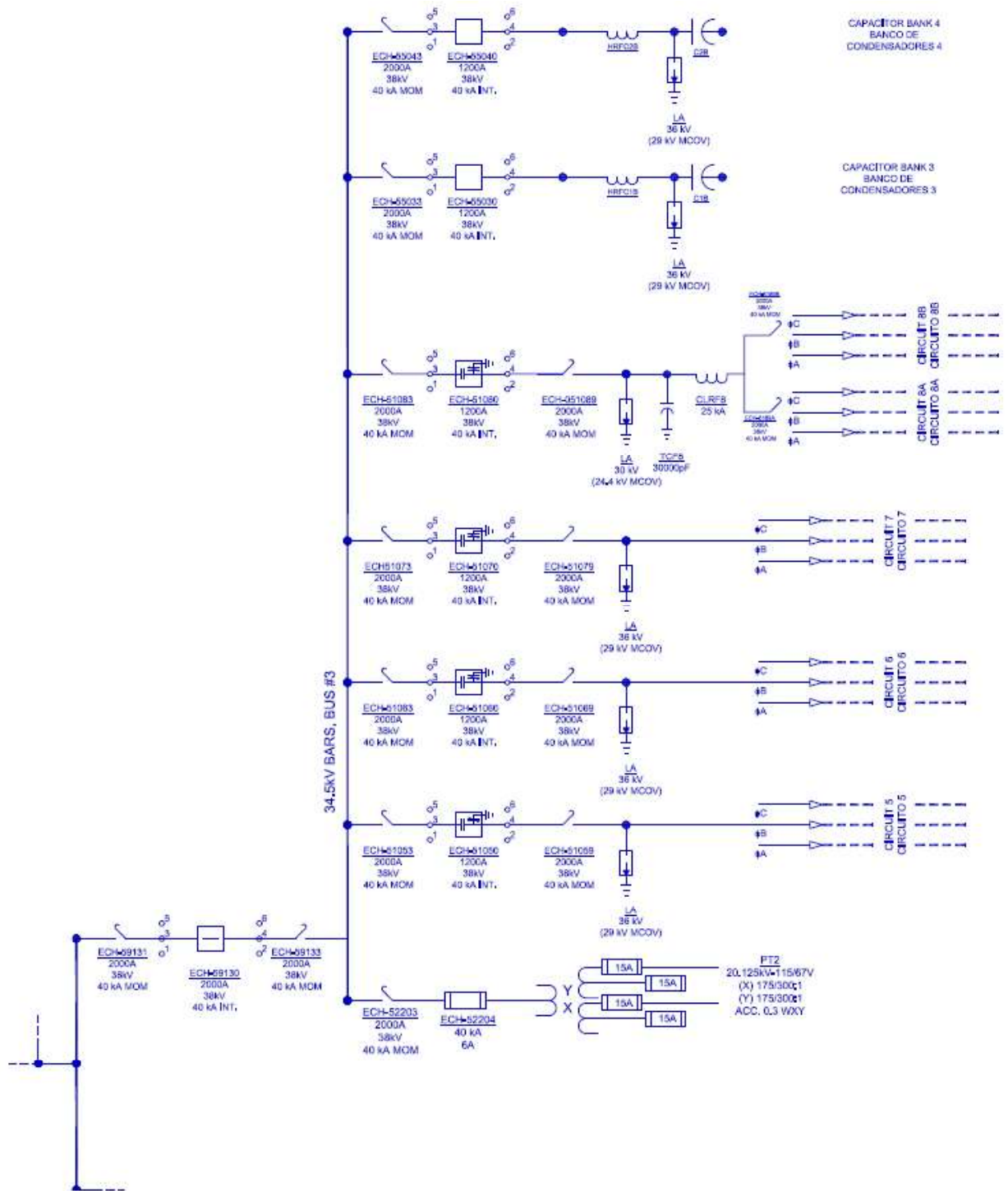
Se trata de una subestación elevadora de 34,5 a 230 kV para el parque eólico de 230 MVA. Se procederá a describir los elementos que la forman secuencialmente, desde aguas abajo a aguas arriba, es decir, desde la alta tensión hacia media. También se harán una serie de consideraciones previas, en lo referente a los niveles de aislamiento, y seguidamente de los elementos de baja tensión se describirán diferencias en los sistemas de control e implicaciones de las configuraciones en aspectos como la protección contra animales, ya que se trata de un factor relevante a tener en cuenta en gran parte de las geografías donde las dos normas coexisten.

A continuación, se muestra el esquema unifilar de la instalación según normativa ANSI:

- Alta tensión:



- Media tensión:



1.1 CONSIDERACIONES PREVIAS

1.1.1 NIVELES DE AISLAMIENTO

Los niveles de aislamiento están normalizados para cubrir los valores de tensión nominales del sistema eléctrico. Estos niveles de aislamiento definen, así mismo, los valores de tensión que debe soportar la aparamenta tanto a frecuencia industrial (50 o 60 Hz) como ante impulso tipo rayo.

El nivel de aislamiento ante impulso tipo rayo se conoce como *Basic Impulse Level* (Nivel Básico a Impulso, BIL por sus siglas en inglés) que deben cumplir todos los componentes de un sistema. Este valor depende de la tensión máxima normalizada y está afectada por la altitud de la instalación (los valores indicados en las normas se refieren a instalaciones por debajo de los 1000 m sobre el nivel del mar). En el caso de esta central eólica se ha realizado un estudio de coordinación de aislamiento para confirmar los criterios de diseño.

Los picos de tensión se definen como aquel que alcanza un pico en 1.2 microsegundos y cae a la mitad de ese valor en 50 microsegundos.

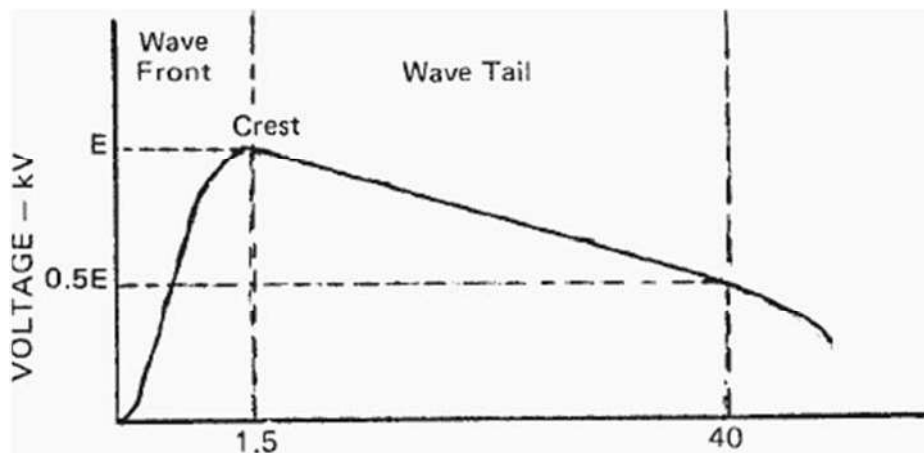


Ilustración 4: Ejemplo pico de tensión 1,5x40. Fuente: Electrical Engineering Portal

1.1.1.1.1 Diferencias entre normativas IEC e IEEE o ANSI

Las normas que rigen las diferencias en los niveles de aislamiento de los equipos son las respectivas IEC60071 e IEEE C37.20.2.

Las diferencias entre las citadas normas no radican en los estándares para considerar los picos de tensión, ya que ambas definen al pico de sobretensión como aquel que alcanza el pico a los 1,2 microsegundos y desciende a la mitad en 50 (1,2x50 μ s). Es por tanto en una diferencia de criterios para clasificar los niveles de aislamiento a las distintas tensiones donde podemos encontrarlas. Mientras que la normativa ANSI es más restrictiva a niveles de tensión más bajos, la normativa IEC lo es para los altos. En consecuencia, las protecciones serán más robustas dimensionando por normativa ANSI a altas tensiones y en IEC en las bajas. Se puede observar dicho fenómeno en las **Ilustraciones 5 y 6** a continuación:

Rated voltage U_r kV	Power frequency dry/wet kV rms	Lightning impulse with- stand level (LIWL) 1.2 x 50 μ s kV peak
52	95	250
72.5	140	325
123	185/230	450/550
145	230/275	550/650
170	275/325	650/750
245	360/395/460	850/950/1050

Ilustración 5: Niveles de aislamiento por normativa IEC. Fuente: Ingeniería de Proyectos

Rated voltage U_r	Power frequency dry/wet		Lightning im- pulse withstand level (LWL) 1.2 x 50 μ s	Chopped wave	
	Dry	10 a, wet		2 μ s	3 μ s
	kV	kV rms		kV rms	kV peak
72.5	180	140	350	452	402
123	260	230	550	710	632
145	310	275	650	838	748
170	365	315	750	968	862
245	425	350	900	1160	1040

Ilustración 6: Niveles de aislamiento por normativa ANSI o IEEE. Fuente: Ingeniería de proyectos

1.2 ALTA TENSIÓN

1.2.1 PARARRAYOS

Dada la ubicación a menudo aislada de las subestaciones, y el gran número de elementos metálicos que concentran las subestaciones, éstas se convierten en elementos muy susceptibles para el impacto de los rayos. Los pararrayos de línea ofrecen protección contra sobretensiones transitorias que producen los impactos de los rayos, maniobras de elementos próximos o cortocircuitos, y que pueden dañar seriamente los transformadores de potencia y la aparamenta eléctrica; transmitiendo dicha potencia a tierra y limitando dichos transitorios a magnitudes pequeñas más manejables para los aparatos. En el **Anexo 1.2**, se puede observar un catálogo.



Ilustración 7: Pararrayos de líneas Siemens. Fuente: Catálogo Siemens

Los pararrayos de línea no presentan diferencias de funcionamiento ni estéticas entre las normas ANSI o IEEE, sin embargo, sí es notable su distinta nomenclatura. Los parámetros importantes a tener en cuenta a la hora de seleccionar un pararrayos son su intensidad nominal de descarga, según la cual (además de otros parámetros) se agrupan en clases y la tensión de operación del aparato, donde se encuentra otra de las grandes diferencias entre las dos normas.

1.2.1.1 Normativa ANSI para los pararrayos de línea

- Clase: La clase de pararrayos depende del valor de los aparatos a proteger, su nivel de aislamiento ante corrientes pico y las corrientes de descarga que el elemento debe soportar. La normativa ANSI o IEEE (C62.11) distingue tres clases de pararrayos:
 - Clase de subestación o *station class*: Están diseñados para equipos expuestos a altos niveles de energía por conmutaciones en líneas y en localizaciones donde corrientes de falta puedan ser importantes. Tienen un

desempeño eléctrico superior, debido a sus altas capacidades para absorber energía, las tensiones de descarga son menores. Generalmente, la necesidad de proveer un servicio ininterrumpido y el alto valor de los equipos hacen de instalaciones como subestaciones de alta tensión lugares propicios para el uso de estos pararrayos. Los estándares dictan el uso de pararrayos de *station* e *intermediate* en rangos de protección de equipos de 5 a 20 mVA. Por encima de 20 mVA, los pararrayos *station* son usados predominantemente.

- Clase intermedia o *intermediate*: Estos pararrayos están diseñados para proporcionar un servicio fiable de manera económica para equipamiento eléctrico en tensiones intermedias. Son adecuados para la protección de transformadores de potencia secos y para la protección de cables URD. Como se ha mencionado anteriormente, los equipos a proteger se sitúan típicamente en el rango de 1 a 20 mA.
- Clase de distribución o *distribution*: Se utilizan habitualmente para transformadores pequeños. Se utilizan también en líneas conectadas directamente a maquinas rotativas.

Los parámetros principales para designar un pararrayos en normativa ANSI son tres:

- Intensidad nominal de descarga: La máxima intensidad que el aparato es capaz de evacuar y descargar a tierra. Es un parámetro importante, ya que nos indica la magnitud de los fenómenos que es capaz de neutralizar.
 - Intensidad nominal de descarga: La máxima intensidad que el aparato es capaz de evacuar y descargar a tierra. Es un parámetro importante, ya que nos indica la magnitud de los fenómenos que es capaz de neutralizar.
 - Tensión de operación (MCOV): Las siglas en ingles son *Maximum Continuous Operating Voltage*, o Tensión de Operación Continua Máxima, medida en rms. Debe ser mayor a la tensión simple de la línea.

1.2.1.2 Normativa IEC para los pararrayos de línea

- Clase: La normativa IEC 60099-4 clasifica los pararrayos en clases según la energía que el aparato puede descargar. Es preciso mencionar que dicha clasificación ha cambiado recientemente, aunque la antigua clasificación sigue siendo utilizada. La norma más reciente no se ciñe únicamente dicho nivel, sino que añade uno superior en función del distinto uso del aparato. A continuación, se resumen ambas normas:
 - Norma derogada: Se distinguen cinco clases de pararrayos. Dichas clases se presentan según curvas que relacionan la capacidad de evacuar de energía por nivel de tensión y el cociente entre el nivel de protección frente a onda de maniobra y su tensión asignada.³
 - Norma actual: En 2014 se añaden dos niveles de clasificación. La norma antigua basaba su clasificación en ensayos que no permitían discernir entre comportamiento térmico y el comportamiento ante impulsos, por lo que se decidió cambiarla, “americanizando” la clasificación. El nivel superior hace referencia al uso que se le dé al pararrayos, recordando mucho a la clasificación ANSI, distinguiendo entre Pararrayos de Subestación y de Distribución. Se asigna mediante los denominados *type tests*:
 - Pararrayos de subestación: Son diseñados para la protección de equipos con niveles de exposición a picos de descarga de energía notables causados por rayos o conmutaciones en las líneas y en sitios donde hay corrientes de falta significativas, típicamente en subestaciones, con $U_s > 72,5$ kV. Tienen un desempeño eléctrico superior, que se traduce en una mayor capacidad de evacuación de energía y en picos de tensión transitorios menores. Estos se subdividen a su vez en tres tipos de pararrayos, en función de los

³ PFC Manuel Sánchez Tenorio, Universidad de Sevilla.
http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5210/fichero/VOLUMEN+1%252FDOC+5.5_Seleccion+Pararrayos.pdf

tests de desempeño (*duty tests*), donde se mide la intensidad nominal de descarga: *Heavy* (20kA), *Intermediate* (10kA) y *Light* (5kA)

- Pararrayos de distribución: Su propio nombre nos indica que están pensados para su uso en sistemas de distribución, normalmente en rangos de $U_s < 52$ kV. Su diseño permite la protección contra impactos de rayos, y no para conmutación de líneas. Del mismo modo que en los pararrayos de distribución, encontramos varios subgrupos en función de la intensidad nominal de descarga: *Heavy* (10kA), *Intermediate* (5kA) y *Light Duty* (2.5kA)

En la **Tabla 1** podemos encontrar esta explicación resumida, y las equivalencias entre la norma derogada y la actual:

Clase de pararrayos	Subestación			Distribución		
	SH Heavy	SM Medium	SL Light	DH Heavy	DM Medium	DL Light
Designación y <i>duty level</i>						
Corriente de descarga nominal	20 kA	10 kA	10 kA	10 kA	5 kA	2,5 kA
Corriente de descarga por conmutación	2 kA	1 kA	0,5 kA	-	-	-
Q _{rs} (Culombios)	≥2,4	≥1,6	≥1,1	≥0,4	≥0,2	≥0,1
W _{th} (kJ/kV)	≥10	≥7	≥4	-	-	-
Q _{rs} (Culombios)	-	-	-	≥1,1	≥0,7	≥0,45
Clase Antigua	4/5	3	2	1	1 5 kA	1 2,5 kA

- En cuanto a los parámetros principales que definen los aparatos, encontramos tres:
 - Intensidad nominal de descarga: Este parámetro no cambia con respecto a normativa ANSI.
 - Tensión de operación (U_c): Según la normativa IEC, el dato de la tensión de operación que se toma como referencia para clasificar los aparatos es la tensión de trabajo continuo (en rms), medida como U_c . Tanto U_c como MCOV deben ser superior a la tensión simple de la línea.

1.2.2 TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

Estos transformadores sirven para adaptar la tensión de salida de la subestación elevadora a la red a valores medibles por aparatos de medición, de manera que se pueda controlar los valores de tensión de salida, de potencia intercambiada, de sincronismo y la alimentación de elementos de protección. Están diseñados para obtener en bornas del secundario una tensión nominal de 110 V (en zonas de influencia francesa a menudo 100 V). Existen dos tipos principales de transformadores de tensión: Transformadores de tensión inductivos y capacitivos:

- Transformadores electromagnéticos: Su operativa en cuanto a tipo de inducción es la misma que los transformares de potencia. Sin embargo, los distintos requerimientos de funcionamiento para los dos tipos de transformadores acentúan sus diferencias, ya que la carga alimentada por los transformadores de tensión son instrumentos de medida o protección (relés). Por ello, su diseño es notablemente distinto.

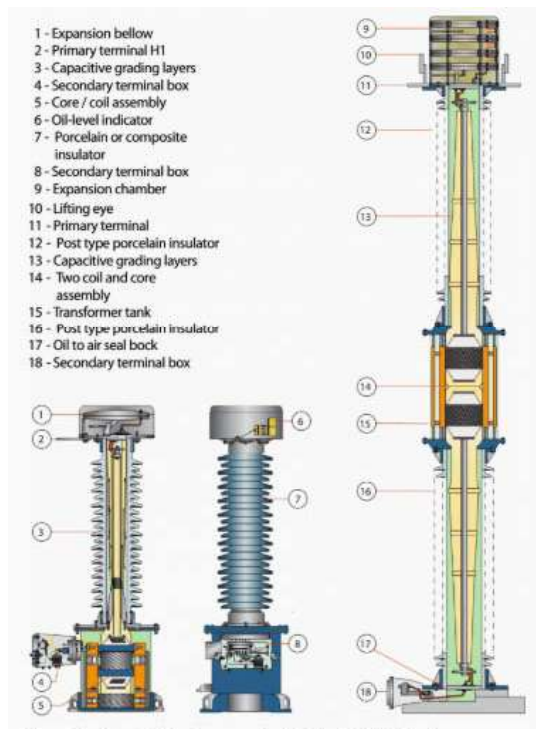


Ilustración 8: Esquema de transformador de tensión electromagnético. Fuente: Electrical Engineering Portal

- Transformadores capacitivos: Se trata de un divisor de potencial conectado fase tierra. Su uso está en auge en sistemas de alta tensión (>115 kV), debido a que resultan más económicos que los tradicionales (electromagnéticos) y porque facilitan el acoplamiento el uso de equipos auxiliares relacionados con los sistemas de comunicación.

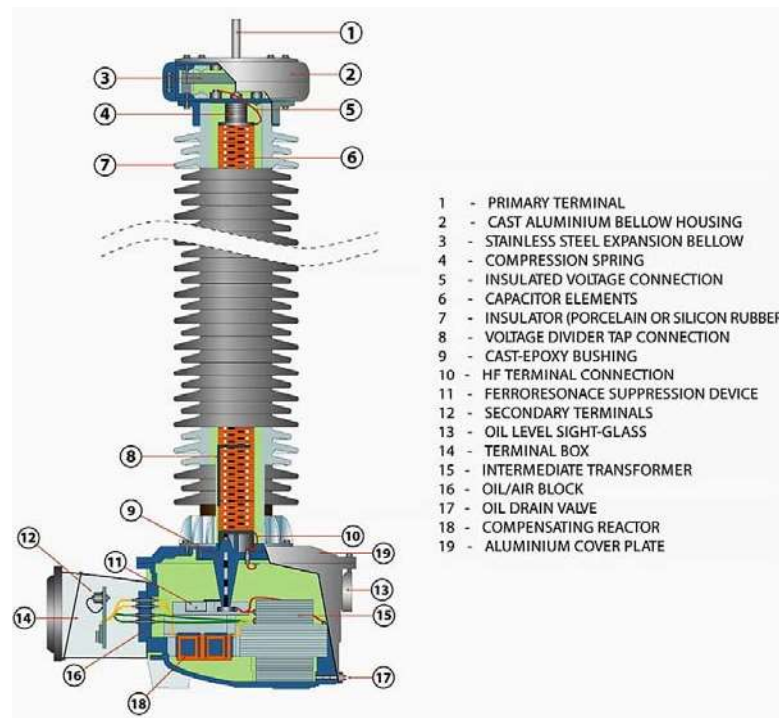


Ilustración 9: Esquema de un transformador de tensión capacitivo. Fuente: Electrical Engineering Portal

Dentro de los transformadores capacitivos, se distinguen dos tipos. Eléctricamente son más o menos similares, pero su diferencia radica en la formación de la capacitancia:

- Condensadores de acoplamiento: Consiste en una serie de condensadores conectados en serie. Para obtener la relación de transformación deseada, los terminales primarios y secundarios se conectan entre los condensadores.
- Condensadores tipo *bushing*: Utilizan condensadores tipo *bushing* provistos de roscado. Éstos también se utilizan para la comunicación del operador de línea eléctrica.

En el caso de estos aparatos, las principales diferencias entre las normas IEC y ANSI o IEEE se da en las clases de precisión y carga y en la manera de señalar la relación de transformación entre el primario y el secundario:

1.2.2.1 Normativa ANSI o IEEE (C57.13)

- Clases de precisión: Según la normativa ANSI, la clase de precisión no depende del tipo de tarea que lleve a cabo el transformador de tensión. La clase de precisión la marca un número estandarizado, que marca el error máximo de relación de tensiones entre devanados cuando la carga se encuentra en valores nominales. Se debe garantizar esto para valores entre el 90 y el 100% de la tensión nominal. Los valores estandarizados son 0,15, 0,3, 0,6, 1,2.
- Cargas estandarizadas: Además de las clases de precisión, la normativa ANSI especifica una serie de cargas estandarizadas. La clase de precisión, además, depende de la carga. Los valores estandarizados de las cargas vienen marcados con letras y representan a la carga en unidades de potencia (MVA) y factor de potencia a 60 Hz. Son los siguientes:

Nomenclatura de la carga	Carga (en VA)	Factor de potencia de la carga
W	12,5	0,1
X	25	0,7
M	35	0,2
Y	75	0,85
Z	200	0,85
ZZ	400	0,85

Tabla 2: Cargas estandarizadas ANSI. Fuente: ABB

- Relación de transformación: La relación de transformación en normativa ANSI para transformadores de tensión es algo diferente a la de los transformadores de potencia. En el caso de los transformadores de tensión, la nomenclatura se hace

en relación de tanto por uno del primario con respecto al secundario (o terciario). En el primario, se dan dos números: El tanto por uno de la tensión de línea y la de la tensión de fase (la relación de la tensión de línea entre raíz de tres). Sería, para ser más precisos, la relación entre el número de espiras de los devanados. En la **Ilustración 10** se muestra un ejemplo real de nomenclatura IEEE para la relación de transformación de un transformador de tensión:

(X) 1200/2000:1
(Y) 1200/2000:1
(Z) 1200/2000:1

Ilustración 100: Ejemplo de relación de transformación en transformador de tensión según normativa ANSI

1.2.2.2 Normativa IEC (60044-2)

- Clases de precisión⁴: Las clases de precisión para los transformadores de tensión dependen del tipo de tarea que desempeña el transformador. Los transformadores de tensión son utilizados a grandes rasgos para dos tipos de funciones: medida y protección:
 - Clase de precisión en transformadores de tensión para medida: Dicha clase incluye un índice de clase, que representa el error de relación en tanto por ciento en el secundario cuando el primario está alimentado a la carga de precisión. La precisión indicada debe mantenerse entre el 80 y el 120 por ciento de la tensión nominal, cuando la carga se encuentre en una franja del 25 y el 100% de la carga especificada. Existen cinco clases de precisión, para los siguientes usos:
 - Clase 0,1 : Uso en laboratorio.

⁴ Teoría y tecnología de los transformadores de Medida. Artech.

- Clase 0,2: Uso en laboratorio, contadores de precisión y patrones portátiles.
- Clase 0,5: Uso en aparatos de medida y contadores normales.
- Clase 1: Uso en aparatos para cuadro.
- Clase 3: Demás usos donde una precisión alta no sea necesaria.
- Clase de precisión en transformadores de tensión para protección: Los transformadores de tensión destinados a protección, son requeridos a especificar su precisión de una manera diferente. Esta consta de un número que también representa el error máximo admitido, representado en forma de tanto por ciento, aunque esta vez referido al cinco por ciento de la tensión nominal. A este número le sucede la letra P, que nos indica que es una precisión de protección. Las clases de precisión más comunes son 3P y 6P.

A continuación, en la **Ilustración 11** se muestra un ejemplo de dichas clases en un catálogo industrial:

Clases y cargas estándares de precisión

According to IEC	
50 VA class 0.2	100 VA class 3P
100 VA class 0.5	100 VA class 3P
150 VA class 1.0	100 VA class 3P
Para cargas mas bajas o altas contáctenos	

*) Las normas establecen como valores normalizados de factor de tensión 1,5/30 seg para sistemas con conexión a tierra eficaz; 1,9/30 seg para sistemas con puesta a tierra eficaz y desconexión automática por fallos; y 1,9/ 8 horas para sistemas con punto neutro de aislamiento sin desconexión automática por fallos.

Ilustración 11: Ejemplo de clases de precisión en catálogo industrial. Fuente: ABB

- Relación de transformación: La relación de transformación en los transformadores de tensión según normativa IEC sigue el mismo canon que los de potencia: Se especifica la tensión nominal en el primario y en el secundario.

1.2.3 SECCIONADOR

Los seccionadores son aparatos que normalmente operan en condiciones de ausencia de carga (o cargas de muy baja intensidad) para proporcionar aislamiento o una ayuda para operarios de la red para realizar tareas de mantenimiento de manera más segura (posibilidad de verificar ausencia de tensión visualmente).

Estos aparatos no tienen poder de corte, pero deben estar diseñados para soportar corrientes nominales e incluso corrientes de falta. Existen varios tipos de seccionadores:

- Seccionadores de cuchillas giratorias: Cuentan con un armazón, aisladores, un contacto fijo y una cuchilla giratoria. Son los más sencillos y su uso está extendido en las redes de media tensión. Pueden ser unipolares o tripolares.
- Seccionadores de cuchillas deslizantes: La principal diferencia con los seccionadores de cuchillas giratorias consiste en el desplazamiento de las cuchillas, que tiene lugar longitudinalmente. Su desventaja es que su capacidad de desconexión es menor que la de los anteriores.
- Seccionadores de columnas giratorias: Son utilizados comúnmente en instalaciones a la intemperie y en media y alta tensión (33-220kV).



Ilustración 12: Seccionadores de columna central. Fuente: Ingeniería Eléctrica Explicada

Podemos encontrar dos tipos:

- Seccionadores de columna central: En estos aparatos, el contacto móvil se sitúa en una posición rotatoria y aislante central, de manera que proporciona

una interrupción doble. Alrededor de ésta, se encuentran los contactos fijos, sostenidos por dos columnas colocada sobre un soporte metálico. Es empleado en instalaciones con corrientes nominales de 630-2500 A, y tensión de 220 a 400 kV

- Seccionadores de dos columnas por polo: En estos aparatos, los contactos móviles están situados en las columnas. Estos aparatos acostumbran a ser más económicos que los anteriores, y su uso está extendido en tensiones entre 52 y 220 kV.
- Seccionadores de pantógrafo: Son utilizadas en instalaciones de intemperie donde las líneas y las barras se encuentran a distintas alturas. La conexión del contacto móvil se hace directamente sobre la línea. Se utilizan en instalaciones de alta tensión, de hasta 550 kV y 3000 A.



Ilustración 13: Seccionadores de pantógrafo. Fuente: Coelme

1.2.3.1 Especificaciones técnicas de los seccionadores según normativas

Los parámetros importantes a la hora de seleccionar los seccionadores son tres: La intensidad nominal, la intensidad de cortocircuito y la tensión nominal:

- Intensidad nominal: Se trata de la intensidad de operación que el aparato debe ser capaz de soportar, aunque sin poder de corte.
- Intensidad de cortocircuito: Intensidad máxima que el aparato resiste de manera transitorias bajo criterios de resistencia térmica y mecánica.
- Tensión nominal: Tensión de la red en condiciones normales de operación.

Todos estos parámetros se interpretan de la misma manera según normativa ANSI y IEC. La única peculiaridad reside en que en normativa ANSI es común indicar la forma de apertura del aparato según sea manual (MOM) o eléctrica (EOM).

1.2.4 TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

Estos aparatos se utilizan, de manera análoga a los transformadores de tensión, para adaptar los valores de intensidad de las líneas eléctricas a valores razonables para su medición por los aparatos de medida normalizados, y que a su vez su manipulación no suponga un peligro para los operarios.

De esta manera, la corriente en el secundario dispondrá de una relación de transformación proporcional a la del devanado primario, con un ángulo próximo a cero. Los aparatos de medición se encontrarán conectados en serie a la corriente que circula por el primario, a través de su conexión con el secundario, pudiendo tener además varios arrollamientos secundarios.

En alta tensión, se distinguen dos tipos principales:

- Transformador de intensidad de tipo toroidal: Adquiere su nombre por su forma toroidal o de “donut”. En este aparato, el conductor hace las veces de arrollamiento primario. Es un elemento muy común en las instalaciones de configuración de tipo ANSI, por razones que se expondrán en el apartado de los

interruptores automáticos. Su ventaja principal es su tamaño, y el hecho de que su colocación no precisa de cimentación.



Ilustración 14: Esquema de interruptor de tanque muerto, donde se observa un trazo de corriente toroidal. Fuente: Universidad Carlos III

- Transformador de intensidad de tanque o de horquilla: Cobran este nombre por el recorrido que realiza el conductor primario (en forma de horquilla) y por la ubicación de los arrollamientos en el tanque inferior. Son comunes para uso exterior y en instalaciones de norma IEC, que al usar interruptores de tanque vivo, deban instalar transformadores de intensidad como aparatos separados.



Ilustración 15: Transformador de intensidad de horquilla. Fuente: ABB

1.2.4.1 Normativa ANSI o IEEE (C57.13)

La normativa ANSI que aborda la clasificación de los transformadores de intensidad tiene en cuenta cuatro importantes parámetros:

- Factor de clasificación térmica (*Thermal Rating Factor*, RF en siglas en inglés)⁵: Este factor, que indica un múltiplo de una determinada corriente, indica la cantidad por la que se puede multiplicar la corriente que circula por el arrollamiento primario sin que se supere la temperatura máxima especificada. Dicho factor está determinado por unas determinadas condiciones de operación, tales como una temperatura ambiente especificada, que normalmente se encuentran en un rango entre los 30 y 55 grados centígrados. Los valores tipo de RF suelen ser 1'0, 1'25, 1'33, 1'5, 2'0, 3'0 y 4'0. Si el RF se especifica a una temperatura ambiente de operación diferente de la mencionada en el catálogo, se debe convertir utilizando la siguiente ecuación:

$$\frac{(RF_{a \text{ temp nueva}})^2}{(RF_{a 30^{\circ}C})} = \frac{85 - Temp_{nueva}}{55^{\circ}C}$$

Clases de precisión (medida, *metering*): La norma IEEE también clasifica a los transformadores de corriente según su precisión y carga. Las clases de precisión para un transformador de corriente incluye la carga estandarizada, así como los límites de error porcentuales máximos para factores de potencia de la línea entre 100% y 60% inductivos. Una clase típica de transformador de corriente podría ser 0.3 B0.5 donde 0.3 es el porcentaje de error permitido y B0.5 es la carga secundaria en impedancia de ohmios. Es importante resaltar que la precisión depende de la carga. Dicha carga está formada por los aparatos de medida y relés y el tamaño y la longitud del cable conectado al secundario del transformador. Hay dos tipos de error en los transformadores de corriente: el error de relación de

⁵ GE Grid Solutions, *Instrument Transformer Basic Technical Information and Application*

transformación y error de ángulo de fase. En un transformador dado, el error de medición es la combinación de ambos errores. Esta combinación se llama Factor de Corrección del Transformador (TCF).

Para un transformador de corriente, el límite de error permisible a una clase de precisión tiene un valor del 100% de ese error y permite el doble de esa cantidad al 10% de la corriente nominal. Típicamente un 0,3% de error es aceptable para aparatos digitales, 0,6% a 1,2% de error para los instrumentos analógicos. La **Figura 16** muestra los límites de rendimiento estándar con un 0,3% de precisión y un RF de 4,0:

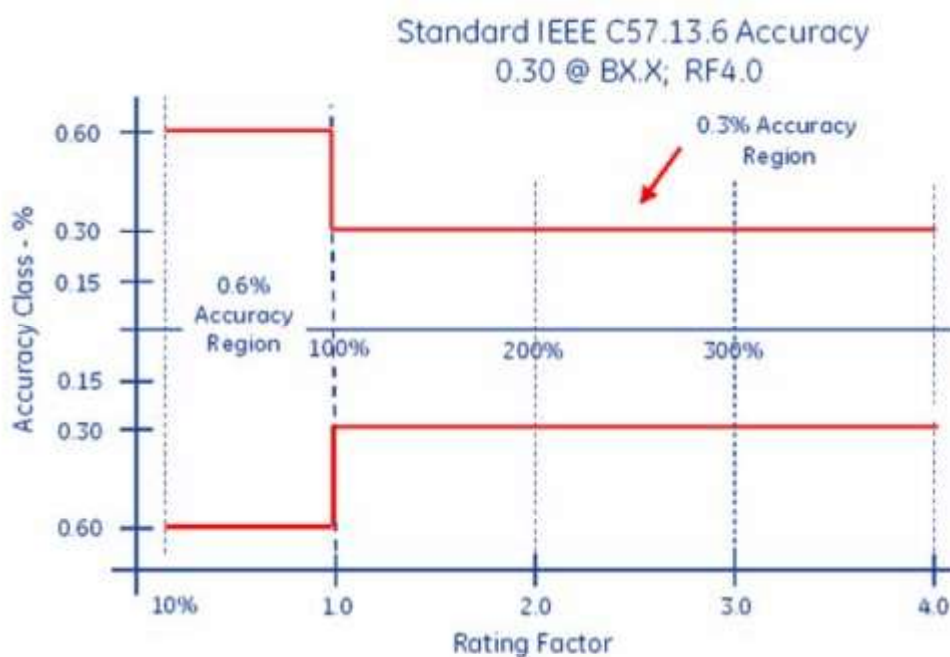


Ilustración 16: Desempeño de un transformador de corriente con 0,3 de precisión y RF de 4,0. Fuente: GE Grid Solutions

- Clase de protección (protección, *relay*):⁶ Se representa por dos símbolos que describen de forma efectiva la capacidad del transformador, con una letra y un número:

La letra, usualmente la C, significa que se puede calcular la relación de transformación, es decir, un transformador de corriente de tipo ventana con

⁶ Schneider Electric. What does the Relay Accuracy Class mean for CT's? <https://www.se.com/us/en/faqs/FA103732/>

bobinas uniformemente distribuidas. La clase C se refiere a un diseño de baja reactancia. También existen las clases K, T, H y L, menos comunes. El número representa tensión nominal en el secundario, siendo la tensión que el transformador entregará a una carga estándar a 20 veces la corriente nominal secundaria sin superar el 10% del RF. Además, el error en la relación de transformación debe limitarse al 10% a cualquier corriente de 1 a 20 veces la corriente nominal a cualquier carga menor. Por ejemplo, la clase de precisión del relé C100 significa que la relación puede ser calculada y que el error de relación de transformación no excederá del 10% a cualquier corriente si la carga no excede de 1,0 ohmios (1 ohmio x 5 amperios X 20 veces la corriente normal = 100 voltios).

- Relación de transformación: La relación de transformación de un transformador de corriente se expresa mediante dos números que representan la corriente nominal que puede aplicarse a su devanado primario y la corriente que luego sería inducido en su bobina secundaria. Asimismo, una designación de 400:5 amperios expresan la capacidad de un transformador de corriente y significa que cuando 400 amperios circulan a través del primario, 5 amperios pasarán a través del secundario. Los estándares industriales han establecido 5 y 1 amperios como la intensidad de referencia para el secundario de los transformadores de corriente.

De esta manera, las especificaciones de un transformador de corriente según normativa ANSI quedan de la siguiente manera:

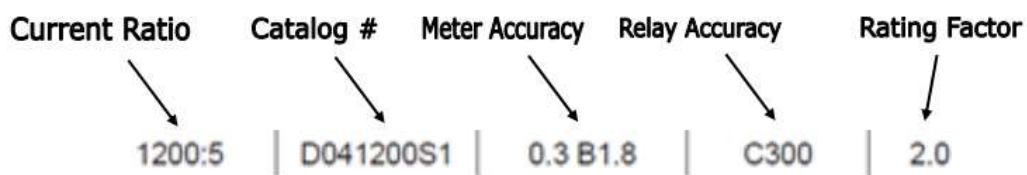


Ilustración 17: Especificaciones de un transformador de corriente. Fuente: Steve Laslo, Current Transformers

En las tablas de a continuación se recogen los valores estandarizados para todas estas especificaciones según normativa ANSI o IEEE:

Aplicación	Tipo de carga	Resistencia (Ohmios)	Inductancia (mH)	Impedancia (ohmios)	VA @ 5 Amps	Factor de potencia
Medida	B0.1	0,09	0,116	0,1	2,5	0,9
	B0.2	0,18	0,232	0,2	5	0,9
	B0.5	0,45	0,58	0,5	12,5	0,9
	B0.9	0,81	1,04	0,9	22,5	0,9
	B1.8	1,62	2,08	1,8	45	0,9
Protección	B-1	0,5	2,3	1	25	0,5
	B-2	1	4,6	2	50	0,5
	B-4	2	9,2	4	100	0,5
	B-8	4	18,4	8	200	0,5

Tabla 3: Cargas estandarizadas según normativa ANSI. Fuente: GE Grid Solutions

Tensión Secundaria	Carga Secundaria
C10	B0.1
C20	B0.2
C50	B0.5

C100	B1
C200	B2
C400	B4
C800	B8

Tabla 4: Cargas estandarizadas y clases de protección. Fuente: GE Grid Solutions

1.2.4.2 Normativa IEC (IEC-60044)

Dentro de la normativa IEC, a la hora de seleccionar el transformador de corriente, se observan las siguientes características a evaluar:

- Clase de precisión (medida): Los CT normalmente están diseñados para proporcionar una corriente proporcional a la que pasa por la línea a los equipos de medida, por lo que se les requiere operar en unas condiciones de precisión exigentes. La clase de precisión nos indica cual es el error admisible que se obtendrá en las medidas del aparato. La norma IEC establece que dicha clase debe prevalecer siempre y cuando la corriente circulante por el devanado primario del transformador se encuentre en valores inferiores del 120% de los valores nominales de intensidad y entre el 25 al 100% de la carga nominal. Existen dos clases de precisión: Los normales y los especiales. A continuación, se muestran los valores estándar de las clases de precisión según la normativa IEC:

Clases de precisión	Error en % para valores de corriente en % de la corriente nominal (ϵ_i)				Error de fase en ° para valores de corriente en % de la corriente nominal (β_i)			
	5	20	100	120	5	20	100	120
normal								
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5

0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30
1	3	1,5	0,1	0,1	180	90	60	60

Tabla 5: Clases de precisión normal en transformadores de medida según normativa IEC. Fuente: Universidad Tecnológica Nacional

Clases de precisión especial	Error en % para valores de corriente en % de la corriente nominal (ϵ_i)					Error de fase en ° para valores de corriente en % de la corriente nominal (β_i)				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0,2S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10
0,5S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30

Tabla 6: Clases de precisión especial en transformadores de medida según normativa IEC. Fuente: Universidad Tecnológica Nacional

- Clases de precisión (protección): Los transformadores de protección alimentan los relés de protección. Por ello, su misión es asegurar intensidades de magnitudes significativamente mayores que su intensidad nominal. En estos transformadores se considera el error compuesto, que se compone de la suma del error de relación de transformación y el error de fase. Se define la corriente límite de precisión nominal como aquella intensidad circulante por el arrollamiento primario máxima a la que estando el transformador en valores de carga de precisión, el error compuesto no se traspasa. La siguiente tabla agrupa las clases de precisión para transformadores de protección:

Clase de precisión	Error ϵ_i en % de la corriente nominal	Error de fase β_i en ° para la corriente nominal	Error compuesto en % para la corriente límite de precisión
5P	1	60	5
10P	3	-	10

Tabla 7: Error de precisión para transformadores de protección según normativa IEC, Fuente: Universidad Tecnológica Nacional

Como ejemplo para interpretación, un transformador de 5P 20, significa que el error compuesto máximo del transformador es del 5% para una intensidad límite de precisión de 20 veces la nominal.

También existen transformadores de intensidad de clases PR y PX, en los que el transformador constituye una parte del sistema activa. Los PR son aquellos aparatos en los que su función es garantizar protección con factor de remanencia limitado. Los PX son aquellos transformadores sin entrehierro donde el conocimiento de ciertas características de su comportamiento es suficiente.

- Relación de transformación: En este caso, la relación de transformación según normativa IEC no presenta diferencias respecto a la normativa ANSI.

1.2.5 INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

Los interruptores automáticos son los dispositivos de protección disponibles en las subestaciones eléctricas que sirven para cortar circuitos tanto en condiciones de operación nominales en situaciones de corrientes de falta, en vacío y en desconexión con falla kilométrica. Además, tienen la capacidad de volver a cerrar el circuito cuando se desee.

Su uso es indispensable para asegurar la operabilidad y disponibilidad del suministro eléctrico. En la actualidad, existen dos tipos de interruptores automáticos con configuraciones diferentes: El interruptor de tanque vivo y el de tanque muerto:

1.2.5.1 Interruptor de tanque muerto

En los interruptores de tanque muerto se coloca el elemento de corte en una cámara de metal conectada a tierra.

El mantenimiento del interruptor se produce a nivel del suelo y se mejora la resistencia sísmica frente a los diseños de tanque vivo. Los bujes se usan para conexiones de línea y carga que permiten la instalación de transformadores de corriente de buje para retransmisión y medición a un costo nominal.

El interruptor del tanque muerto requiere gas aislante adicional para proporcionar el aislamiento entre el interruptor y el recinto del tanque conectado a tierra.

También pueden ser suministrados Tripolares o Unipolares dependiendo de su forma de operación. El interruptor de tanque muerto es normalmente utilizado en instalaciones de normativa ANSI o IEEE.



Ilustración 18: Interruptor automático de tanque muerto. Fuente: Eltrotec

1.2.5.2 Interruptor de tanque vivo (Común en instalaciones de normativa IEC)

Los interruptores automáticos de tanque vivo se caracterizan por tener el elemento de corte montado en aisladores y al potencial de línea. Este enfoque permite un diseño modular ya que las cámaras de corte se pueden conectar en serie para operar a niveles de voltaje más altos. La operación de los contactos es generalmente a través de una varilla

de operación aislada o la rotación de un conjunto de aisladores de porcelana por un operador a nivel del suelo.

Su diseño minimiza la cantidad de gas utilizado para interrumpir el arco, ya que no se requiere una cantidad adicional para aislar el recinto de un tanque muerto. El diseño también adapta fácilmente resistencias de preinserción o condensadores cuando sea necesario. La capacidad sísmica requiere una consideración especial debido al alto centro de gravedad del conjunto de la cámara de interrupción.



Ilustración 19: Interruptor automático de tanque vivo. Fuente: Siemens

Los interruptores de tanque vivo pueden ser accionados de forma Tripolar (tres fases con un solo mecanismo) o de forma Uni-tripolar (donde cada una de las fases cuenta con un accionamiento) lo cual permite reenganches unipolares sin que la sincronización se vea afectada. Su utilización es muy común en instalaciones de normativa IEC.

1.2.5.3 Diferencias, ventajas e inconvenientes entre los tipos de interruptores automáticos

- En cuanto a la cantidad de gas SF₆, el interruptor de tanque vivo requiere de menos fluido aislante, ya que en el caso del interruptor de tanque muerto la cámara donde se encuentra el elemento de corte es de mayores dimensiones.
- Capacidad sísmica: En este caso, el interruptor de tanque muerto sale favorecido, ya que su punto de gravedad es mucho más bajo al situarse en el suelo. En el caso del interruptor de tanque vivo, se requieren estudios más detallados si se encuentra en zonas de gran actividad sísmica.
- Localización del transformador de intensidad: El interruptor de tanque muerto goza de la ventaja de que como los conductores se localizan en el interior de bujes aislados, es posible colocar el transformador de intensidad en sus terminales. Esta circunstancia no se da en los interruptores de tanque vivo, y requieren de transformadores de intensidad separados, con su propia cimentación, etc.

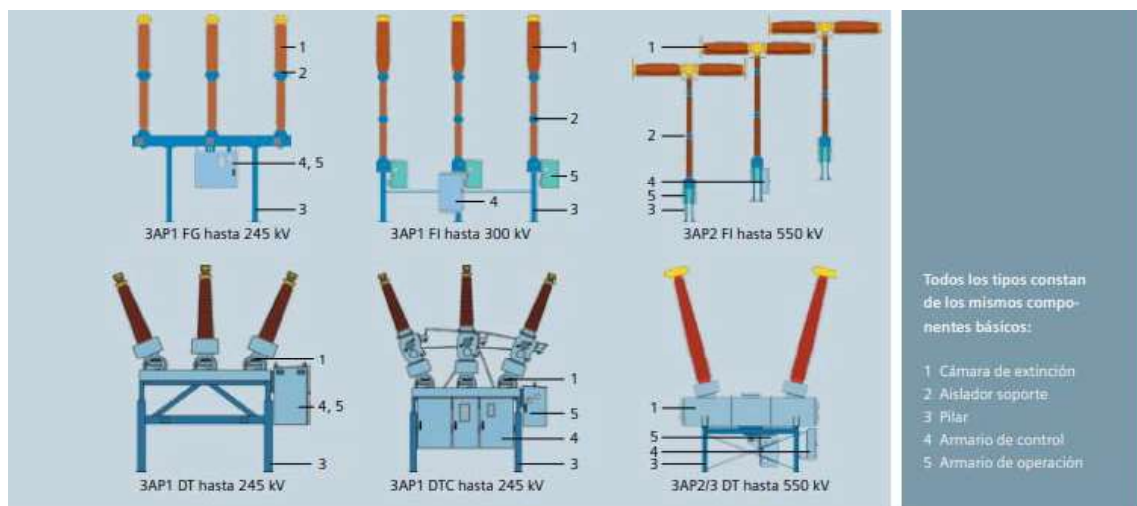


Ilustración 20: Diferencia entre los interruptores de tanque vivo y tanque muerto. Fuente: Siemens

1.2.6 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Un transformador de potencia es, según la definición que da la norma IEC 60076, “un aparato estático con dos o más bobinas que, por inducción electromagnética, transforma

un sistema de tensión y corriente alternas en otro sistema de tensión y corriente generalmente de valores diferentes y a la misma frecuencia con el fin de transmitir energía eléctrica.”



Ilustración 21: Transformador de potencia. Fuente: ABB

Son utilizados tanto en baja, media y alta tensión, y su uso es crucial para una operación del sistema eléctrico eficiente y efectiva. Se pueden clasificar de distintas maneras:

- Por su sistema de enfriamiento: Los transformadores de potencia pueden ser enfriados en seco o en aceite.
 - Transformadores en aceite: Su circuito magnético y arrollamientos son protegidos por aceites, que funcionan como aislante. Éste es utilizado como líquido aislante, puede ser de silicón, mineral, éster o vegetal. Goza de la ventaja de que su coste es reducido, y que puede ser instalado en el exterior sin problema. Su ruido es menor y tiene una gran resistencia ante potencias y sobrecargas, así como menores pérdidas en vacío. Sus desventajas son los mayores costes por mantenimiento del aceite y que precisan de un sistema de protección contra incendios más sofisticado.
 - Transformadores en seco: Su utilización es común en centros de transformación de interior. Se caracterizan porque la ventilación se lleva a cabo mediante circuitos de ventilación de aire y resinas. Por su mecanismo, requieren que los conductos de ventilación y rejillas estén limpios. Gozan de

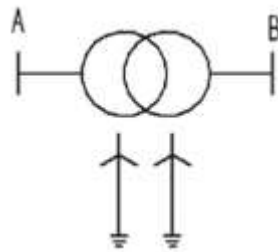
la ventaja de que su coste de instalación y mantenimiento es menor. Entre sus desventajas, un mayor coste del aparato, mayor ruido, mayores pérdidas en vacío, una menor tolerancia a las sobre tensiones y la imposibilidad de ser utilizados a la intemperie, por lo que en la instalación de estudio no podrían ser seleccionados.

- Según su posición en la red: Los transformadores pueden ser elevadores o reductores:
 - Los elevadores, como el de la subestación de Coahuila, sirven para evacuar energía generada en centrales o parques de generación. Por ello, elevan la tensión a niveles más altos, adecuados para que la energía sea transportada de manera eficiente y sin pérdidas.
 - Los reductores, adaptan los niveles de tensión más altos a otros más adecuados conforme la red se acerca a puntos más cercanos al consumo.

1.2.6.1 Transformadores elevadores y su tipo de conexión

En las subestaciones de alta tensión, son comunes dos configuraciones para los arrollamientos del transformador. Ambas pueden ser utilizadas indistintamente con ambas normas, en la práctica las configuraciones son adoptadas como propias en función de la norma utilizada. Su comportamiento ante corrientes de falta y sus implicaciones para ser detectadas abarcan las principales diferencias entre ellas. Son la configuración Estrella estrella con neutro puesto a tierra en ambos arrollamientos (YNyn) y la estrella triángulo, con el arrollamiento de alta con neutro puesto a tierra (YNd).

- Configuración estrella-estrella con neutro a tierra en ambos arrollamientos (YNyn): Se trata de una configuración ampliamente adoptada en las instalaciones construidas según normativa ANSI o IEEE. La conexión en estrella en ambos arrollamientos permite la puesta a tierra del neutro con neutro aislado o por medio de una reactancia. El neutro de media además puede conectarse al neutro de la fuente (aerogeneradores).



-

Ilustración 22: Esquema transformador YNyn. Fuente: Academia.edu

La intensidad que circula por los devanados del transformador es la misma que la intensidad que circula por la línea, lo que hace que la intensidad que circula por la línea sea más alta que en el caso de que hubiera un arrollamiento en triángulo. Además, en caso de falta fase-tierra, la intensidad de cortocircuito en el lado de media es alta. Esto unido a su conexión a tierra en ambos arrollamientos, le permite detectar con facilidad los cortocircuitos. Como desventaja se puede decir que en este tipo de conexión se producen distorsiones en el tercer armónico de la tensión, que provoca que la intensidad no sea del todo sinusoidal. Por ello, a menudo se le agrega un tercer arrollamiento en triángulo entre los dos arrollamientos en estrella para equilibrar las fases. Además, las altas corrientes de falta hacen necesaria una infraestructura de red de tierras más mallada de lo habitual para reducir la tensión de paso. Se le añade el hecho de que, al circular la corriente de la línea por los devanados, se hace necesario disponer de una mayor sección de cable, lo que le da mayor resistencia mecánica ante cortocircuitos y también un mayor impacto económico.

- Configuración estrella triángulo (YNd): Es la instalación preferida en instalaciones dimensionadas según normativa IEC.

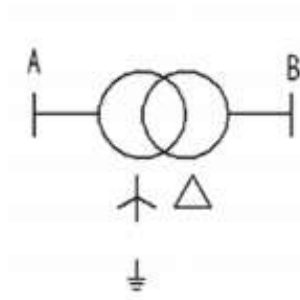


Ilustración 23: Esquema transformador YNd. Fuente: Academia.edu

En este caso, los arrollamientos del lado de alta tensión están conectados en estrella con neutro a tierra y los de media en triángulo. Entre las ventajas de esta configuración, se encuentra que el arrollamiento en triángulo elimina los problemas asociados con el tercer armónico, y además no presenta problemas respecto a cargas desequilibradas. Las intensidades que circulan por el lado de media son menores, y por tanto la sección de los cables es menor. Al no disponer de neutro en media tensión, la referencia de tierra no existe. En este caso, si se produce un corto en el lado de alta, en media las fases se equilibrarían y podría no detectarse el cortocircuito. A menudo se hace necesario el uso de un transformador en zig-zag para disponer de una referencia de tierra artificial y poder detectar con mayor facilidad cortocircuitos que se produzcan a grandes distancias. Esta configuración además no precisa de una red de tierras tan tupida como la del YNyn.

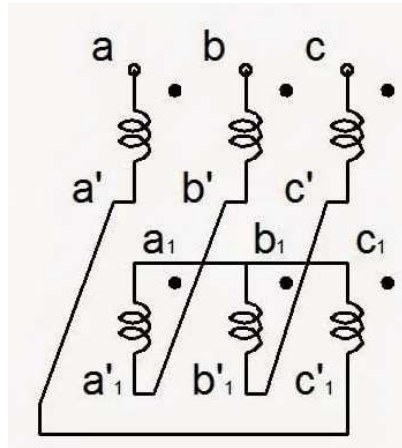


Ilustración 24: Esquema arrollamiento en zigzag. Fuente: Instalaciones eléctricas

1.2.6.2 Red de tierras

Como se ha comentado anteriormente, una de las grandes diferencias desde el punto de vista técnico entre la disposición de los transformadores según normativa IEC y ANSI. Se le llama red de tierras al sistema de seguridad al que se conectan las estructuras soporte de todos los equipos de potencia, los cables de guardia de las líneas, las estructuras del patio, las estructuras de soporte de equipos y las estructuras metálicas del cuarto de control de una subestación, para derivar posibles sobreintensidades a tierra por un camino de impedancia menor que la del terreno, reduciendo las tensiones de paso y de contacto a valores admisibles para el paso de corrientes a través del cuerpo humano. A la red, por tanto, deben ser conectados neutros, todos los elementos metálicos, los pararrayos activos y pasivos.

Las redes de tierras cuentan con dos elementos principales: Los conductores y los electrodos y la red mallada.

- Los conductores: Los conductores son los cables que conforman las derivaciones de los elementos a tierra. Deben ser capaces de soportar corrientes de falta, por lo

que deben tener un grosor suficiente como para no sufrir problemas térmicos y mecánicos.

- Electrodo: Se trata de elementos de disposición longitudinal de cobre o de acero galvanizado, cuya función es la de transmitir en terrenos de alta resistividad la corriente de los conductores de la red de tierras a profundidades donde la resistividad del terreno sea más baja (terreno más húmedo). También se utiliza en subestaciones debido a que es habitual colocar una capa de terreno pedregoso o de gravilla para aumentar la resistividad del terreno pisado por las personas con la tierra donde se evacúa la corriente. El uso de tubos de acero galvanizado, que es más económico, es también posible; sin embargo, en subestaciones su uso es residual.

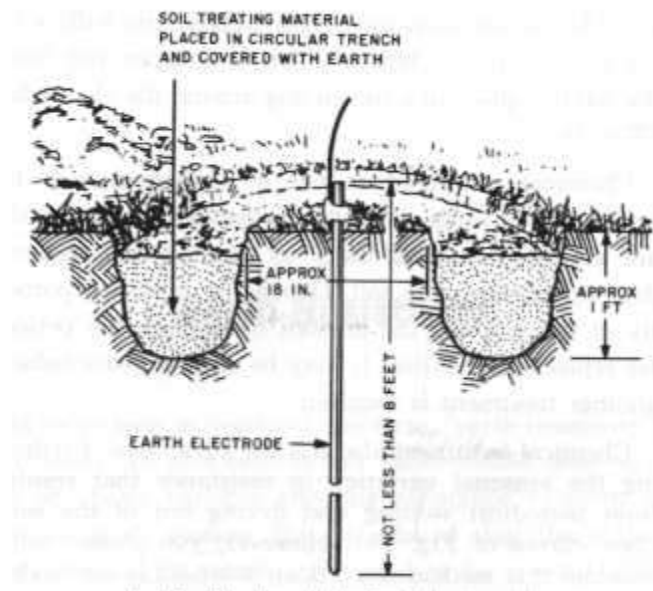


Ilustración 25: Electrodo de puesta a tierra. Fuente:Ruelsa

- Red mallada: Se trata de una superficie equipotencial construida a una cierta profundidad (0,8-1 m habitualmente), conformada por una red cuadriculada de conductores metálicos conectada a los elementos de la subestación a través de conductores de puesta a tierra, separada de la superficie por un terreno de alta

resistividad formado por gravilla y piedras y conectada a través de electrodos Cooperweld a profundidades con terreno de menor resistividad.

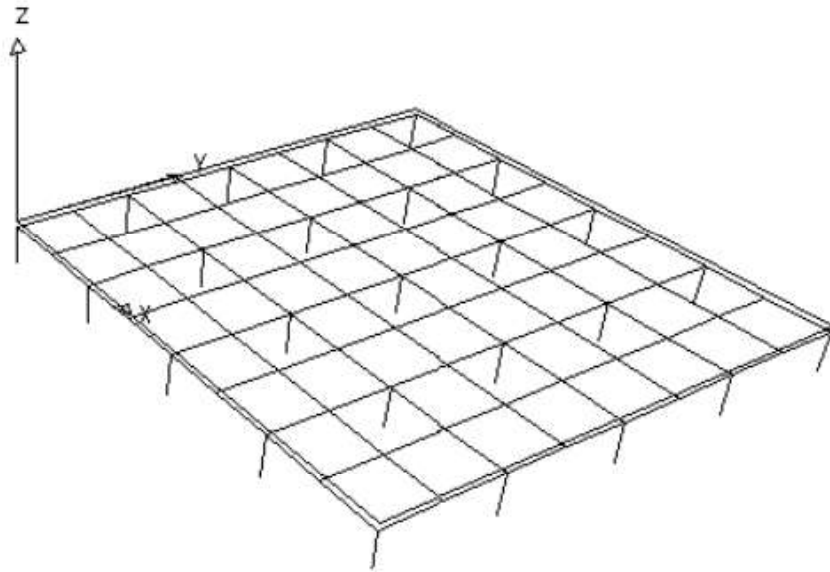


Ilustración 26: Red mallada de puesta a tierra. Fuente: Electricidad Gallardo

1.2.6.2.1 Dimensionamiento de la red de tierras: Diferencias IEC/ANSI

Como se ha dicho anteriormente, la configuración de los transformadores es significativamente distinta en instalaciones construidas según normativa IEC y ANSI. Estas diferencias provocan que exista una corriente de cortocircuito sustancialmente superior en las instalaciones construidas según normativa ANSI o IEEE. Por ello, se hace necesario disponer de una red de tierra más robusta en dichas configuraciones. A continuación, se presentan cálculos para determinar la sección del conductor de la red de tierras según la normativa IEEE 80-2000 según las dos corrientes de cortocircuito:

- **Dimensionamiento inicial de malla**

Se consideran los siguientes datos del conductor:

- Temperatura máxima: 43°C
- Corriente de falta IEC: 25 kA
- Corriente de falta IEEE: 40 kA
- Duración de la falla (T_d): 0,42 s
- Coeficiente de resistividad (α_r , datos para conductor de cobre duro trenzado): 0,003821
- Resistividad del cable a tierra (ρ_r , datos para conductor de cobre duro trenzado): 1,78 mΩ/cm
- Temperatura máxima admisible (T_m): 1084 °C
- Inverso coeficiente de resistividad (K_0): 262 °C

Se omiten los cálculos de número de conductores y de dimensionamiento general de la red, ya que no ofrecen diferencias entre las dos configuraciones. Se procede a obtener la sección de cable necesaria:

$$A(mm^2) = \frac{I_{cc}}{\sqrt{\frac{0,000342}{T_d \cdot \alpha_r \cdot \rho_r} \cdot \ln \frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_{max}}}}$$

- Para una intensidad de falta de 40 kA (IEEE), $A= 95 \text{ mm}^2$ ($d=10,98 \text{ mm}^2$)
- Para una intensidad de falta de 25 kA (IEC), $A= 59 \text{ mm}^2$ ($d=8,68 \text{ mm}^2$)

Según normativa ANSI, el conductor de la red de tierras debe tener como mínimo un calibre AWG 4/0 ($d= 13,25 \text{ mm}^2$). Por ello, ambas configuraciones serán dimensionadas con dicho conductor.

- **Cálculo de la tensión de paso y contacto admisibles:**

Se consideran los siguientes datos:

- Resistividad del material superficial (ρ_s): 5000 $\Omega \cdot m$
- Resistividad de la tierra (ρ): 103,67 $\Omega \cdot m$
- Grosor del material superficial= 0,2 m
- Factor de reducción de la capacidad normal de la capa superficial (C_s):

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \cdot \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,09} = 0,82$$

En función de estos valores, se calculan los siguientes valores de tensión:

$$E_{paso} = (100 + 6 \cdot C_s \cdot \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} = 4583 \text{ V}$$

$$E_{contacto} = (100 + 1,5 \cdot C_s \cdot \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} = 1280 \text{ V}$$

○ **Diseño de la malla:**

La malla ocupará el área total que ocupa la subestación. Se dispondrá en 130 metros de largo y 80 de ancho. En total 10400 m². Se usarán ocho electrodos Copperweld de 3 m de longitud.

Para que la malla cumpla su función de protección, la tensión de contacto y de paso deben ser menores o iguales que las máximas admisibles calculadas anteriormente.

- PARA INTENSIDAD DE CORTO IEEE:

En primer lugar, se calcula la tensión de contacto (E_M)

$$E_m = \frac{\rho_M K_M I_{Falta}}{L_M},$$

Se calcula a partir de los siguientes datos:

- Número de conductores longitudinales: 45

- Número de conductores transversales: 35
- Diámetro del conductor: 13,25 mm (AWG 4/0)
- Resistividad del material superficial (ρ_s): 5000 $\Omega \cdot m$
- Intensidad de falta (I_{FALTA}): 40 kA
- Longitud de la malla en dirección x (L_x): 130 m
- Longitud de la malla en dirección y (L_y): 80 m
- Longitud total de los electrodos (L_R): 8x3=24 m
- Longitud de cada electrodo (L_r): 3m
- Longitud total del conductor (L_C): 130x45+80x35 = 8.150 m
- Longitud total perimetral (L_p): 130x2 +80x2= 420 m
- Longitud efectiva para el voltaje de falla (L_M):

$$L_M = L_C + L_R \cdot \left(1,55 + 1,22 \cdot \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right)$$

$$L_M = 8.150 + 24 \cdot \left(1,55 + 1,22 \cdot \frac{3}{\sqrt{130^2 + 80^2}} \right) = 8.188 \text{ m}$$

- Número de conductores efectivos paralelos (n):

$$n = \left(\frac{2L_M}{L_P} \right) = \frac{2 \cdot 10.038}{420} = 39,0$$

- Factor de corrección por geometría de la malla (K_i):

$$K_i = 0,656 + (0,172 \cdot n) = 7,36$$

- Espacio entre conductores de malla (D): 5 m

- Profundidad de malla (h): 0,5 m

- Conductores totales (N): 45+35= 80

- Factor de ponderación correctivo (K_{ii}): 1,20

- Factor de profundidad de la malla (K_h): 1,26

- Factor de espaciamento (K_m):

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left(\ln \frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D+2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot N - 1)} \right)$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left(\ln \frac{5^2}{16 \cdot 0,5 \cdot 0,0109} + \frac{(5+2 \cdot 0,5)^2}{8 \cdot 5 \cdot 0,0109} - \frac{0,5}{4 \cdot 0,0109} + \frac{1,2}{1,26} \cdot \ln \frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot 100 - 1)} \right) = 0,34$$

Sustituyendo todos los valores anteriores, estamos en disposición de calcular la tensión de contacto:

$$E_m = \frac{103,67 \cdot 0,34 \cdot 7,36 \cdot 40 \text{ kA}}{8.188} = 1278,37 \text{ V}$$

Después de hallar la potencial de contacto, se procede con el potencial de paso:

$$E_S = \frac{\rho K_S K_I I_{Falta}}{L_S},$$

Para ello, se definen los siguientes valores:

- Longitud efectiva para la tensión de paso (L_S):

$$L_S = 0,75 \cdot L_C + 0,85 \cdot L_R = 6.161,23 \text{ m}$$

- K_S :

$$K_S = \frac{1}{\pi} \cdot \left(\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0,5^{n-2}) \right) = 0,44$$

Conociendo de los valores anteriormente hallados de K_I , I_{FALTA} y ρ , sustituimos en la ecuación:

$$E_S = \frac{103,67 \cdot 0,44 \cdot 8,88 \cdot 40}{6.161,23} = 2179,47 \text{ V}$$

A continuación, se compararán los potenciales obtenidos para comprobar la validez del dimensionamiento:

- $E_M < E_{contacto}$: $1278,37 < 1279,97$
- $E_S < E_{paso}$: $2179,47 < 4582,92$

- PARA INTENSIDAD DE CORTO IEC:

La tensión de contacto será:

$$E_m = \frac{\rho_{KM} K_I I_{Falta}}{L_M},$$

Se calcula a partir de los siguientes datos:

- Número de conductores longitudinales: 10
- Número de conductores transversales: 18
- Diámetro del conductor: 8,69 mm
- Resistividad del material superficial (ρ_s): 5000 $\Omega \cdot m$
- Intensidad de falta (I_{FALTA}): 25 kA
- Longitud de la malla en dirección x (L_x): 130 m
- Longitud de la malla en dirección y (L_y): 80 m
- Longitud total de los electrodos (L_R): 8x3=24 m
- Longitud de cada electrodo (L_r): 3m
- Longitud total del conductor (L_C): 130x10+80x18 = 2.740 m
- Longitud total perimetral (L_p): 130x2 +80x2= 420 m
- Longitud efectiva para el voltaje de falla (L_M):

$$L_M = L_C + L_R \cdot \left(1,55 + 1,22 \cdot \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right)$$

$$L_M = 2.740 + 24 \cdot \left(1,55 + 1,22 \cdot \frac{3}{\sqrt{130^2 + 80^2}} \right) = 3.178 \text{ m}$$

- Número de conductores efectivos paralelos (n):

$$n = \left(\frac{2L_M}{L_p} \right) = \frac{2 \cdot 3.178}{420} = 15,1$$

- Factor de corrección por geometría de la malla (K_i):

$$K_i = 0,656 + (0,172 \cdot n) = 3,26$$

- Espacio entre conductores de malla (D): 5 m

- Profundidad de malla (h): 0,5 m

- Conductores totales (N): 10+18= 28

- Factor de ponderación correctivo (K_{ii}): 1,20

- Factor de profundidad de la malla (K_h): 1,26

- Factor de espaciamiento (K_m):

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left(\ln \frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D+2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot N - 1)} \right)$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left(\ln \frac{5^2}{16 \cdot 0,5 \cdot 0,008606} + \frac{(5+2 \cdot 0,5)^2}{8 \cdot 5 \cdot 0,008606} - \frac{0,5}{4 \cdot 0,008606} + \frac{1,2}{1,26} \cdot \ln \frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot 40 - 1)} \right) = 0,5$$

Sustituyendo todos los valores anteriores, estamos en disposición de calcular la tensión de contacto:

$$E_m = \frac{103,67 \cdot 0,50 \cdot 3,26 \cdot 25 \text{ kA}}{3.178} = 1271,65 \text{ V}$$

Después de hallar la potencial de contacto, se procede con el potencial de paso:

$$E_S = \frac{\rho K_S K_I I_{Falta}}{L_S},$$

Para ello, se definen los siguientes valores:

- Longitud efectiva para la tensión de paso (L_S):

$$L_S = 0,75 \cdot L_C + 0,85 \cdot L_R = 2.403,73 \text{ m}$$

- K_S :

$$K_S = \frac{1}{\pi} \cdot \left(\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0,5^{n-2}) \right) = 0,44$$

Conociendo de los valores anteriormente hallados de K_I , I_{FALTA} y ρ , sustituimos en la ecuación:

$$E_S = \frac{103,67 \cdot 0,44 \cdot 3,26 \cdot 25}{2.403,73} = 1545,44 \text{ V}$$

A continuación, se compararán los potenciales obtenidos para comprobar la validez del dimensionamiento:

- $E_M < E_{contacto}$: 1271,65 < 1279,97
- $E_S < E_{paso}$: 1.545,44,83 < 4582,92

1.3 MEDIA TENSIÓN

La media tensión en el proyecto de Coahuila se encuentra a 34,5 kV, y se encarga de elevar a la red de transmisión y evacuar la energía generada por la red de aerogeneradores de 230 MVA (200 MW).

En este punto, los aerogeneradores son divididos en circuitos de potencia. Dichos circuitos se agrupan en un embarrado, que posteriormente transporta la energía en una única línea a la red a través del transformador de potencia.

Los circuitos de media tensión, del mismo modo que los de alta, requieren del uso de seccionadores para poder asegurar la ausencia o presencia de tensión y operar de manera segura, interruptores automáticos con poder de corte para poder responder ante cortocircuitos, aparatos de medida que permitan comprobar y monitorizar las condiciones de operación, y pararrayos que deriven a tierra de manera efectiva sobreintensidades causadas en mayor medida por fenómenos atmosféricos. Todo ello es requerido tanto para instalaciones de normativa ANSI o IEEE como IEC.

Las diferencias principales entre las instalaciones construidas con la norma IEC y la norma IEEE o ANSI radican en la disposición que habitualmente toman los aparatos de media tensión. Mientras que las instalaciones con norma ANSI son desarrolladas a la intemperie, con embarrados de aluminio y con elementos individuales, las instalaciones de norma IEC se disponen en celdas compactas ensambladas de serie, colocadas en el interior de pequeños edificios construidos especialmente para ello.

1.3.1 MEDIA TENSIÓN, NORMATIVA ANSI

Los sistemas de media tensión construidas según normativa ANSI se disponen habitualmente en intemperie. En la siguiente ilustración se puede observar un ejemplo de sistema de media tensión típico de instalación con configuración ANSI:



Ilustración 27: Sistema de media tensión típico ANSI. Fuente: Ingeniería de proyectos

1.3.1.1 Embarrados

Los embarrados de media tensión agrupan los diferentes circuitos por donde se evacúa la energía generada por los aerogeneradores. Dichos embarrados son tubos de aluminio montados sobre estructuras de metal, donde por medio de cables separados de la estructura por aisladores se agrupan para evacuar al lado de alta tensión.

1.3.1.2 Interruptor automático

El interruptor automático de media tensión tiene las mismas capacidades que los de alta, es decir, deben tener la capacidad de cortar la línea en condiciones de cortocircuito y de operación. Su nomenclatura tampoco cambia respecto a la alta tensión. La diferencia, por tanto, es de nuevo de diseño. Mientras que en alta tensión se utilizan los interruptores de tanque vivo en IEC o de tanque muerto en IEEE o ANSI, en los sistemas de media tensión en intemperie se utilizan interruptores de tipo “dog house”.

Los interruptores “dog house” son interruptores de tanque muerto de media tensión. En cuanto a funcionalidad, gozan del mismo sistema de funcionamiento que un interruptor de tanque muerto convencional de alta tensión. El elemento de corte no se encuentra al potencial de la línea, y del mismo modo que en alta tensión, se pueden incorporar transformadores de corriente en sus terminales. Aunque cumplen la misma función y sus elementos operan del mismo modo, se diferencian por tener una disposición diferenciada. El interruptor “dog house” es más pequeño y tiene la forma de una caseta, con los elementos de corte dentro accesibles a través de unas compuertas. A continuación, se presenta un esquema del aparato:

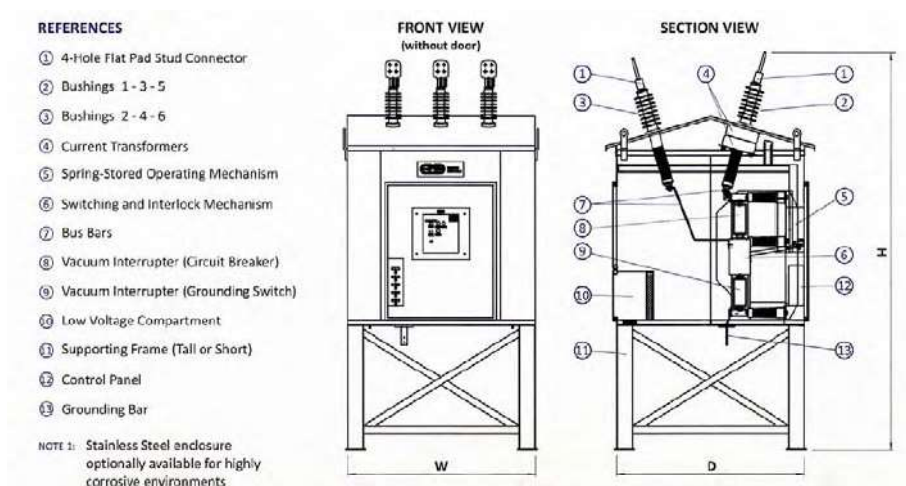


Ilustración 28: Esquema de interruptor "dog house". Fuente;Ema Electromechanics

En la ilustración siguiente se muestra su configuración en una instalación de intermedia real:



Ilustración 29: Interruptor "dog house". Fuente Ingeniería de proyectos

1.3.1.3 Seccionador

Los seccionadores de media tensión y alta tensión, del mismo modo que los interruptores automáticos cumplen la misma función, que sería verificar la ausencia de tensión de manera visible para poder realizar tareas de mantenimiento en condiciones de seguridad. Más que una diferencia, la principal característica a señalar de los seccionadores de media tensión de configuración típica ANSI es una peculiaridad. Es costumbre el utilizar seccionadores unipolares, de montaje vertical y de operación con pértiga. Dichos seccionadores, definidos en el apartado de seccionadores de alta tensión, se caracterizan porque pueden ser operados mediante un mecanismo con motor o manual, siendo esta última un caso bastante común. En caso de que se utilice solo un mecanismo para la

operación de los tres polos, los polos son interconectados mediante barras de acoplamiento ajustable. El mecanismo de operación también contiene contactos auxiliares para indicar la posición.

1.3.2 MEDIA TENSIÓN, NORMATIVA IEC

En cuanto a las instalaciones construidas según normativa IEC, la diferencia es más con respecto a la alta tensión es más notable que en aquellas construidas en normativa IEEE o ANSI. Al igual que estas últimas, constan de los mismos elementos, que cumplen las mismas funciones. Sin embargo, su configuración es sustancialmente distinta.

Los sistemas de media tensión construidas en normativa IEC acostumbran a ser construidas en cabinas compactas modulares. Dichas cabinas no precisan de obra civil, ya que vienen instaladas por el fabricante y simplemente se diseña su disposición en función de las necesidades del cliente.

Las celdas se componen de paneles, un bastidor metálico y chapas. Las celdas, del mismo modo que la aparamenta en subestaciones en intemperie, contiene a todos sus elementos puestos a tierra.

1.3.2.1 Embarrados

El embarrado es general para las celdas. Se compone de tres o seis barras de cobre cilíndricas con aislamiento independiente de silicona. La conexión entre celdas se da en tramos de conectores y barras en T o L. Los embarrados, aunque sensibles ante condiciones ambientales, son protegidos mediante una cubierta metálica exterior. A continuación, se puede observar el esquema de un embarrado de celdas de media tensión:

Detalle del embarrado general apantallado

1250-1600A

- | | |
|---------------------------------|---------------------------|
| 1. Suplemento conexión de barra | 8. Brida de conexión |
| 2. Conector final "L" | 9. Tuerca |
| 3. Conector intermedio "T" | 10. Arandela |
| 4. Barra | 11. Tapón aislante |
| 5. Tapa de cierre | 12. Cable puesta a tierra |
| 6. Pasatapas | 13. Conexión intermedia |
| 7. Espárrago roscado | |

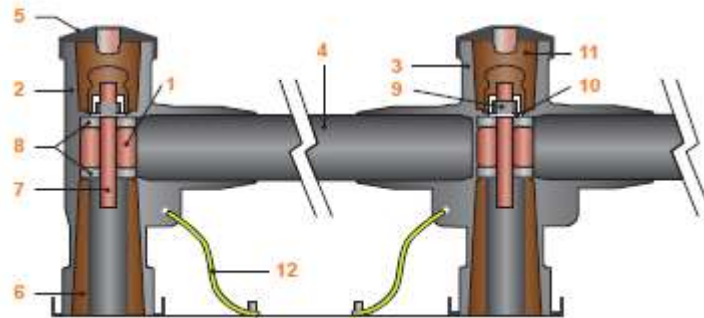


Ilustración 30: Embarrado de celdas de media tensión. Fuente: Manufacturas Eléctricas

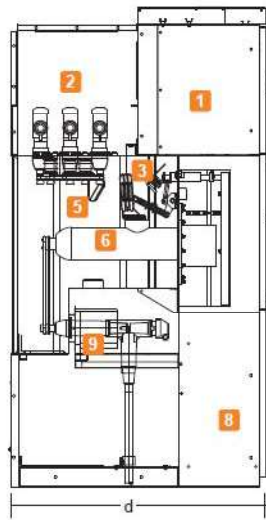
1.3.2.2 Celda de protección de línea

Dicha celda contiene el interruptor automático, necesario para ejercer poder de corte sobre la línea en caso de sobreintensidades.

Su morfología es significativamente distinta a la de un interruptor de alta tensión o “*dog house*” al uso. Se encuentra encapsulado en SF₆, y funcionan conforme al “soplado” en SF₆, mediante el cual el gas actúa como aislante y elemento de corte.

Los tres polos cuentan con una envolvente independiente, que ejerce sobre ellos presión de relleno. Cuentan con la ventaja de que no es necesario recargar el gas en ningún momento de la vida y operación de la celda.

A continuación, se muestra el esquema de una de ellas:



1. Cajón de Baja Tensión.
2. Sistema general de barras colectoras (Pág. 24).
3. Seccionador de tres posiciones (Cerrado-Abierto-Puesto a tierra) (Pág. 16).
4. Mando del seccionador (Pág. 16).
5. Cuba metálica llena de SF6.
6. Interruptor Automático (Pág. 20).
7. Mando del Interruptor Automático (Pág. 21).
8. Compartimento de cables de potencia (Pág. 25).
9. Transformadores de Intensidad (opcional) (Pág. 14).

Ilustración 31: Celda de protección de línea. Fuente: Manufacturas Eléctricas

1.3.2.3 Celda de unión seccionador

Esta celda cumple la función del seccionador. Al contrario que en los seccionadores de instalaciones de configuración ANSI, la operativa no es manual, sino que se hace a través de una palanca de accionamiento. Tiene tres posiciones: Cerrado, abierto, y listo para conectar a tierra. Goza de un sistema mucho más compacto, y tiene unas dimensiones reducidas. Véase a continuación un esquema de su diseño:

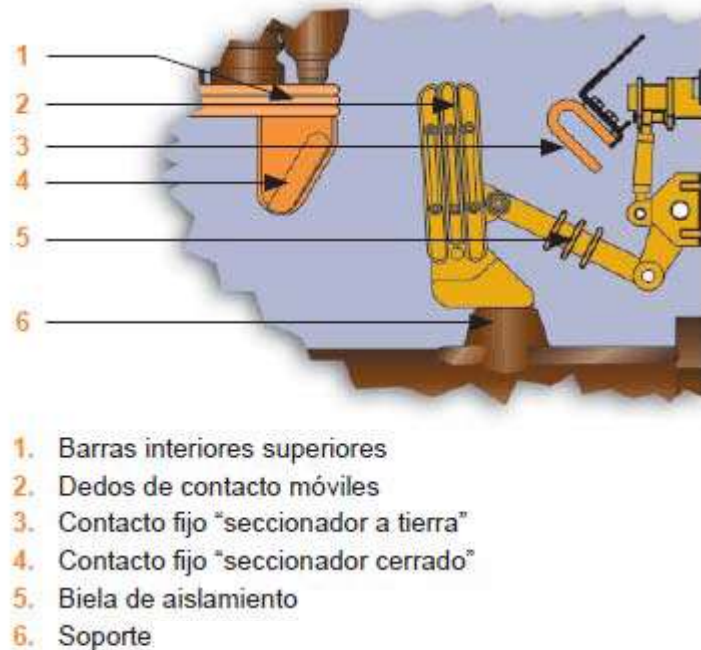


Ilustración 32: Diseño de un seccionador de cabina. Fuente: Manufacturas eléctricas

1.3.2.4 Edificio de media tensión

Todas estas celdas precisan de un lugar cubierto donde ser instaladas, no están diseñadas para funcionar al aire libre. Por ello, se suele aprovechar para construir un edificio que albergue las cabinas de media tensión junto con las de servicios auxiliares y de control. A menudo, se instala una oficina y distintas funcionalidades a gusto del cliente. Este edificio no es necesario para las instalaciones de configuración ANSI, donde se suele optar por un edificio de control prefabricado con mínimas funcionalidades, por lo que suele ser sustancialmente más barato que los construidos bajo normativa IEC.



Ilustración 33: Edificios de control ANSI vs. IEC. Fuente: Ingeniería de Proyectos

1.3.3 PRINCIPALES DIFERENCIAS ENTRE AMBAS CONFIGURACIONES

1.3.3.1 Configuración ANSI

- El hecho de que sea una instalación en intemperie hace que sea necesario precisar de mucho más espacio que en instalaciones de configuración IEC.
- Sus peculiaridades hacen que sea necesario comprar cada uno de los aparatos por separado (salvo el transformador de intensidad que, por la configuración de tanque muerto del “*dog house*”, vendrá integrado en el interruptor)
- Adquirir cada elemento por separado, provoca que sea necesaria la obra civil, con las cimentaciones para cada elemento y las conexiones y puestas a tierra de cada uno de ellos.
- En determinados lugares donde la fauna sea abundante, como es el caso de muchos lugares donde la normativa ANSI prevalece, las instalaciones a la intemperie se hacen mucho más susceptibles a sufrir accidentes causados por animales, tales como roedores, aves o reptiles.
- Las tareas de mantenimiento por fenómenos meteorológicos o por el deterioro causado por estar en la intemperie también son un hecho nada desdeñable.

1.3.3.2 Configuración IEC

- Su diseño modular permite ahorrar espacio de manera significativa. Las celdas sólo ocupan unos 80 centímetros de ancho, y por ello son más idóneas para subestaciones cercanas a áreas urbanas, fincas colindantes o demás limitaciones
- Los aparatos los proporciona el mismo fabricante, con posibilidad de personalización. Los elementos vienen integrados en las celdas de fábrica.
- El hecho de que vengan integrados elimina la obra civil, que se limita a la construcción del edificio. Elimina también los posibles errores de instalación, elementos sueltos, tornillos, etc.
- El edificio donde se alojan las celdas las protege de fenómenos meteorológicos adversos, reduciendo al mínimo las tareas de mantenimiento, y minimizando el riesgo causado por la vida animal.

1.4 BAJA TENSIÓN

En baja tensión se encuentran del mismo modo diferencias sustanciales entre la normativa ANSI y la IEC, especialmente en cuanto a distribución (dos/tres hilos en ANSI), nivel de tensión y la no utilización de protección diferencial. Dichas materias se encuentran fuera del alcance de este proyecto, y sólo las diferencias en los cables conductores serán objeto de estudio.

1.4.1 CABLES CONDUCTORES

Los cables son elementos cuya función es transportar la energía eléctrica de un lugar a otro. Habitualmente, el elemento conductor está fabricado de cobre, aunque para algunas aplicaciones se utiliza también el cable de aluminio. Se compone de las siguientes partes:

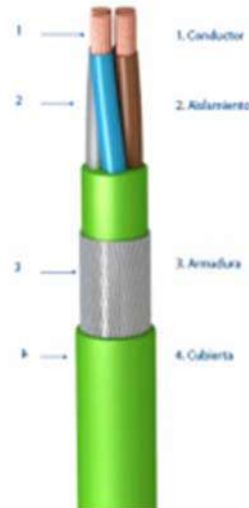


Ilustración 34: Esquema del cable conductor. Fuente: Top Cable

- Conductor: Elemento por el cual circula la corriente eléctrica.
- Aislamiento: Recubre y aísla del medio al conductor.
- Armadura: Proporciona al cable de resistencia mecánica.
- Cubierta: Engloba al resto de componentes y supone una capa aislante adicional.

Los cables pueden ser clasificados de distintas maneras. Las dos más habituales son por el tipo de conductor y por el tipo de aislamiento:

- Por el tipo de conductor:
 - Conductor de alambre desnudo: Conductor rígido de un alambre y sin aislante.

- Conductor aislado de alambre: Es un conductor de alambre recubierto de material aislante.
 - Conductor de cable flexible: Varios cables de pequeño grosor flexibles y maleables recubiertos de aislante.
 - Conductor de cordón: Conjunto de cables aislados cubiertos por material aislante.
 - Cable unipolar: Cable de conductor único.
 - Cable multipolar: Cable con dos o más conductores.
 - Cable coaxial: Cable de alambre aislado, posteriormente cubierto por una malla de cobre y una cubierta.
 - Cable dúplex: Dos cables en paralelo.
 - Cable trenzado: Pares de cables entrelazados.
 - Cable de cinta: serie de cables en paralelo.
 - Cable blindado: Cables revestidos por una cubierta metálica.
- Por el tipo de aislamiento:

Se dividen en dos grupos principales de aislantes:

- Termoplásticos:
 - PVC
 - Poliolefinas
 - Polietileno lineal
 - Poliuretano
- Termoestables:
 - EPR (Etileno Propileno)
 - XLPE (Polietileno Reticulado)
 - EVA (Acetato de Etil Vinil)
 - SI (Silicona)
 - PCP (Neopreno)
 - SBR (Caucho Natural)

En ambas normas se utilizan indistintamente todos los tipos de cables anteriormente mencionados, no habiendo ninguna preferencia en función de la configuración. La principal diferencia entre las dos normativas se aprecia a la hora del dimensionado del conductor, en el grosor del cable. A continuación, se explican las diferencias:

1.4.1.1 Dimensionado del conductor según normativa IEC 60228

Es preciso aclarar previamente que para los conductores es común utilizar como medida de tamaño la sección del conductor y no el diámetro, ya que ésta es directamente proporcional a su peso y resistencia mecánica, así como inversamente proporcional a su resistencia eléctrica.

Según la normativa IEC 60228, el tamaño de los cables se especifica en unidades de área de su sección transversal, que en unidades del Sistema Internacional se corresponde con milímetros cuadrados (mm²). Del mismo modo, dicha norma especifica una serie de valores estandarizados para ello. Se muestran en la **Tabla 8**:

Valores de sección estandarizados (IEC60628, en mm²)					
0,5	0,75	1	1,5	2,5	4
6	10	16	25	35	50
70	95	120	150	185	240
300	400	500	630	800	1000

1200	1400	1600	1800	2000	2500
------	------	------	------	------	------

Tabla 8: Valores de sección estandarizados IEC. Fuente: IEC

1.4.1.2 Dimensionado del conductor según norma ANSI

En normativa ANSI, la manera de referirse al grosor de los cables cambia radicalmente con respecto a la norma IEC. Según norma ANSI, hay dos denominaciones para referirse a la sección de los cables: AWG y kcmil o MCM (nomenclatura antigua, aunque aún en uso).

1.4.1.2.1 AWG

AWG son las siglas de *American Wire Gauge* (Calibre Americano de Cable en español). Se trata de una escala logarítmica estandarizada que determina el calibre de los cables. De manera contraria a la normativa IEC, en esta normativa el calibre hace referencia al diámetro. Es utilizada en EEUU desde 1857, y los valores estándares son marcados por la norma ASTM B258 (*American Society for Testing and Materials*). Su peculiar escala hace que calibres más altos se traduzcan en secciones más pequeñas, al contrario de lo que marca la norma IEC60228. El sistema se origina en el número de operaciones de cortado de cable que había que realizar para fabricar la sección de cable especificada. Por ejemplo, un cable de un calibre alto como el 20, requería de más pases por la matriz que un calibre más bajo.

Por definición, 36 AWG tiene 0,005 pulgadas de diámetro, y el calibre 0000 tiene 0,46. El ratio entre ambos diámetros es 1:92. Hay 40 calibres entre el 36 y el 000 (contando del 1 al 36 y el 0, el 00, el 000 y el 0000; y entre el 36 y el 0000 hay 39 escalones de valores.

Como cada calibre aumenta la sección en un múltiplo, consecuentemente el diámetro aumenta de manera geométrica, es decir, entre cada valor sucesivo, la razón a la que aumenta el diámetro será de $\sqrt[39]{92}$. Por ello, el diámetro de cada calibre se calculará de la siguiente manera:

$$d_n = 0,005 \cdot 92^{\frac{36-n}{39}} \text{ pulgadas},$$

Por ello, el calibre puede ser calculado según la siguiente ecuación:

$$n = -39 \cdot \log_{92} \frac{d_n}{0,005} + 36$$

Para los calibres denotados con sucesivos ceros, se suelen marcar como el número de ceros barra cero (e.g. 4/0, 0000). Para estos valores, n será – el número de ceros menos 1.

A continuación, se muestra la **Tabla 9** con las equivalencias entre AWG y mm² en norma IEC, la tabla completa se puede observar en los Anexos:

AWG	Diámetro (mm)
5	4,62
4	5,189
3	5,287
2	6,543
1	7,348
1/0	8,252
2/0	9,266

3/0	1,4
4/0	11,68

Tabla 9: Sección equivalente en mm², cable AWG. Fuente: Conductores RG

1.4.1.2.2 Kcmil o MCM

Para los cables de sección transversal mayor de los AWG 4/0, se pensó que sería más apropiado nombrarlos en función de la sección con una nomenclatura diferenciada.

Se define kcmil como *thousands of circular mil*, o en español miles de miles circulares, donde *mil* es el área de un círculo de diámetro de una milésima de pulgada o 0,0254 mm; y por ello kcmil sería el área de un *circular mil* multiplicado por mil. MCM es la nomenclatura antigua de kcmil, que sigue siendo utilizada con frecuencia. 1 *circular mil* equivale a $5,067 \times 10^{-4}$ mm², por lo que 1kcmil serían 0,5067 mm². La tabla de a continuación muestra las equivalencias entre kcmil y mm², la Tabla completa se puede observar en los Anexos:

kcmil o MCM	Diámetro (mm)
250	126,677
300	152,012
350	177,348
400	202,683
450	228,018

500	253,354
600	304,025
700	354,695
750	380,031

Tabla 10: Sección equivalente en mm², cable kmil. Fuente: Conductores RG

1.5 SISTEMAS DE CONTROL

Los sistemas de control de las subestaciones son aquellos que permiten monitorizar y controlar los elementos que la forman bajo un ordenador común que sincroniza y recibe señales de los aparatos. Dichos aparatos y equipos son integrados por un sistema SCADA, a través de unos ciertos protocolos.

El sistema de protección y control controla de manera local (en el propio equipo o aparato) y remota (desde el centro de control) la subestación. Puede emitir señales de corte o apertura a seccionadores e interruptores, captar e interpretar señales y actuar en base a alertas en el sistema, así como en sistemas adyacentes.

Dentro de los sistemas de control existen varios niveles que se presentan a continuación:

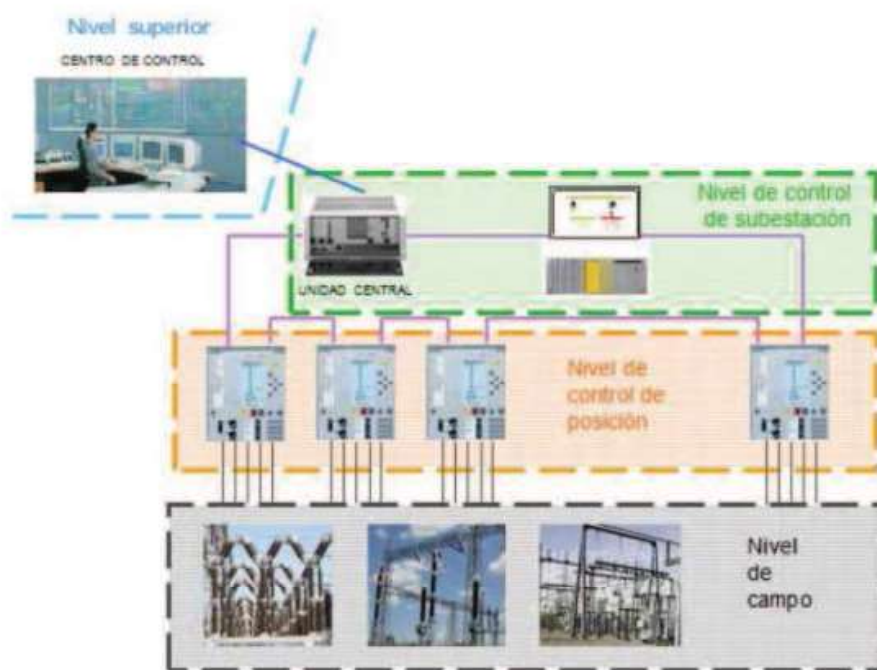


Ilustración 35: Niveles de control de una subestación. Fuente: Bibing

- Nivel 1: Este nivel (nivel de campo) lo conforman los equipos primarios, entre los que se encuentran interruptores, transformadores de tensión y corriente y seccionadores. A este nivel, cada elemento puede emitir varias señales, por lo que es preciso instalar un gran número de cables de cobre multiconductores para desarrollar todas las funciones.
- Nivel 2: El nivel 2, o control de posición, lo conforman los armarios de protección y control. Dichos armarios a su vez se componen de unidades de control digital (mLUCs), y elementos con funciones de posición (enclavamientos, reguladores de tensión, protección y medida, etc.).

El nivel de control de protección es el que primero interactúa con el campo mediante señales de entrada y salida digitales. Los armarios de media tensión integran el de control y protección en la misma celda.

A su vez, la mLUC cuenta con capacidades de comunicación con el centro de control, que se hará por medio de un protocolo de comunicación determinado.



Ilustración 36: Armario de control y protección. Fuente: Bibing

- Nivel 3: Se trata del nivel de control global de la subestación, desde la que se llevan a cabo la supervisión, control y monitorización de esta. Se encargan de recabar todas las señales de cada una de las posiciones. Para ello, se implementa un sistema SCADA a partir de equipos HMI.

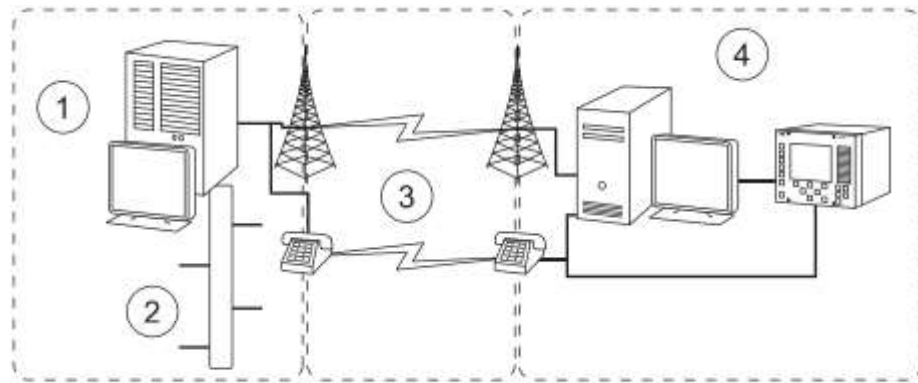
1.5.1 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN

Son aquellos que permiten la transferencia de información entre los distintos aparatos del sistema de control de la subestación. En lugares donde se usan las dos normas de manera ambivalente, a menudo supone un problema extra el apartado de protocolos de comunicación, ya que si por ejemplo el operador de red utiliza una norma diferente al escogido por una subestación privada, es de esperar que dichos protocolos de comunicación sean diferentes, y que por ello se requiera de un sistema para adaptarlos y sincronizarlos. Existen varios protocolos de comunicación, pero hay dos que son ampliamente utilizados en el mundo:

- Protocolo IEC 61850: Es el protocolo más extendido, ya que es el que se adopta habitualmente en las subestaciones construidas bajo norma IEC. El IEC 61850 es el estándar internacional de las comunicaciones Ethernet en las subestaciones. Permite la integración de todas las funciones de protección, control, medida y monitorización en una subestación, y adicionalmente proporciona los medios para enclavamiento y disparo.

Se podría decir que el IEC61850 es más que un protocolo: es una recopilación de protocolos. Es un estándar que fue diseñado para operar sistemas con los requerimientos modernos integrando los niveles más bajos de comunicación en los más altos, lo que permite ahorrar costes de diseño, instalación y operación en los sistemas eléctricos. Aquí se resumen algunas de sus características principales:

- Uso de un modelo virtual: Además de definir como se transmiten los datos a través de la red, el modelo virtual también permite definir los datos, servicio y comportamiento de los dispositivos.
 - Uso de nombres para los datos: Todos los datos se nombran usando cadenas descriptivas.
 - Nombres de los objetos estandarizados: Los nombres no los dicta el proveedor ni los configura el usuario, sino que están estandarizados con nombres relacionados con la electricidad, de manera que el ingeniero u operario sepa identificar fácilmente a que se refiere.
 - Lenguaje de configuración de la subestación estándar: Este lenguaje permite que la comunicación entre aparatos y el sistema se defina con precisión utilizando XML. Esto se traduce en costes más bajos de instalación, ya que el protocolo permite el intercambio de datos de manera inalámbrica, sin necesidad de instalar cableado; menores costes de migración de equipos y de integración, etc.
- Protocolo DNP3: El protocolo DNP3 se usa para integrar SCADA y sistemas de monitorización remota. Es un protocolo abierto, por lo que cualquier fabricante lo puede implementar y es compatible con cualquier equipo DNP3.



- 1 SCADA master station / control center
- 2 External control points
- 3 Communication links (radio, microwave, spread-spectrum, twisted-pair, fibre-optics, dial-up, leased line)
- 4 Remote substation (station computer and IED)

Ilustración 37: Esquema de comunicación DNP3. Fuente: ABB

DNP3 puede:

- Solicitar y responder con múltiples tipos de datos en mensajes individuales,
- Segmentar mensajes en múltiples marcos para garantizar una excelente detección y recuperación de errores
- Incluir solo datos modificados en los mensajes de respuesta
- Asignar prioridades a los elementos de datos y solicitar elementos de datos periódicamente en función de su prioridad,
- Responder sin solicitud (no solicitado)
- Admite sincronización horaria y un formato de hora estándar,
- Permitir múltiples *masters* y operaciones de igual a igual y permitir objetos definibles por el usuario, incluida la transferencia de archivos.

En el protocolo DNP3 se especifican cuatro capas:

- Nivel de campo o "*physical layer*": Aunque el estándar no especifica este nivel, sí especifica cómo operar en un entorno en red y también sugiere cómo evitar

colisiones entre dispositivos de envío simultáneo. Muchas implementaciones usan comunicación serie basada en RS-232, RS-485 o incluso fibra óptica.

- Nivel *data link*: La capa de enlace de datos DNP3 está diseñada para operar niveles de campo en serie. Existen procedimientos de transmisión totalmente equilibrados para apoyar transmisiones espontáneas desde remotos. Las funciones de enlace de datos incluyen:
 - Realización de transmisiones de enlaces de datos.
 - Agrupamiento de datos de usuario transmitir datos a la capa física.
 - Desempaquetar datos recibidos del nivel de campo en los datos del usuario, comprobación y eliminación de CRC.
 - Control del nivel de campo.
 - En el modo de informe no solicitado, realizar detección / evasión de colisión procedimientos para garantizar la transferencia confiable de datos a través del enlace físico.
 - Responder a todas las tramas válidas recibidas del nivel de campo.
- Pseudo-capa de transporte: Nivel que fragmenta datos de usuarios en marcos de datos más pequeños y los transmite por la capa de link de datos. Transforma datos de nivel de data link en datos de usuario.
- Nivel de aplicación: Es responsable de realizar operaciones en datos definidos por el dispositivo o en el propio dispositivo. Estas operaciones incluyen devolver valores reales (función de lectura), asignando nuevos valores (función de escritura) y si se utilizan contadores, leer valores reales y borrar los contadores. DNP3 usa el término punto para identificar una entidad, y estas entidades pueden clasificarse en tipos de puntos, como análogos o binarios. Los puntos se abordan dándoles un número de índice y un objeto es una representación formateada de datos de un punto. Los objetos se pueden asignar a clases para organizar eventos y valores actuales en categorías. El protocolo DNP3 define cuatro clases de datos para organizar los informes de datos.

1.5.1.1 Diferencias entre los protocolos de comunicación IEC 61850 y DNP3

La principal diferencia entre ambos protocolos es, lógicamente, que son protocolos distintos y que por ello utilizan señales distintas, y por ello no son compatibles sin un elemento intermedio que los sincronice. La otra diferencia sería que el protocolo DNP3 no soporta el nivel de campo. Ello se recoge en la siguiente tabla:

	IEC 61850	DNP3
Centro de control	SI	SI
Nivel 3	SI	SI
Nivel 2	SI	SI
Nivel 1	SI	NO

Tabla 11: Diferencias entre protocolos de comunicación. Fuente: Elaboración propia

1.5.2 CABLEADO SISTEMAS DE CONTROL

Todas las comunicaciones entre los distintos aparatos, se realizan tradicionalmente con cableado. A nivel de campo, los aparatos se comunican con dos cables (en el caso de un interruptor uno para el cierre y otro para la apertura). Dichos cables deben ser identificados de manera apropiada para conseguir operar de manera efectiva entre los términos de los cables y evitar conexiones incorrectas.

En este caso, la identificación de los cables no constituye un elemento activo en la normativa ANSI o IEC, por lo que cualquiera de las convenciones para la identificación de los cables de control sería válida en cualquier caso, aunque sí que existe un hábito o costumbre de utilizar una determinada convención entre las distintas normativas.

El estándar más común para la identificación de los cables de control se llama ICEA (*Insulated Cable Engineers Association*) S-73-532. Este estándar describe diferentes métodos de identificación y diferentes métodos para ser usados.

Los métodos más comunes son:

- Método 1: Este método es ampliamente adoptado en sistemas de control diseñados en instalaciones construidas según normativa ANSI. Diferentes colores de aislamiento de los cables junto con “trazadores”: Se establecen secuencias de color que se asignan a cada conductor en el cable. La numeración en función de escalas de color se hace a partir de seis colores básicos (negro, blanco, naranja, azul, verde y rojo). A partir de un número de conductores superior a seis, la secuencia se repite marcándolos con “trazadores”, que no son más que líneas marcadas en el conductor. La secuencia de color se observa de manera circular en dirección de las agujas del reloj cuando se mira desde un lado y en sentido antihorario desde el otro, comenzando siempre desde el centro.



Ilustración 38: Cables de control según estándar ICEA Método 1. Fuente: APS Finland

- Método 4: Este método es el preferido en instalaciones en las que la normativa aplicada sea IEC. En dicho método, los cables de control están formados por conductores con aislante de color negro, en el que la identificación y numeración de éstos se realiza a través de números marcados de color blanco en el aislante. Su disposición se puede observar en la imagen de a continuación:



Ilustración 39: Cables de control según estándar IEC Método 4. Fuente: Top Cable

La tabla de a continuación resume las diferencias entre ambos métodos y resalta sus diferencias:

Número de conductor (Método 4)	Color base	Trazador	Trazador	Número de conductor	Color base	Trazador	Trazador
1	Negro	-	-	26	Naranja	Negro	Blanco
2	Blanco	-	-	27	Azul	Negro	Blanco
3	Rojo	-	-	28	Negro	Rojo	Verde
4	Verde	-	-	29	Blanco	Rojo	Verde
5	Naranja	-	-	30	Rojo	Negro	Verde
6	Azul	-	-	31	Verde	Negro	Naranja
7	Blanco	Negro	-	32	Naranja	Negro	Verde
8	Rojo	Negro	-	33	Azul	Blanco	Naranja
9	Verde	Negro	-	34	Negro	Blanco	Naranja
10	Naranja	Negro	-	35	Blanco	Rojo	Naranja
11	Azul	Negro	-	36	Naranja	Blanco	Azul
12	Negro	Blanco	-	37	Blanco	Rojo	Azul
13	Rojo	Blanco	-	38	Negro	Blanco	Verde
14	Verde	Blanco	-	39	Blanco	Negro	Verde
15	Azul	Blanco	-	40	Rojo	Blanco	Verde
16	Negro	Rojo	-	41	Verde	Blanco	Azul
17	Blanco	Rojo	-	42	Naranja	Rojo	Verde

18	Naranja	Rojo	-	43	Azul	Rojo	Verde
19	Azul	Rojo	-	44	Negro	Blanco	Azul
20	Rojo	Verde	-	45	Blanco	Negro	Azul
21	Naranja	Verde	-	46	Rojo	Blanco	Azul
22	Negro	Blanco	Rojo	47	Verde	Naranja	Rojo
23	Blanco	Negro	Rojo	48	Naranja	Rojo	Azul
24	Rojo	Negro	Blanco	49	Azul	Rojo	Naranja
25	Verde	Negro	Blanco	50	Negro	Naranja	Rojo

Tabla 12: Equivalencias entre Métodos 1y 4 ICEA. Fuente: Ingeniería de proyectos

1.6 MÉTODOS DE PROTECCIÓN CONTRA ANIMALES

En ocasiones, la intrusión de animales en las subestaciones eléctricas puede dañar seriamente el equipo y provocar situaciones indeseables como cortocircuitos, que a su vez suponen un mayor coste de operación y mantenimiento. Las subestaciones se encuentran a menudo en lugares con gran presencia de flora y fauna, donde es preciso establecer mecanismos de control contra la intrusión de animales en las instalaciones. En concreto en Norteamérica, las ardillas, junto con las aves, son causantes de la mayoría de caídas de servicio en subestaciones eléctricas. En el sur de los EEUU, las caídas de servicio causadas por serpientes son también de lo más común, acudiendo a las subestaciones en busca de calor. Los mapaches, zorros, gatos y ratas son otros de los animales que con frecuencia provocan cortes de servicio en subestaciones.



Tabla 13: Desperfectos ocasionados por contactos originados por una ardilla. Fuente: T&DWorld

El hecho de que la aparamenta de media tensión en instalaciones con normativa IEC se disponga en cabinas interiores, supone una gran ventaja con respecto a las configuraciones de media tensión al aire libre (ANSI). En alta tensión el problema no resulta tan importante, ya que los conductores se encuentran a mayor distancia de separación (a menudo en magnitudes de metros), y por ello resulta más complicado e inaccesible para los animales causar dichos problemas. Al hecho de que las instalaciones al aire libre sean más vulnerables a los problemas causados por animales se une que la huella geográfica de los lugares donde la normativa ANSI o IEEE es utilizada se corresponde con lugares de alta actividad animal, y por ello de mayor necesidad de establecer los mecanismos de protección.

En consecuencia, la protección contra animales se hace especialmente necesario en lugares como la subestación de Coahuila, y en especial si están diseñados en normativa ANSI. A continuación se muestran algunas de las soluciones:

- Vallas electrificadas: Se trata de la primera barrera de protección, que logra contener la entrada de la mayoría de los posibles casos de entradas de animales. Están construidas de acero y PVC, y mantienen una diferencia de potencial eléctrico que causa descargas a los animales, suficientes para causarles un shock eléctrico que les prevenga de intentar escalar de nuevo. Gozan de una alta efectividad con las serpientes y ardillas.



Ilustración 40: Subestación con valla electrificada de protección contra animales. Fuente: Utility products

- Sistema láser de protección: Se trata de un sistema disuasorio, que genera un haz de luz que los pájaros interpretan como una amenaza, y que les hace no regresar, al interpretar el lugar como inseguro.



Ilustración 41: Sistema láser de disuasión de aves. Fuente: TransGuard

Es programable con múltiples patrones y ventanas temporales, que hacen posible que el usuario de la subestación establezca una variedad de patrones repelentes en diferentes momentos del día, enfocándose selectivamente en los puntos problemáticos.

- Cubiertas: Son materiales que cubren y protegen conductores, aisladores y demás aparata de contactos provocados por animales, previniendo posibles cortocircuitos.



Ilustración 42: Aparata eléctrica de media tensión antes y después de la instalación de cubiertas.

Fuente: Electricenergyonline

Capítulo 2. ESTUDIO ECONÓMICO

Previamente en el capítulo 1 de este trabajo, se analizaron en detalle las diferencias técnicas entre las configuraciones de las instalaciones diseñadas según ambas normas. Ahora, se analizarán las consecuencias de dichas diferencias desde el punto de vista económico, con el propósito de descubrir cuál de las dos resulta más económica. Se pondrá el foco en aquellas diferencias entre las normas que suponen diferencias económicas, y se supondrá que aquellas en las que hay diferencias de nomenclatura, diferencias de lenguajes de comunicación o aquellos elementos en los que no hay diferencia material, que el coste de los elementos es el mismo. En consecuencia, el cálculo obtenido será una diferencia de costes, y no un coste absoluto. El coste será obtenido en dólares americanos, valor de referencia en Norteamérica, y en el caso en el que los datos

obtenidos para los aparatos estén en otra divisa, se obtendrá el valor equivalente en dólares americanos con el tipo de cambio disponible el 1 de agosto de 2020. Todos los valores serán antes de impuestos. Debido a la dificultad para obtener los precios de muchos elementos, se han obtenido datos de mercado o datos estimados por la ingeniería de proyectos, en función de la disponibilidad.

2.1 ALTA TENSIÓN

2.1.1 ELEMENTOS DE IGUAL VALOR ENTRE NORMAS

A continuación, se enumeran aquellos elementos cuyas diferencias entre normativas no entrañan diferencias de precio:

- Pararrayos
- Transformador de tensión
- Seccionador
- Transformador de potencia

2.1.2 TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD

Los transformadores de intensidad son elementos cuya principal diferencia entre normativas reside en diferencias de clases de precisión y medida. Sin embargo, la peculiaridad de los interruptores automáticos de tanque muerto permite instalar en los *bushings* del interruptor los transformadores de intensidad. Los transformadores de intensidad en interruptores automáticos de normativa ANSI suelen ir integrados en el precio del aparato, a diferencia de los de normativa IEC, que deben comprarse por separado y con el coste adicional que supone su cimentación

Según datos proporcionados por la empresa de Ingeniería de Proyectos, los precios de mercado de un transformador de intensidad y su cimentación de 230 kV es de 12 mil USD. Si se tiene en cuenta que se instalarán tres en alta tensión, se obtiene un valor total de 36 mil USD para la configuración IEC.

2.1.3 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

En normativa ANSI, los interruptores automáticos son de tanque muerto. En dichos interruptores, el elemento de corte se encuentra en una cámara de mayor tamaño que en el de tanque vivo, y por ello la cantidad de fluido aislante (gas SF6) es mayor para la configuración ANSI. Además, los transformadores de intensidad van integrados en sus terminales.

Según datos proporcionados por Ingeniería de Proyectos, un interruptor automático *dead tank* de 230 kV tiene un precio en 2020 de alrededor de 120 mil USD. No se dispone de datos para un interruptor *live tank*, pero Ingeniería de Proyectos estima un precio un 15% superior para el *dead tank*. Por ello, se toma un valor de 104 mil USD. En consecuencia, la configuración IEC para los interruptores automáticos resulta 16 mil USD más barata.

2.1.4 TRANSFORMADOR ZIG-ZAG

Los transformadores de potencia no presentan diferencias anatómicas entre las dos configuraciones que resulten en diferencias de valor, pero la disposición de sus arrollamientos en el lado de media tensión hace necesaria la utilización de un transformador zig-zag en el lado de media tensión. En la configuración de la subestación

de Coahuila se precisa de un transformador de 1000 kVA. Dicho transformador, según los datos obtenidos, tiene un precio estimado en 2020 de 39,5 mil USD.

2.1.5 RED DE TIERRAS

En cuanto a la red de tierras, en el estudio técnico se dimensionó la red de tierras de la subestación según la normativa IEEE 80-2000, para las intensidades de cortocircuito típicas en configuraciones ANSI e IEC. Para calcular el coste de la red de tierras, se considerará el precio en el mercado internacional del cobre, que a 8 de agosto de 2020 es de 6.523 \$ por tonelada⁷. También, una densidad de 8,96 g/cm³. El coste de la instalación del cobre y la mano de obra se considerará igual para ambas configuraciones.

2.1.5.1 Red de tierras según normativa ANSI

En el caso de la normativa ANSI, se dimensionó para una corriente de cortocircuito de 40 kA. Se obtuvo una sección de cable de 95 mm², así como una estructura de malla de 40 conductores longitudinales (130 metros) y 60 transversales (80 metros).

Se obtiene lo siguiente:

$$\text{Vol. de cable longitudinal} = 35 \text{ cables} \cdot 1,3789 \text{ cm}^2 \cdot 13000 \text{ cm} = 627.399,5 \text{ cm}^3$$

$$\text{Vol. de cable transversal} = 45 \text{ cables} \cdot 1,3789 \text{ cm}^2 \cdot 8000 \text{ cm} = 496.404 \text{ cm}^3$$

$$\begin{aligned} \text{Peso de malla IEEE} &= 8,96 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \cdot (\text{Vol. cable transversal} + \text{longitudinal}) \\ &= 10,069 \text{ toneladas de cobre} \end{aligned}$$

⁷ Expansión, Mercados de materias primas
[https://www.expansion.com/mercados/cotizaciones/materias/cobre\(londres\)_MCU.html](https://www.expansion.com/mercados/cotizaciones/materias/cobre(londres)_MCU.html)

$$\text{Coste de malla IEEE} = 6523 \frac{\$}{t} \cdot 10,069 t = 65.680,09 \text{ USD}$$

2.1.5.2 Red de tierras según normativa IEC

La malla según normativa IEC se dimensionó para una corriente de cortocircuito de 25 kA. Se obtuvo una sección de cable de 95 mm², así como una estructura de malla de 40 conductores longitudinales (130 metros) y 60 transversales (80 metros).

Se obtiene lo siguiente:

$$\text{Vol. de cable longitudinal} = 18 \text{ cables} \cdot 1,3789 \text{ cm}^2 \cdot 13000 \text{ cm} = 322.662,6 \text{ cm}^3$$

$$\text{Vol. de cable transversal} = 10 \text{ cables} \cdot 1,3789 \text{ cm}^2 \cdot 8000 \text{ cm} = 110.312 \text{ cm}^3$$

$$\begin{aligned} \text{Peso de malla IEC} &= 8,96 \frac{g}{\text{cm}^3} \cdot (\text{Vol. cable transversal} + \text{longitudinal}) \\ &= 3,879 \text{ toneladas de cobre} \end{aligned}$$

$$\text{Coste de malla IEC} = 6523 \frac{\$}{t} \cdot 3,879 t = 25.302,72 \text{ USD}$$

En consecuencia, obtenemos una diferencia de coste entre el diseño ANSI y el IEC de c. 20 mil USD de más en el caso de la configuración IEC.

2.2 MEDIA TENSIÓN

Los sistemas de media tensión, como se pudo observar en el estudio técnico, presentan diferencias significativas en cuanto al embarrado y aparamenta de media tensión. Estas diferencias a su vez provocan otras en los edificios de control. A continuación, se explican las diferencias:

2.2.1 SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN DE CONFIGURACIÓN ANSI

Los sistemas de media tensión en configuración ANSI son dispuestos al aire libre. Cada elemento o aparato ha de ser adquirido de forma separada y el embarrado se dispone en estructuras metálicas. Se incluyen la aparamenta de servicios auxiliares, el edificio de control y los sistemas de protección contra animales:

- Interruptor automático “*dog house*”: Según la documentación de la ingeniería de proyectos, un interruptor *dog house* de 30 kV tiene un coste estimado de 47 mil EUR. Teniendo en cuenta el tipo de cambio EUR-USD disponible a 8 de agosto de 2020 (1 EUR= 1,1872 USD), se obtiene un coste estimado de 55,80 mil USD.
- Para las baterías de condensadores, el coste estimado es de 88,5 mil EUR. En dólares equivaldría a 105,07 mil USD.
- El resto de la aparamenta incluye pararrayos, transformadores de tensión e intensidad, seccionadores y embarrados. Se ha consultado a la ingeniería de proyectos, y se obtuvo un coste estimado para el conjunto de los elementos de 7 mil EUR por calle, que se corresponde con 8,310 USD.
- Para la aparamenta de servicios auxiliares, la configuración tradicionalmente incluye un seccionador y un fusible, con un coste estimado de mil EUR, o 1,1872 mil USD.
- El edificio de control en los sistemas de media tensión con configuración ANSI acostumbra a ser un edificio de material prefabricado. Su coste estimado por la ingeniería de proyectos es de c.30 mil USD.
- Los sistemas de protección contra animales para los sistemas de media tensión en normativa ANSI se hacen muy necesarios en localizaciones como la subestación de Coahuila. A menudo, su instalación consta de una valla electrificada metálica, con un coste estimado por la ingeniería de proyectos de 40 mil USD; y equipos de protección (a

menudo de cubiertas de cables y de materiales de protección), cuyo coste es de c. 40 mil USD.

En el caso de la instalación de Coahuila, como se puede observar en los planos, se incluyen dos interruptores por transformador, cuatro por cada banco de transformadores y ocho calles, por lo que el coste del sistema de media tensión será de aproximadamente 781,2 mil USD por catorce interruptores dog house, 354 mil USD por 4 baterías de condensadores, 66,48 mil USD por 8 sets de apartament, 1,1872 mil USD por la apartament de servicios auxiliares, 30 mil USD por el container para el centro de control, 40 mil USD por la valla electrificada de protección contra animales y 40 mil por los sistemas de cubierta de protección contra animales. En total el sistema de media tensión y de protección contra animales y el edificio de control suponen 1.063,774 mil USD.

2.2.2 SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN DE CONFIGURACIÓN IEC

Los sistemas de media tensión en configuración IEC se disponen en celdas. Dichas celdas son incluidas en cabinas, que se configuran para evacuar las distintas calles de la subestación. Dichas cabinas se instalan en el edificio de control, que incluye la apartament de media tensión y las funciones de control de la subestación. A continuación, se incluye el coste de las celdas de media tensión para la instalación de Coahuila:

- Cabinas de transformador: Dicha cabina incluye las celdas con los elementos requeridos para la conexión del secundario de los transformadores de potencia. Debido a la alta corriente nominal en media tensión, se dispondrá de dos cabinas de este tipo conectadas en paralelo. El coste estimado por la ingeniería de proyectos para dicha cabina es de 45 mil EUR, que a 1 de Agosto de 2020 equivale a 53,424 mil USD. En este caso, existen dos cabinas de transformador.

- Cabina de servicios auxiliares: Dicha cabina incluye las celdas de la aparamenta de los servicios auxiliares. Su coste estimado es de 30 mil EUR. En dólares, 35,16 mil USD.
- Cabina de *feeders*: Dichas cabinas incluyen las celdas necesarias para la conexión de las líneas colectoras y de los bancos de condensadores. Su coste estimado por la ingeniería de proyectos es de c.40 mil EUR (47,48 mil USD). Al existir 8 líneas colectoras y 4 bancos de condensadores, resulta en 12 cabinas.
- El edificio de control integra también las cabinas de media tensión, por lo que a menudo se trata de un edificio más robusto y con un mayor número de áreas. Requiere de obra civil habitualmente. Su coste estimado es de unos 60 mil USD.
- El uso del edificio de control permite a las subestaciones de normativa IEC no disponer de sistemas de protección contra animales, por lo que dicha configuración no requerirá destinar partidas presupuestarias a este propósito.

En resumen, para el sistema de media tensión para la central de Coahuila construida en normativa IEC se necesitarán 106,848 mil USD para las cabinas de transformador, 35,16 mil USD para la cabina de servicios auxiliares 569,76 mil USD por dos cabinas de *feeders*, y 60 mil USD por el edificio de control. En total, 771,768 mil USD.

2.3 RECOPIACIÓN DE COSTES Y CONCLUSIÓN

En definitiva, se ha observado que las diferencias de coste radican principalmente en ciertos elementos de alta y media tensión. Las diferencias en los cables y en los sistemas de control no producen diferencias económicas apreciables. En la tabla a continuación, se presentan las diferencias observadas en alta tensión:

ALTA TENSIÓN	IEC (kUSD)	ANSI (kUSD)
Transformador de intensidad	36	
Interruptor automático		16
Transformador en zig zag	39,5	
Red de tierras		40
TOTAL ALTA	75,5	56

Tabla 14: Recopilación costes alta tensión

Se puede observar como la configuración IEC resulta más costosa en cuanto a la necesidad de disponer de un interruptor en zigzag y los transformadores de intensidad como elementos separados. Sin embargo, el interruptor de tanque muerto resulta más caro, y la red de tierras en configuración ANSI resulta significativamente más costoso.

A continuación, se analizarán los costes obtenidos para media tensión:

MEDIA TENSIÓN	IEC (kUSD)	ANSI (kUSD)
Cabinas de transformador	106,848	
Cabina de servicios auxiliares	35,16	
Cabinas de <i>feeders</i>	569,76	

Edificio de control	60	30
Interruptores automáticos		781,2
Baterías de condensadores		105,07
Aparamenta de media tensión		66,48
Aparamenta servicios auxiliares		1,1872
Sistemas de protección contra animales		80
TOTAL MEDIA	771,77	1.063,94

Tabla 15: Recopilación costes media tensión

En media tensión, los costes tienen diferencias más marcadas. La disposición en celdas hace a la normativa IEC significativamente más económica en cuanto a la aparamenta eléctrica. A esto se le añade el hecho de que no requiere de protección contra animales. El edificio de control resulta ser la única partida en que la normativa ANSI es más económica. Se obtiene como resultado una diferencia de 292,17 mil USD menos por la configuración IEC.

Se puede concluir que las diferencias entre la configuración IEC y ANSI provocan c.272,67 mil USD de diferencias apreciables, donde la configuración IEC resulta más económica. En media tensión, la diferencia radica en el coste de la aparamenta en intemperie y la protección contra animales, y en alta en la necesidad de utilizar determinados aparatos que no precisa la configuración ANSI.

Parte III ANEXOS Y

BIBLIOGRAFÍA

Capítulo 1. ANEXOS

1.1 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Dicho proyecto se encuadra dentro del séptimo Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) marcado por Naciones Unidas, que es garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna. También contribuye al 13 (acción por el clima) y al 15 (vida de ecosistemas terrestres)

México es un país en vías de desarrollo, donde según CANEVAL (Consejo Nacional de Evaluación de la Política de Desarrollo Social), el 41,9% de la población vive bajo el umbral de la pobreza en 2018⁸. Además, según un análisis de Plataforma México, Clima y Energía (PMCE) tres de cada diez hogares mexicanos padecen pobreza energética, lo que les hace privarse de ciertos servicios como la luz, el gas⁹. Todo ello enfatiza la urgencia de disponer en este país de fuentes de energía asequibles en el mundo.

El país, que además es uno de los firmantes del tratado de París de 2015, dispone del 31% de la capacidad instalada de generación renovable, un 85% del país adecuado para la instalación de instalaciones fotovoltaicas y termosolares y un potencial de 50000 MW de generación eólica. Por todo ello, se puede decir que México se encuentra en buena

⁸ <https://www.coneval.org.mx/Medicion/Paginas/PobrezaInicio.aspx>

⁹ <https://lucsdelsiglo.com/2019/09/18/en-mexico-11-millones-de-hogares-padecen-pobreza-energetica/>

posición y con un gran potencial para suministrar energía eléctrica procedente de fuentes renovables.¹⁰

Este proyecto pretende abordar una parte de dicho proceso donde se evalúa el cumplimiento de la normativa referente a subestaciones eléctricas, y comparando las opciones desde criterios técnicos y económicos de manera que se maximice la eficiencia con respecto al objetivo final de acceso a energía de limpia de manera eficiente.



Ilustración 43 Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente ONU

Para conseguirlo, los productores de energía, mayoritariamente productores privados, deben competir en condiciones de competencia perfecta, de manera que el precio de subasta sea el más beneficioso para el consumidor. Para ello, deben existir mecanismos reguladores independientes que lo garanticen. Las administraciones, del mismo modo, deben facilitar la instalación de fuentes de energía renovable, permitiendo concursos públicos donde la mejor oferta desde varios criterios (técnicos y económicos) sea elegida, eliminando ineficiencias de adjudicaciones opacas.

¹⁰ <https://www.forbes.com.mx/negocios-la-4t-y-la-ip-se-confrontan-por-las-energias-renovables/>

Asimismo, contribuye al objetivo número 13, que hace referencia a la acción por el clima. El proyecto se encuadra en el entorno de las instalaciones eléctricas para generación renovable. La instalación permite la evacuación de energía generada por fuentes de energía que no generan emisiones de gases de efecto invernadero, ni gases contaminantes perjudiciales para la salud.

El objetivo 15, referente a la vida terrestre, también goza de relevancia. Las instalaciones de generación renovable como la del estudio, a menudo se encuentran en lugares de importante actividad animal, y por ello es una prioridad asegurar una correcta integración de las instalaciones en el ecosistema. Es común el acceso de muchos animales atraídos por el calor de las instalaciones eléctricas. Para ello, se han analizado distintos sistemas que impiden el acceso de los animales a lugares que puedan suponer un riesgo para su salud.

1.2 HOJA DE CARACTERÍSTICAS PARARRAYOS ABB

Silicone-housed arresters

PEXLIM Q

Zinc Oxide Surge Arrester PEXLIM Q

Protection of switchgear, transformers and other equipment in high voltage systems against atmospheric and switching overvoltages.

- in areas with high lightning intensity and high energy requirements.
- where grounding or shielding condi-

tions are poor or incomplete
Superior where low weight, reduced clearances, flexible mounting, non-fragility and additional personnel safety is required.

Major component in PEXLINK™ concept for transmission line protection.



Brief performance data

System voltages (U_m)	52 - 420 kV
Rated voltages (U_r)	42 - 360 kV
Nominal discharge current (IEC)	10 kA _{peak}
Classifying current (ANSI/IEEE)	10 kA _{peak}
Discharge current withstand strength:	
High current 4/10 μ s	100 kA _{peak}
Low current 2400 μ s	700 A _{peak}
Low current 2000 μ s	900 A _{peak}
Energy capability:	
Line discharge class (IEC)	Class 3
[2 impulses, (IEC Cl. 7.5.5)]	7.8 kJ/kV (U_r)
Fulfills/exceeds requirements of ANSI transmission-line discharge test for 362 kV systems.	
Short-circuit / Pressure relief capability	50 kA _{sym}
External insulation	Fulfills/exceeds standards
Mechanical strength:	
Declared permissible static service load (DPSSL)	2 500 Nm
Maximum permissible dynamic service load (MPDSSL)	4 000 Nm
Service conditions:	
Ambient temperature	-50 °C to +45 °C
Design altitude	max. 1 000 m
(higher altitudes on request)	
Frequency	15 - 62 Hz

1.3 HOJA DE CARACTERÍSTICAS TRANSFORMADOR DE TENSIÓN (ABB)

Transformador de tensión inductivo tipo EMF

Para la protección y medición de ingresos en redes de alta tensión, el transformador de tensión con aislamiento de aceite y papel EMF es el transformador de tensión inductivo más vendido del mundo.

- Diseñado para condiciones climáticas extremas, desde climas polares desérticos.

El exclusivo relleno de cuarzo reduce al mínimo el aceite y permite un sistema de expansión fiable y simple.

- El flujo bajo en el núcleo a tensión operativa proporciona una gran seguridad contra saturaciones y ferorresonancia.



Sumario de datos de rendimiento

Instalación	Exterior
Diseño	Tipo inductivo
Aislamiento	Aceite-papel-cuarzo
Tensión más elevada de la red	52-170 kV
Factor de tensión (Vf)	Hasta 1,9/8 horas
Aisladores	Porcelana (Previa petición caucho de silicón (SIR) para EMF 123-170)
Distancia de fuga	≥ 25 mm/kV (Más larga previa petición)
Condiciones de servicio:	
Temperatura ambiente	-40°C a +40°C (Otras previa petición)
Altitud de diseño	Máximo 1000 m (Otras previa petición)

1.4 HOJA DE CARACTERÍSTICAS TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (ABB)

Transformador de corriente tipo tanque IMB

Para la protección y medición de ingresos en redes de alta tensión, el transformador de corriente con aislamiento de aceite y papel IMB es el transformador más vendido del mundo.

- diseñado para condiciones climáticas extremas, desde climas polares a desérticos
- el diseño tipo tanque permite alojar numerosos núcleos y de tamaño grande

El exclusivo relleno de cuarzo reduce al mínimo la cantidad de aceite y proporciona soporte mecánico a los núcleos y al devanado primario.

Debido a su bajo centro de gravedad, el IMB es muy adecuado para lugares con una gran actividad sísmica.

De los estudios internacionales podemos ver que el diseño del IMB es un producto confiable (el índice de falla es de 4 veces más bajo que el promedio), sin la necesidad del mantenimiento regular.



Sumario de datos de rendimiento

Instalación	Exterior
Diseño	Tipo tanque (Horquilla)
Aislamiento	Aceite-papel-cuarzo
Tensión más elevada de la red	36-765 kV
Corriente primaria Máx.	Hasta 4000 A
Corriente de cortocircuito	Hasta 63 kA/1 seg
Aisladores	Porcelana Previa petición caucho de silicona (SIR) hasta 550 kV
Distancia de fuga	≥ 25 mm/kV (Más larga previa petición)
Condiciones de servicio:	
Temperatura ambiente	-40°C a +40°C (Otras previa petición)
Altitud de diseño	Máximo 1000 m (Otras previa petición)

1.5 HOJA DE CARACTERÍSTICAS INTERRUPTOR AUTOMÁTICO TANQUE VIVO (SIEMENS)

Interruptores tipo HPL B

Los interruptores tipo puffer de presión simple aprovechan la energía mecánica para el movimiento de los contactos y la generación del flujo de gas SF₆ para enfriar e interrumpir el arco. Suministramos interruptores puros tipo puffer SF₆ desde la década de los setenta. ABB perfeccionó esta tecnología para producir el interruptor de mayor rendimiento del mundo, el HPL B, que ofrece una seguridad

de conmutación incomparable en todas las condiciones del sistema, desde corrientes reactivas hasta cortocircuitos totales de 80 kA. Por muchos años, ABB ha utilizado mecanismos de operación con energía almacenada mecánicamente en resortes. Esta solución ofrece ventajas considerables dado que la energía está siempre disponible en los resortes tensados.



Sumario de los datos de rendimiento:

Instalación	Exterior/(interior)
Diseño	Interruptor SF ₆ tipo Puffer Mecanismos de operación de resorte
Aislamiento	SF ₆
Tensión nominal	Hasta 800 kV
Corriente nominal	Hasta 4.000 A
Corriente de corte	Hasta 80 kA
Corriente de corta duración	Hasta 63 kA/3 s 80 kA/1 s
Aisladores	Material compuesto o Porcelana
Distancia de fuga	25 mm/kV (más larga bajo pedido)

Condiciones de funcionamiento:

Temperatura ambiente	-30 a +40 °C (Funcionamiento en temperaturas de -55 a +70 °C bajo pedido)
Altitud nominal	1.000 m sobre el nivel del mar (mayores altitudes bajo pedido)
Tipo de operación	Monopolar o tripolar

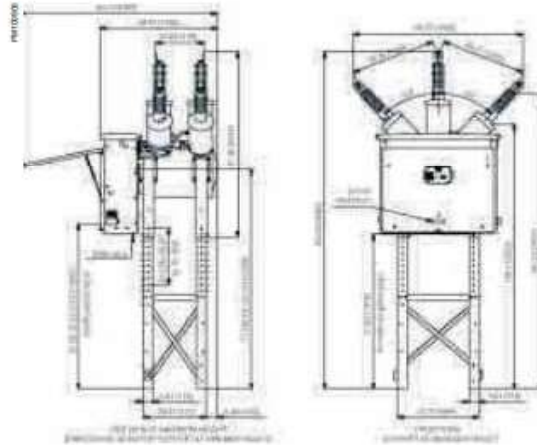
1.6 HOJA DE CARACTERÍSTICAS INTERRUPTOR AUTOMÁTICO TANQUE MUERTO (SCHNEIDER ELECTRIC)

Facilidad de instalación

El diseño compacto y ligero del VOX, hace fácil su manipulación e instalación. El chasis soporte puede ser preinstalado para albergar el tanque y el gabinete de control, minimizando cualquier problema debido a un acceso restringido. La altura se ajusta en un rango de 675 mm.

Facilidad de uso

Se dispone de una provisión flexible y accesible para transformadores toroidales en las boquillas tipo bushing de EPDM, exterior al tanque sellado. Un gabinete frontal aloja el mecanismo del interruptor junto con los equipos de control, y protección. Hay espacio disponible para cualquier equipo auxiliar requerido. Las indicaciones mecánicas de la posición del interruptor y del mecanismo son visibles desde el nivel del suelo.



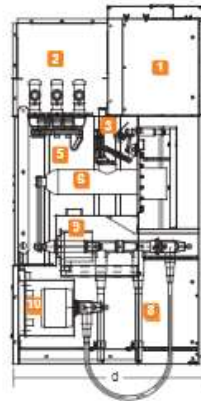
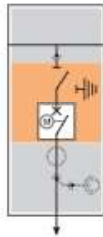
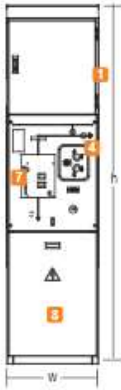
Technical characteristics		IEC/BS/A5	ANSI	GOST/GB
Rated maximum voltage	kV	36	38	40.5
Rated impulse withstand voltage	kVp	170/200/250	200 (258 kVp-2as chopped wave)	185
Power frequency withstand voltage	kV	70/80/95	80	85
Rated continuous current	A	1 200 / 2 000		
Rated withstand current (3s)	kA	25 / 31.5 / 40		
Rated arc fault containment	kA	25-1s / 31.5-0.5s		
Rated short circuit breaking current	kA	25 / 31.5 / 40		
Closing and latching capability	kAp	65 / 82 / 100		
Operating sequence		OCO-15s-CO O-0.3s-CO-15s-CO		
Number of operations at rated current		10 000		
Number of operations at short circuit current		100		
Gas fill pressure	bar	0.5		
Control voltage	VDC	24,48,125, 250		
	VAC	120, 240		
Environment				
Operating temperature range	°C	- 30 to + 40 (option - 55 ; + 55)		
Relative humidity Altitude (maximum for quoted ratings)	%	0 - 100		
	ft / m	10 000 / 3 000		
Seismic withstand	g	0.5		

Equipo opcional

1.7 HOJA DE CARACTERÍSTICAS CELDAS DE MEDIA TENSIÓN (MESA)

CBGS-0
Unidades funcionales

Protección de transformador



1. Cajón de Baja Tensión.
2. Sistema general de barras colectoras (Pág. 24).
3. Seccionador de tres posiciones (Cerrado-Abierto-Puesto a tierra) (Pág. 16).
4. Mando del seccionador (Pág. 16).
5. Cuba metálica llena de SF6.
6. Interruptor Automático (Pág. 20).
7. Mando del Interruptor Automático (Pág. 21).
8. Compartimento de cables de potencia (Pág. 25).
9. Transformadores de intensidad (opcional) (Pág. 14).
10. Transformadores de Tensión (opcional) (Pág. 15).

		UX-S			
		12	17,5	24	36
Tensión nominal	kV	12	17,5	24	36
Nivel de aislamiento nominal	kV rms - 1 min	28	38	50	70
	kV impulso 1,2/50 µs	75	95	125	170
Intensidad nominal (barras)	A	1250	■	■	■
		1600	□	□	□
		2000	□	□	□
Intensidad nominal (derivaciones)	A	630	■	■	■
		1250	□	□	□
		1600	□	□	□ ¹⁾
		2000	□ ²⁾	□ ²⁾	□ ²⁾
Capacidad de interrupción	kA	25/31,5			
Corr. corta duración admisible	kA rms 3 s	25/31,5			
(w) Ancho	mm	600			
(h) Altura ¹⁾	mm	2350			
(d) Profundidad ²⁾	mm	1250			
Peso aproximado	Kg	650			
Peso aproximado 2000A	Kg	1250			

¹⁾ 2500 mm con Transformadores de Tensión para barras de 2000A.

²⁾ 1400 mm para la opción con protección de arco interno.

³⁾ 1200 mm de ancho.

1.8 HOJA DE CARACTERÍSTICAS INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DOG HOUSE (EMA)

EMD VDH/GSMI®

The Circuit Breaker & Grounding Switch Unit

Circuit breaker (upper vacuum interrupter) connects wind / solar collection circuits to the substation bus, while the associated high speed, mechanically-interlocked grounding switch (lower vacuum interrupter) connects collection circuits automatically to ground.

Complete switching sequence is mechanically accomplished in less than 1 cycle (between 12 to 16 milliseconds), with a maximum electrical switching of 12 milliseconds, thus the transient voltage doesn't rise enough to be above the withstand of the arresters or the allowable rise at the generator controllers.



EMD VDH/GSMI®

Electrical Ratings

	Rated Voltage	Rated Maximum Voltage	Rated Continuous Current	Rated Symmetrical Interrupting Capability	Rated Short Time Current (1 sec)	Rated Closing and Latching Current (sec)	Dielectric Strength Power Frequency	Dielectric Strength Impulse Full Wave (10)	Rated Frequency	Rated Closing Time	Rated Opening Time	Rated Arcing Time	Rated Mechanical Switching Time	Maximum Electrical Switching Time
	kV	kV	A	kA	kA (3 sec)	kA	kV	kV	Hz	msec	msec	msec	msec	msec
circuit breaker	34.5	38	1200	31.5 40	25 31.5	85 104	80	200	50/60	<45	≤30	4 to 11	12 to 16	12
grounding switch	-	-	-	-	12.5	33	-	-	-	-	-	-	-	-



EMD VDH/GSMI®

Main Advantages for Wind and Solar Projects

VDH/GSMI® provides Better Safety and Reliability for Wind and Solar Power Plants and their Personnel than Remote Transfer Trip. Latency on the communication system of a transfer trip scheme does not guarantee generators and feeder breakers to trip both simultaneously.

VDH/GSMI® provides Better Protection for Insulation Coordination than a Grounding Transformer. During severe faulting, the grounding transformer on the separated collection circuit will not shunt the active power to ground and will not keep the voltage below the MCOV of the lightning arrester.

Concerning NERC's PRC-024-1 and PRC-024-2 Reliability Standards and their LVRT and HVRT requirements, VDH/GSMI® supports Differentiation between Internal and External faults, where generators may be set to trip if the fault is inside the plant or ride through if the fault is outside the plant, thus providing a valuable discriminatory function that standard circuit breakers do not.

EMA Electromechanics, Inc.
16 Industrial Drive, Sweetwater, Texas 79556, USA
www.emaelectromechanics.com

10/12E 05/2010 DWCO

1.9 EQUIVALENCIAS AWG (CONDUCTORES RG)



CONDUCTORES RG S.R.L.

CALIBRE AMERICANO AWG | Equivalencias AWG / Milimétrica

AWG	Diámetro mm	Sección mm ²	Resistencia DC 20°C w/km	Peso gr/mt
41	0.071	0.0039	4330	0.0352
40	0.079	0.0049	6540	0.0433
39	0.890	0.0062	2760	0.0552
38	0.102	0.0081	2130	0.0720
37	0.114	0.0103	1660	0.0912
36	0.127	0.0127	1360	0.1126
35	0.142	0.0159	1060	0.1412
34	0.160	0.0201	857	0.1785
33	0.180	0.0255	675	0.2276
32	0.203	0.0324	532	0.2886
31	0.226	0.0401	430	0.3571
30	0.254	0.0507	340	0.450
29	0.287	0.0649	266	0.575
28	0.320	0.0806	214	0.715
27	0.361	0.102	169	0.907
26	0.404	0.128	135	1.138
25	0.455	0.162	106	1.443
24	0.511	0.205	84.2	1.815
23	0.574	0.259	66.6	2.306
22	0.643	0.324	53.2	2.896
21	0.724	0.411	41.9	3.660
20	0.813	0.519	33.2	4.612
19	0.912	0.653	26.4	5.803
18	1.020	0.823	21.0	7.320
17	1.150	1.04	16.6	9.240
16	1.290	1.31	13.2	11.62
15	1.450	1.65	10.4	14.68
14	1.630	2.08	8.28	18.45
13	1.830	2.63	6.56	23.36
12	2.050	3.31	5.21	29.46
11	2.300	4.17	4.14	37.05
10	2.588	5.26	3.27	46.72
9	2.906	6.63	2.6	58.92
8	3.264	8.37	2.06	74.40
7	3.655	10.55	1.64	93.74
6	4.115	13.3	1.29	118.14
5	4.620	16.77	1.02	148.8
4	5.189	21.15	0.815	187.48
3	5.287	26.67	0.646	235.59
2	6.543	33.62	0.512	299.08
1	7.348	42.41	0.406	376.46
1/0	8.252	53.49	0.322	474.67
2/0	9.266	67.43	0.255	599.66
3/0	10.400	85.01	0.202	755.90
4/0	11.680	107.22	0.160	953.80

Capítulo 2. REFERENCIAS Y

BIBLIOGRAFÍA

- *American National Standards Institute, ANSI*
- *International Electrotechnic Commission, IEC:*
<https://www.iec.ch/about/globalreach/?ref=menu>
- *Ceneris:* <https://ceneris.com/blog/2019/12/05/significado-norma-ansi/>
- Documentación de TYPESA acerca de la normativa de las subestaciones elevadoras
- *INMR, Distribution Arrester Selection*
<https://www.inmr.com/selecting-ratings-iec-distribution-arresters/>
- PFC de Manuel Sánchez Tenorio, Universidad de Sevilla
http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5210/fichero/VOLUMEN+1%252FDOC+5.5_Seleccion+Pararrayos.pdf
- *Overview of IEC 60099-4 Ed 3.0-2014 Energy Handling Tests, Arresterworks.*
Elaborado por: Jonathan Woodworth
http://www.arresterworks.com/arresterfacts/pdf_files/ArresterFacts_033_IEC_Energy_Handling_Tests.pdf
- *The Application and Selection of Lightning Arresters.* Larry Prior, GE.
<http://apps.geindustrial.com/publibrary/checkout/Arresters?TNR=White%20Papers%7CArresters%7Cgeneric#:~:text=In%20general%20there%20are%20three,and%20is%20the%20most%20expensive>
- Catálogo ABB de Transformadores de Tensión y Corriente
- Características de los distintos seccionadores del mercado, Alta Tecnología.
<https://www.altatecnologia.com.mx/caracteristicas-de-los-diferentes-tipos-de-seccionadores-disponibles-en-el-mercado/>
- Especificaciones técnicas seccionadores de alta tensión ET/5093, EDP (Hidrocantábrico Distribución Eléctrica)

- https://www.hcenergia.com/recursos/doc/Conocenos/Distribucion/Especificaciones_tecnicas/Subestaciones_y_CR/94983415_278201393848.pdf
- *GE Grid Solutions, Instrument Transformer Basic Technical Information and Application*
 - *Schneider Electric. What does the Relay Accuracy Class mean for CT's?*
<https://www.se.com/us/en/faqs/FA103732/>
 - *Steve Laslo. Current Transformers*
https://na.eventscloud.com/file_uploads/319c7dce0d5a35f15574dafad9f696c7_Current_Transformers_for_HORS_2017.pdf
 - *Apuntes Circuitos Electromagnéticos y transformadores. Universidad Carlos III de Madrid. Juan Carlos Burgos*
 - *What is the Basic Insulation Level (BIL)*
<https://electrical-engineering-portal.com/definition-basic-insulation-level-bil>
 - *Differences and similarities between ANSI and IEC cultures for MV assemblies the Brazilian experience, Luiz Felipe O. Costa, Estellito Rangel Jr, José M. de Carvalho Fo., Rogério C. Barros*
 - *Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión, Juan A. Martínez Velasco. Universidad Politécnica de Cataluña*
 - *LAPP GROUP, Anglo-American Dimensions*
 - *Conductores RG, Equivalencias AWG*
 - *Network Protection and Automation Guide, Alstom*
 - *DNP3 Overview, Triangle MicroWorks, NC*
 - *ANIXER, Control Cables Color Codes*
 - *Transgard. <https://www.transgardfence.com>*
 - *Use of Custom 'fitted cover'ups to reduce power outages.*
<https://electricenergyonline.com/energy/magazine/742/article/Use-of-Custom-fitted-Cover-ups-to-Reduce-Power-Outages-and-Mitigate-Avian.htm>