



DISEÑO CONCEPTUAL PARA EL SISTEMA DE EQUIPOS ELÉCTRICOS
PRINCIPALES DE CONEXIÓN PARA CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

FRANCISCO JAVIER OROZCO PAREDES

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍA
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
MEDELLÍN
2014

DISEÑO CONCEPTUAL PARA EL SISTEMA DE EQUIPOS ELÉCTRICOS
PRINCIPALES DE CONEXIÓN PARA CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

FRANCISCO JAVIER OROZCO PAREDES

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍA
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
MEDELLÍN
2014

DISEÑO CONCEPTUAL PARA EL SISTEMA DE EQUIPOS ELÉCTRICOS
PRINCIPALES DE CONEXIÓN PARA CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

FRANCISCO JAVIER OROZCO PAREDES

Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Sistemas de Transmisión y
Distribución de Energía Eléctrica

Asesor

PABLO JAVIER FRANCO RESTREPO

MSc. en Ingeniería

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERÍA

ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA

MEDELLÍN

2014

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi director de tesis, el ingeniero Pablo Franco, a mi jefe directo, el ingeniero Marino Matías y a la compañía donde laboro: PI ÉPSILON, por toda la comprensión y apoyo durante el desarrollo de la especialización.

CONTENIDO

GLOSARIO	12
RESUMEN.....	14
INTRODUCCIÓN.....	15
1. ANTECEDENTES.....	16
1.1 Problemática.....	16
1.2 Objetivo	16
1.3 Alcance.....	16
2. MARCO TEÓRICO	18
2.1 Guía Técnica Colombiana GTC- 81 - Guía para el equipamiento electromecánico de pequeñas instalaciones hidroeléctricas [1].....	18
2.2 Manual de ingeniería EM 1110-2-3006: <i>Engineering and Design, Hydroelectric Power Plants Electrical Design</i> [2].	19
2.3 Otras fuentes	19
2.4 Normas.....	20
2.5 Conceptos	20
3. METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO CONCEPTUAL DEL SEEPC DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICO	22
3.1 Aspectos Técnicos.....	22
3.2 Aspectos Económicos y de Confiabilidad	22
3.3 Condiciones Particulares y Restricciones Propias del Proyecto.....	22
3.4 Alternativas de Diseño.....	23
3.5 Evaluación y Selección del SEEPC	23
4. COMPONENTES DEL SEEPC	24
4.1 Sistema de Transformación	24
4.1.1 Características de los transformadores de generación	24
4.1.2 Tipos de Transformadores Comúnmente Utilizados en las Centrales de Generación ..	26
4.2 Cables Aislados de Conexión de Media y Alta Tensión	27
4.2.1 Cables XLPE y Otros Dieléctricos Extruidos	27
4.2.2 Empleo del Cable Aislado en los Proyectos de Generación Eléctrica	30
4.3 Subestación Eléctrica de Salida.....	31
4.3.1 Número de Bahías requerido.....	31

4.3.2 Configuraciones.....	32
4.3.3 Tipo de aislamiento.....	40
5. CONFIGURACIONES DEL SEEPC.....	42
5.1 Esquema de Unidad	44
5.1.1 Interruptores en los esquemas unitarios	45
5.2 Esquema de Barraje Común en Media Tensión.....	50
5.3 Esquemas con Sistemas de Transformación Tridevanados.....	53
5.4 Comparación y evaluación de las configuraciones	54
6. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS EQUIPOS SEEPC	56
6.1 Consideraciones económicas del sistema de transformación	56
6.1.1 Potencia asociada al sistema de transformación	56
6.1.2 Tipo de sistema de transformación.	58
6.1.3 Niveles de Tensión	58
6.2 Consideraciones económicas de las subestaciones eléctrica asociadas al proyecto. ...	58
6.2.1 Configuración, número de bahías de generación (circuitos de salida) y número de bahías de línea (circuitos de conexión)	59
6.2.2 Nivel de tensión de generación y transmisión	59
6.2.3 Tipo de aislamiento eléctrico empleado en los equipos de patio.....	60
6.3 Consideraciones económicas asociadas a los sistemas de cables incluidas en los SEEPC	61
7. EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN UN SEEPC	65
7.1 Conceptos de confiabilidad.....	65
7.2 Esquemas en serie y en paralelo para los SEEPC	65
7.3 Confiabilidad asociada a los equipos del SEEPC	67
7.3.1 Confiabilidad del sistema de transformación.....	68
7.3.2 Confiabilidad de los cables aislados de potencia	69
7.3.3 Confiabilidad de las subestaciones de salida.....	69
7.4 Equipos de reserva para el SEEPC de una central de generación	71
7.4.1 Transformadores de reserva.....	71
7.4.2 Cables aislados de reserva.....	72
7.4.3 Equipos de reserva para las subestaciones.....	73
8. DESARROLLO DEL DISEÑO CONCEPTUAL DE UN SEEPC	74
8.1 Información de Entrada y restricciones para el proyecto.....	74

8.1.1	Potencia Instalada y Número de Turbinas y Unidades Generadoras	74
8.1.2	Tipo de casa de máquinas y ubicación relativa de los equipos del SEEPC	76
8.1.3	Niveles de tensión de generación y transmisión	77
8.1.4	Limitaciones asociadas a las vías de acceso al proyecto	78
8.1.5	Limitaciones espaciales del proyecto.....	78
8.1.6	Limitaciones presupuestales.....	78
8.2	Alternativas de configuraciones para SEEPC	79
8.3	Evaluación de las alternativas	79
8.4	Alternativa Seleccionada	79
8.5	Estructura del diseño conceptual para el SEEPC	80
9.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	81
10.	TRABAJO FUTURO	82
	BIBLIOGRAFÍA.....	83
	ANEXOS	85

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Afectación por falla de elementos constitutivos del SEEPC	55
Tabla 2.	Costos bahías de línea para subestaciones en configuración barra sencilla en COP (a abril de 2014).....	60
Tabla 3.	Discriminación de costos (US) en circuitos de cable subterráneo para diferentes tensiones incluir fuente [13].....	63
Tabla 4.	Costos de referencia de sistemas de cable aislado instalados.....	64
Tabla 5.	Centrales hidroeléctricas en Colombia	85
Tabla 6.	Normas Transformadores	87
Tabla 7.	Normas cables de potencia, alta tensión (230 kV).....	87
Tabla 8.	Normas celdas de media tensión	88
Tabla 9.	Normas cable de alta tensión.....	88
Tabla 10.	Normas subestaciones	89

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Fecha de entrada en servicio de cable tipo extruido en la red de la EDF. [8] .	28
Figura 2.	Afectación vida útil cables XLPE por sobretensión según el fabricante BRUGG [9]	29
Figura 3.	Conexión para proyecto de una sola unidad con línea de transmisión	32
Figura 4.	Subestación en configuración barra sencilla	33
Figura 5.	Configuración Barra principal y barra de transferencia	34
Figura 6.	Subestación en configuración anillo La Tasajera (EPM)	35
Figura 7.	Configuración interruptor y medio	36
Figura 8.	Configuración doble barra doble interruptor	37
Figura 9.	Configuración Doble barra	38
Figura 10.	Configuración doble barra con by-pass	39
Figura 11.	Configuración Doble Barra con seccionador de transferencia.....	40
Figura 12.	Esquema de unidad.....	44
Figura 13.	Esquema de unidad múltiple.....	45
Figura 14.	Esquema unitario con interruptor en salida de línea de conexión	46
Figura 15.	Esquema unitario con interruptor en salida de línea de conexión e interruptor de salida de máquina.....	47
Figura 16.	Esquema unitario múltiple con interruptor de línea, interruptores de salida de unidad e interruptores de unidad en subestación de salida.....	47
Figura 17.	Esquema unitario múltiple con interruptor de línea e interruptores de salida de unidad.	48
Figura 18.	Esquema unitario con interruptor de salida de máquina.	49
Figura 19.	Esquema de barra común en media tensión.....	50
Figura 20.	Interruptores en esquema de barra común.	52
Figura 21.	Esquema de barra común con interruptor general de barraje.	52
Figura 22.	Esquema de conexión con banco tridevanado.....	54
Figura 23.	Función de costos transformadores 3F de conexión al Sistema de Transmisión Nacional STN (con base en la Resolución CREG 97 de2008).....	57
Figura 24.	Distribución de los costos asociados a la instalación de un circuito de cable aislado subterráneo [13]	62

Figura 25. Probabilidad de fallas para equipos de subestación en el sistema de transmisión de Suecia en 2008 [17].....	70
Figura 26. Estructura diseño conceptual SEPC.....	80

LISTA DE ANEXOS

Anexo A:	Centrales hidroeléctricas construidas en Colombia	85
Anexo B:	Listado de normas asociadas a los equipos eléctricos relacionados.....	87

GLOSARIO

AIS: “*Air insulated substations*”. Subestación eléctrica con medio de aislamiento basado en aire.

Ampacidad: Máxima intensidad de corriente eléctrica que puede circular de manera constante por un conductor eléctrico sin que este sufra daños.

Bahía: También conocido como campo, representa el grupo de equipos de una subestación eléctrica destinado a una función específica como la recepción de un circuito o la ejecución de acoples o transferencias.

BIL: “*Basic Lightning impulse insulation level*”. Nivel básico de aislamiento al impulso de sobretensión tipo rayo.

CREG: Comisión de regulación de Energía y Gas.

Diseño Conceptual: Etapa del diseño en la que se plantea un grupo de alternativas, con el objeto de evaluar y comparar los diferentes aspectos que afectan el desempeño y desarrollo de un proyecto en particular para así poder seleccionar la alternativa de diseño óptima. El diseño conceptual plasma los objetivos que deben ser cubiertos por el proyecto y permite establecer preliminarmente, cual es la opción más adecuada para cumplir los objetivos indicados.

ENS: “*Energy no supply*”. Energía no suministrada.

Equipo Stand By: Equipo disponible y habilitado para entrar en funcionamiento pero actualmente no operativo.

Factor de Planta: Relación entre la producción anual media de energía y la que se obtendría operando en forma continua con la potencia instalada. También se conoce como factor de carga.

Francis: Tipo de turbina hidráulica de reacción, llamada así en honor a su desarrollador: James B. Francis.

GIS: “*Gas insulated substations*”. Subestación eléctrica con medio de aislamiento basado en gas.

Kaplan: Tipo de turbina hidráulica de reacción, llamada así en honor a su desarrollador: Viktor Kaplan.

OFWF: “*Oil forced, water forced*”. Sistema de enfriamiento para transformadores sumergidos en aceite, con circulación de aceite de forma forzada y agua de forma forzada. Estos equipos emplean intercambiadores agua-aceite.

ONAF: “*Oil forced, air forced*”. Sistema de enfriamiento para transformadores sumergidos en aceite, con circulación de aceite de forma natural y aire de forma forzada.

ONAN: “*Oil natural, air natural*”. Sistema de enfriamiento para transformadores de sumergidos en aceite, con circulación de aceite y aire de forma natural.

PCH: Pequeña central hidroeléctrica.

Pelton: Tipo de turbina hidráulica de acción llamada así en honor a su desarrollador: Lester Allan Pelton.

SEEPC: Sistema de Equipos Eléctricos Principales de Conexión. Con esta definición se relacionarán el sistema de transformadores de potencia, el sistema de cables de transmisión de potencia y la subestación eléctrica requeridos para conectar una central de generación al sistema interconectado o con un centro de carga específico.

SF6: Hexafluoruro de azufre. Gas inerte empleado como medio aislante en equipos e instalaciones eléctricas.

STN: Sistema de Transmisión Nacional.

XLPE: “*Cross linked polyethylene*”. Tipo de cable equipado con aislamiento dieléctrico extruido.

Water To Wire: Contratos para el suministro e instalación del sistema de equipos electromecánicos de un proyecto hidroeléctrico, cuyos límites corresponden a las válvulas de admisión de la central y al lado de baja tensión del sistema de transformación de la central. Se presentan variaciones de este tipo de contratos en los que se incluyen los transformadores de potencia y la subestación de salida.

RESUMEN

La selección del sistema de equipos eléctricos principales de conexión (SEEPC) de un proyecto hidroeléctrico debe estar respaldada por un diseño conceptual estructurado que revise y evalúe los aspectos técnicos, de confiabilidad y las implicaciones económicas de los equipos y sus configuraciones.

En este trabajo se desarrolla una propuesta para la elaboración del diseño conceptual para el SEEPC de una central hidroeléctrica. La propuesta considera una metodología para seleccionar los equipos y la configuración del SEEPC. El sistema indicado comprende los Transformadores de potencia, los cables aislados de alta tensión y la subestación eléctrica de salida.

El diseño conceptual debe realizarse considerando los requerimientos y las condiciones particulares del proyecto en desarrollo. En los proyectos de generación los aspectos técnicos más relevantes para el desarrollo del diseño conceptual del SEEPC, se centran en definir las características particulares de los equipos y las diferentes configuraciones de conexión. Sin embargo, uno de los aspectos más sensibles corresponde a la inversión económica y a los costos operativos de los equipos y sistemas requeridos por el SEEPC. Los costos asociados a la operación, al mantenimiento y a las fallas de los equipos y sistemas dependen en gran medida de su confiabilidad. Por tal motivo la confiabilidad es uno de los aspectos revisados durante el desarrollo del diseño conceptual debido a su impacto en el desempeño del SEEPC y a las implicaciones económicas asociadas.

INTRODUCCIÓN

Colombia es un país con un gran potencial en el campo de la generación hidroeléctrica gracias a sus características topográficas y climatológicas. El sector estatal y el industrial han desarrollado una gran cantidad de proyectos hidroeléctricos y aproximadamente el 84 %¹ de su sistema de generación es de tipo hidráulico.

Desde los años 60, se han construido grandes proyectos de generación como Guadalupe 3 (1966, 270 MW), Alto Anchicayá (1973, 365 MW), Guatapé (1980, 560 MW), Chivor (1982, 1000 MW), Betania (1987, 540MW), San Carlos (1988, 1240 MW), Urrá (2000, 344 MW), Miel I (2002, 396 MW) y Porce III (2010, 660 MW) y los futuros Sogamoso (840 MW) e Ituango (2400 MW). En forma complementaria ha empezado a tomar fuerza en los últimos años el desarrollo de proyectos medianos y menores gracias al impulso otorgado por el sector privado. En la actualidad se adelantan gran cantidad de proyectos tipo PCH² los cuales resultan muy atractivos pues al estar interconectados y no sobrepasar los 19,9 MW instalados, tienen asegurada su operación si cuentan con recurso hidráulico, pues no deben competir en la subasta de generación que tiene definido el sistema regulatorio colombiano.

Las empresas dedicadas al diseño y construcción de este tipo de proyectos han adquirido una gran experiencia gracias al desarrollo de numerosos proyectos³.

No obstante esta experiencia, el sector técnico colombiano debe formarse adecuadamente para adelantar el diseño y gestación de los proyectos hidroeléctricos, pues éstos representan un bastión importante de la economía y capacidad energética del país. La experiencia disponible debe transmitirse al interior de las compañías y en los centros de formación técnica.

Para el efecto, se ha encontrado como uno de los aspectos más relevantes y de menor exploración, el diseño y dimensionamiento del Sistema de Equipos Eléctricos Principales de Conexión (SEEPC), el cual será abordado en este estudio.

¹ Portal Web XM, Descripción sistema eléctrico colombiano noviembre de 2013

² PCH: Pequeña central hidroeléctrica, normalmente entre 1 y 19,9 MW

³ Ver lista de proyectos en Anexo A:

1. ANTECEDENTES

1.1 Problemática

Las centrales de generación hidráulica requieren grandes obras de ingeniería civil, mecánica, eléctrica, de control, electrónica y comunicaciones. Para el diseño de este tipo de proyectos, en general existe mucha literatura orientada a las obras civiles y mecánicas pero en menor medida a la parte eléctrica. Por lo general los requerimientos técnicos para diseño asociados a la ingeniería eléctrica en este tipo de proyectos se toman de las normas técnicas y de los textos y literatura propia de los equipos y sistemas pero en muy pocas ocasiones la documentación se encuentra enmarcada en el contexto del desarrollo de un proyecto de generación hidroeléctrico. Es necesario fortalecer la documentación orientada al desarrollo de centrales hidroeléctricas, que revise los equipos eléctricos de forma independiente e interactuando entre sí y con los demás elementos del proyecto.

1.2 Objetivo

Este trabajo pretende realizar una propuesta sobre la información y estructura requeridas para el desarrollo del diseño conceptual del Sistema de Equipos Eléctricos Principales de Conexión (SEEPC) de una central de generación hidroeléctrica. La propuesta revisará las consideraciones técnicas y económicas que se considera deben ser abordados en la elaboración del diseño conceptual del sistema indicado.

1.3 Alcance

Los equipos eléctricos que operan dentro de una central podrían clasificarse dentro de las siguientes categorías:

- Equipo principal de generación (Generador)
 - Equipos eléctricos Auxiliares (Requeridos para el funcionamiento de los equipos principales y de la instalación en general)
 - Equipos eléctricos principales de conexión (Sistemas de transformación, cableado aislado de alta tensión y subestaciones)
 - Equipos de transmisión (Líneas de transmisión)
-

Este trabajo se centra en la revisión de los aspectos técnicos, económicos y de confiabilidad de los equipos eléctricos principales de conexión (SEEPC) que deben considerarse dentro del desarrollo del diseño conceptual de un proyecto de generación hidroeléctrica.

Se definirán los elementos que permitan establecer alternativas de diseño, para la selección adecuada de los equipos y la topología del SEEPC.

Los resultados del diseño conceptual deben revisarse y desarrollarse en las etapas posteriores de un proyecto. En las etapas de factibilidad y diseño para construcción los proyectos maduran completamente, pero la solidez del diseño que ha de ser desarrollado depende en gran medida del adecuado diseño conceptual adelantado para el proyecto en las etapas iniciales.

El esquema seleccionado para el SEEPC deberá adaptarse a las condiciones de diseño de las obras civiles y mecánicas del proyecto y deberá brindar al proyecto un equilibrio completo entre el desempeño, la confiabilidad del sistema, y la inversión inicial y futura del proyecto.

Resulta vital conocer bien cada componente del sistema con sus diferentes variantes y alternativas, y la forma como estos componentes interactúan.

El desarrollo del trabajo permitirá:

- Realizar un documento orientado a las centrales de generación hidráulica que se centre en la concepción y diseño del SEEPC.
- Presentar las consideraciones técnicas más relevantes de los equipos que conforman el SEEPC de forma integrada, entre sí y con las demás obras del proyecto de generación hidroeléctrica (influencia del SEEPC dentro del proyecto durante la construcción y operación).
- Ilustrar la afectación de un proyecto de generación hidroeléctrico producida por el SEEPC seleccionado.
- Considerar dentro del diseño técnico del SEEPC los aspectos de confiabilidad y la evaluación económica de forma estructurada.
- Determinar las principales restricciones y condicionantes que afectan el diseño de un SEEPC para una central hidroeléctrica.
- Establecer los criterios de selección para el sistema de transformación, el sistema de cable aislado y las subestaciones incluidas eléctricas en el SEEPC.

2. MARCO TEÓRICO

A continuación, se relaciona la documentación más relevante identificada como referencia para el desarrollo de la propuesta académica.

2.1 Guía Técnica Colombiana GTC- 81 - Guía para el equipamiento electromecánico de pequeñas instalaciones hidroeléctricas [1].

La normatividad colombiana presenta documentación orientada al desarrollo de plantas de generación. La Guía Técnica Colombiana GTC-81, es una traducción de la Guía IEC-61116. Esta guía trata de las relaciones entre el dueño, el consultor y el fabricante de equipos. La norma menciona algunas características y listados de equipos electromecánicos aplicables a planta de hasta 5 MW, aunque como lo indica su alcance no es una capacidad de potencia límite y podría ser aplicable a plantas con potencias mayores. La Guía presenta un listado de normas colombianas y extranjeras aplicables. En general se aprecia que el documento lista las normas específicas para los equipos principales que deben ser consideradas (IEC 60076 para transformadores, IEC 60056 para interruptores etc.). Como observaciones puntuales al documento se tiene que:

- La información de los equipos de media tensión se centra en el interruptor con referencias a las celdas y barrajes.
- Es insuficiente lo presentado de cables de potencia requerido en centrales subterráneas.
- La subestación de conexión se restringe a la implementación del interruptor o seccionador.
- Los aspectos económicos se abordan en forma superficial.
- Los aspectos de flexibilidad y confiabilidad no son considerados.
- No se ilustran criterios de selección de equipos.
- El enfoque es general cubriendo todo el apartado electromecánico y no realiza ningún análisis específico para los equipos principales eléctricos. Solo refiere normas y características principales de los equipos sin revisar y ponderar su función de equipos vinculados a una central de generación.

2.2 Manual de ingeniería EM 1110-2-3006: *Engineering and Design, Hydroelectric Power Plants Electrical Design* [2].

Publicado por *Department of the Army U.S. Army Corps of Engineer* es un manual que trata de aspectos importantes por considerar en el diseño eléctrico de la plantas nuevas. Este documento es importante resaltarlo pues considera en sus aportes la integración entre los equipos diseñados con los aspectos económicos y de confiabilidad (al menos los menciona). El documento plantea objetivos similares a los propuestos para la tesis y representa una de las referencias importantes para el desarrollo del trabajo. Sobre este documento se realizan las siguientes observaciones:

- El documento cubre todo los equipos eléctricos de la central, desde los generadores hasta el sistema de iluminación. Si bien se aborda el apartado de las configuraciones de equipos como el transformador principal, la subestación y los equipos de media tensión, es posible realizar una profundización sobre aspectos que son mencionados pero no estudiados en el documento como lo son la inversión económica y la confiabilidad.
- No se presenta información sobre el cable aislado de alta tensión empleado en las centrales subterráneas y los impactos que este sistema puede ocasionar al proyecto.
- El tema de subestaciones es completo pero como ya se indicó es muy general. Se le debe dar un enfoque más específico como equipo perteneciente al SEEPC de una central de generación hidráulica.
- Los aspectos económicos y de confiabilidad son referenciados pero pueden ser tratados con más profundidad.

2.3 Otras fuentes

La publicación del CIGRE, "*Design guidelines for power Station auxiliaries and distribution systems*" [3], relacionada con el diseño de servicios auxiliares para plantas de generación, recoge, entre otros aspectos, una estadística del uso de transformadores elevadores de las plantas, con detalles de los grupos de conexión, configuraciones y sistemas de enfriamiento más usados entre las empresas de generación de los países miembros. Si bien el estudio tiene más de 10 años de efectuado, aporta información valiosa sobre tendencias técnicas de los equipos.

2.4 Normas

Para cada uno de los equipos que componen el SEEPC existen normas dedicadas generalmente exigidas en las especificaciones técnico-funcionales de los equipos.

En el Anexo B: se incluye una lista de las normas asociadas a los equipos que componen el SEEPC.

2.5 Conceptos

Muchos de los conceptos que sustentan la propuesta en lo relacionado con la necesidad de concebir el diseño conceptual de forma estructurada son extraídos del artículo “*An argument and procedure for conceptual power system design studies*” [4]. De dicho documento se extraen las siguientes observaciones:

- El documento evalúa de forma completa pero muy general todos los elementos y equipos utilizados en centrales de generación eléctrica de todo tipo (nucleares, térmicas convencionales, hidroeléctricas etc.).
- El diseño conceptual puede tener una gran influencia en los costos de los equipos eléctricos de un proyecto.
- Es una práctica adecuada plantear varias alternativas dentro del diseño conceptual de los equipos para realizar una evaluación y selección óptima.
- El estudio conceptual no puede ser el resultado de ingeniería y diseño intuitivo y tampoco ser un diseño reciclado de un proyecto previo (riesgo de implementar esquemas obsoletos o inadecuados pese a las similitudes).
- Ingenieros nuevos interesados en el tema del diseño y que carecen de guía por parte de profesionales experimentados, encontrarán muy útil disponer de documentación que trate las bases adecuadas para concebir un diseño conceptual.
- Los estudios de coordinación y cortocircuito son fundamentales en la selección de equipos en la etapa de factibilidad. Para estos estudios existen muchas normas y herramientas computacionales que permiten a los ingenieros (incluso no experimentados) elaborar estudios confiables. Estos estudios están fuera del alcance del trabajo del diseño conceptual.
- Los estudios de cortocircuito, coordinación y estabilidad se hacen sobre un arreglo específico. El diseño conceptual genera los esquemas sobre los cuales se realizan los estudios mencionados.

- Comúnmente se da prioridad a la alternativa de mínimo costo y el diseño se inicia copiando un diseño previo.
- Problemas inherentes a un mal diseño solo podrán solucionarse mediante un rediseño del esquema que puede resultar costoso y traumático.
- Una de las etapas que más se influye en el costo de un proyecto es la etapa de diseño conceptual.
- Se debe ser cuidadoso al decidir cuándo resulta válido sacrificar confiabilidad por alcanzar un ahorro económico en la inversión inicial.
Aumento de calidad representa un aumento de costo. Se debe buscar un equilibrio.
- No hay estándares de la industria, directrices o especificaciones para los estudios de diseño conceptual. Hay pocos cursos de la universidad o manuales de ingeniería para ayudar a guiar a los ingenieros interesados en dichas asignaciones. El dominio del diseño conceptual, no se puede obtener simplemente por toda una vida de trabajo en una oficina de ingeniería. Sólo la participación en un programa de entrenamiento de ingeniería, el aprendizaje y la experiencia práctica bajo la tutela adecuada y cursos de posgrado, pueden cultivar un diseñador conceptual consumado.

3. METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO CONCEPTUAL DEL SEEPC DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICO

Para elaborar el diseño conceptual se debe disponer de elementos y una estructura de desarrollo adecuados. A continuación se indican en forma ordenada los temas y etapas que deben tenerse en cuenta dentro del desarrollo de un diseño conceptual dirigido a un SEEPC.

3.1 Aspectos Técnicos

Inicialmente, es necesario conocer los detalles técnicos más relevantes de los equipos que conforman el SEEPC.

De los sistemas de transformación, sistema de cable aislado y subestación de salida se encuentra gran cantidad de información técnica y se debe tener una visión general y conocimiento específico de los equipos con el objeto de realizar la selección de equipos más adecuada para un diseño en particular.

Adicionalmente a los aspectos técnicos de cada componente del sistema se deben revisar las topologías que pueden configurarse para el sistema, para evaluar las diferentes alternativas para el SEEPC.

3.2 Aspectos Económicos y de Confiabilidad

Junto con los aspectos técnicos siempre deben revisarse las implicaciones económicas asociadas a la implementación de los componentes del sistema y la confiabilidad propia de los equipos y de las topologías consideradas.

3.3 Condiciones Particulares y Restricciones Propias del Proyecto

Cuando se dispone de un conocimiento adecuado de los componentes del SEEPC (aspectos técnicos, económicos y de confiabilidad), se debe evaluar las particularidades y restricciones del proyecto que será diseñado.

Cada diseño es único y presenta particularidades que le condicionan de una forma puntual. Es una mala práctica de ingeniería tratar de adaptar un diseño previo a un diseño nuevo.

Los proyectos presentan restricciones por su ubicación, por sus vías de acceso y por su capacidad de inversión.

3.4 Alternativas de Diseño

El diseño del SEEPC debe estar sustentado por la creación de alternativas que funcionalmente puedan adaptarse al proyecto. Inicialmente las alternativas deben formularse desde el punto de vista netamente técnico sin considerar ninguna de las restricciones.

3.5 Evaluación y Selección del SEEPC

Las particularidades, restricciones y necesidades del proyecto serán las herramientas para realizar una evaluación que permita seleccionar la alternativa viable y óptima de diseño del SEEPC para el proyecto. Es importante aclarar que el término óptimo es relativo y está sujeto a las consideraciones y particularidades del proyecto y al criterio de los profesionales encargados de su diseño.

4. COMPONENTES DEL SEEPC

El sistema de equipos eléctricos principales SEEPC considerado incluye el sistema de transformación, el sistema de cable aislado y la subestación eléctrica de salida.

Los equipos de generación, los equipos auxiliares eléctricos y el sistema de transmisión (línea de conexión) no se han incluido en el alcance del documento.

4.1 Sistema de Transformación

El sistema de transformación principal es un elemento fundamental dentro del SPEEC y es el encargado de obtener un nivel de tensión adecuado para poder realizar la conexión con el sistema eléctrico de transmisión para la energía generada. Los transformadores de una central de generación deben considerarse en todas las etapas de desarrollo de los proyectos, especialmente en la etapa de estudio conceptual pues estos equipos condicionan las necesidades de transporte, manipulación y la adecuación de las obras civiles correspondientes.

El sistema de transformación es un componente SEEPC que condiciona el dimensionamiento tanto del cable aislado (número de circuitos) como la subestación de salida (número de bahías de generación).

Los equipos de transformación empleados en las centrales, comúnmente se denominan transformadores de generación. Los transformadores de generación son transformadores de potencia cuya relación de transformación está determinada por la tensión de generación y por la tensión de la red de transmisión a la cual se conecta la central.

4.1.1 Características de los transformadores de generación

Los transformadores empleados en las centrales de generación son equipos elevadores que poseen características particulares. Los transformadores empleados en centrales menores también deberían tener un diseño especial, pero regularmente son equipos típicos de distribución.

Entre las características más relevantes de los transformadores asociados a unidades de generación se tienen:

- En general operan de forma continua a capacidad nominal.
- En muchos proyectos los transformadores se conectan a los generadores sin interruptor de salida de máquina exponiéndose a posibles sobretensiones por desperfectos en el sistema de excitación de los equipos de generación durante los

procesos previos a la sincronización y durante rechazos de carga. Los transformadores conectados al generador sin interruptor de máquina deben estar en capacidad de resistir sobretensiones de un 125 % durante un minuto o hasta el 140 % de la tensión nominal durante al menos 5 segundos [5]. Esta característica es requerida pues el sistema de generación se ve sometido en ocasiones a rechazos de carga que pueden causar grandes sobretensiones en los bornes del transformador.

- La conformación física de los transformadores de potencia regularmente obedece a un diseño específico para atender los requerimientos de instalación propios del proyecto. No son equipos fabricados en serie por sus dimensiones, capacidad y particularidades operativas.
- Los transformadores empleados en centrales superficiales normalmente son equipos sumergidos en aceite y generalmente se instalan en la parte exterior de la casa de máquinas. Cuando los transformadores se instalan en el interior de la casa de máquinas deben cumplir con los requerimientos indicados por normas aplicables como la NTC- 2050 [6]. Los transformadores empleados en centrales superficiales normalmente poseen un sistema de enfriamiento del tipo ONAN u ONAN/ONAF con intercambiadores de calor aceite aire, con ventilación natural o forzada con ventiladores eléctricos y con una o varias etapas de ventilación. Es posible implementar otros sistemas de enfriamiento como el OFWF con intercambiadores de calor por agua y aceite de circulación forzada.
- En las centrales subterráneas las limitaciones espaciales resultan determinantes, por lo que los transformadores de potencia instalados en estas condiciones normalmente poseen un sistema de enfriamiento del tipo OFWF y el sistema de conexión con el cableado de potencia implementa accesorios y sistemas de aislamiento con el objeto de reducir las distancias eléctricas.
- El uso del sistema ONAN en centrales subterráneas presenta grandes dificultades de tipo espacial y de transferencia de calor. No es común emplear equipos con enfriamiento ONAN en centrales subterráneas. Este aspecto es aplicable también a transformadores secos de potencia.
- El grupo de conexión del transformador. Puede decirse que no hay un grupo preferido, aunque las estadísticas técnicas indican preferencias para los grupos YNd5 y YNd11 [3].
- Posibles aumentos de potencia en el sistema de generación debidos a un mejor comportamiento del sistema hidráulico deben considerarse como un factor de diseño para definir la capacidad del equipo. El transformador no debe ser un limitante en la transmisión de potencia producida por el generador.
- Las tensiones de operación de los sistemas de transformación dependen de la tensión de generación y de las tensiones de conexión seleccionadas para el proyecto. Las

tensiones de generación normalmente empleadas en Colombia son: 2,4 kV, 4,16 kV, 6,9 kV, 13,8 kV y 16,5 kV. Las tensiones de transmisión empleadas en el país son 13,2 kV, 34,5 kV, 44 kV, 69 kV, 115 kV y 230 kV. La selección de estas tensiones de generación determinan directamente los niveles de corriente que deberá soportar el SEEPC.

- La capacidad de sobrecarga de los transformadores de potencia asociados a generadores en general puede ser baja pues normalmente la potencia del generador correspondiente no puede ser incrementada.
- Los transformadores de potencia en las centrales también involucran particularidades para su sitio de instalación. Cuando su empleo es en el interior de la casa de máquinas y dependiendo de su magnitud requieren celdas dotadas de paneles de cierre y condiciones constructivas específicas. Cuando se emplean en instalaciones exteriores normalmente se emplean muros cortafuego para proteger las instalaciones contiguas al transformador en caso de incendio. Las instalaciones de los transformadores incluyen también pozos recolectores de aceite y sistemas contraincendios.

4.1.2 Tipos de Transformadores Comúnmente Utilizados en las Centrales de Generación

En los proyectos de generación normalmente se emplean transformadores trifásicos cuando las restricciones espaciales y de transporte no resultan críticas. Cuando la potencia del sistema de transformación hace inadecuado el empleo de transformadores trifásicos, se conforman bancos de transformación monofásicos de potencia equivalente. Los arreglos de bancos monofásicos normalmente se destinan a atender unidades de generación de gran potencia o grupos de generación menores que convergen en un barraje común de generación.

Al igual que los transformadores monofásicos bidevanados, los transformadores monofásicos tridevanados se emplean para conformar bancos de transformación, cuando la potencia del sistema de transformación es tan elevada que resulta inadecuado el empleo de transformadores trifásicos de potencia equivalente. Estos bancos tiene la particularidad de atender dos unidades de generación.

4.2 Cables Aislados de Conexión de Media y Alta Tensión

La utilización de cables aislados para transmisión de energía subterránea o enterrada es necesaria cuando no resulta práctica la utilización de cables aéreos. Normalmente las limitaciones en la utilización de cables aéreos obedecen a factores de tipo estético, impacto ambiental y reducción de las longitudes de los circuitos. En las centrales de generación hidroeléctricas subterráneas normalmente se dispone de cables aislados de alta tensión para la transmisión de la energía generada.

Las centrales hidroeléctricas normalmente emplean cables aislados de media tensión (Para funciones de generación y servicios auxiliares) y o alta tensión para labores de transmisión de potencia (Proyectos subterráneos).

Hay tres familias principales de cables aislados [7]:

- Cables aislados mediante llenado de fluido o gas de alta presión en donde las fases son confinadas en tubos empleando como medio de aislamiento un fluido o gas de alta presión (Tipos HPFF y HPGF).
- Cables auto contenidos, llenados con fluidos. Cada fase se encuentra aislada mediante un fluido o gas de alta presión de forma (Tipos SCFF, SCLF y SCOF).
- Dieléctricos extruidos (XD) tales como el XLPE y los EPR (cables secos)

4.2.1 Cables XLPE y Otros Dieléctricos Extruidos

Si bien en la actualidad aún se emplean los cables aislados de los tipos HPFF, HPGF, SCFF y SCOF son los cables aislados extruidos (XLPE y EPR) los que se han establecido como la tecnología predominante gracias a sus bajos niveles de mantenimiento y requerimientos menores de equipos complementarios.

En este tipo de cables el aislamiento está extruido en el interior del núcleo del cable a diferencia del aislamiento laminar a base de cintas presente en los cables HPFF y SCFF.

Dentro de los cables dieléctricos desarrollados se encuentran los XLPE (*cross linked polyethylene*, EPR (*Ethylene Propylene rubber*) y los LLPD y MDPD (*Low and médium density polyethylene*).

De los tipos mencionados inicialmente (años 50 y 60) predominaban los del tipo HDPD y LDPD pero a partir de los años 80 se empezó a masificar el uso del tipo XLPE. Como ejemplo se presenta en la Figura 1 el historial de empleo de cable aislado extruido por parte de la *Électricité de France S.A.* (EDF).

Date of first installation in the grid				
Voltage level (kV)	63	90	225	400
LDPE - HDPE	1964	1968	1969	1985
XLPE	1987	1987	1992	/

Figura 1. Fecha de entrada en servicio de cable tipo extruido en la red de la EDF.
[8]

El desarrollo de los cables aislados en XLPE data de 1960 y desde entonces los materiales y procesos de manufactura de este tipo de conductores han sido optimizados aumentando su confiabilidad y permitiendo a este tipo de cables un uso en general libre de mantenimiento. En la actualidad se encuentran circuitos de cable aislado en XLPE en tensiones de hasta 500 kV y en longitudes de hasta 40 km.

Los cables con aislamiento dieléctrico extruido no utilizan ningún dieléctrico líquido lo que reduce la cuota de mantenimiento.

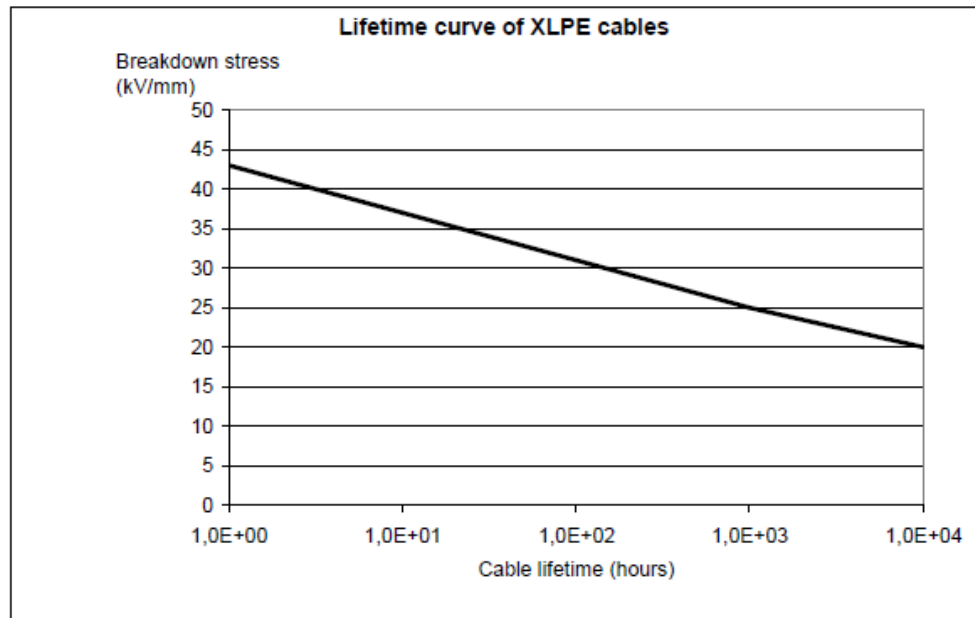
Este tipo de cable puede instalarse directamente enterrado aunque la práctica común es la instalación de los cables en ductos dedicados. El enterramiento directo es menos costoso y favorece la capacidad nominal del conductor, pero requiere la adecuación de las brechas correspondientes.

Los ductos de cables si bien son más costosos en equipo e instalación ofrecen la ventaja de presentar facilidades para el recambio del cable cuando sea necesario (los enterramientos directos requieren cuidadosas labores de excavación para la extracción del equipo).

También es práctica común instalar el cableado en el interior de túneles dedicados de forma expuesta con el empleo de los elementos de fijación correspondientes. Este el tipo de instalación normalmente empleado en las centrales de generación subterráneas.

Normalmente este tipo de cable se instala en secciones de entre 300 y 850 m sin necesidad de realizar empalmes.

El fabricante BRUGG ofrece cables con aislamiento XLPE hasta 500 kV y aislamiento en aceite hasta 400 kV e indica una vida operativa de hasta 40 años. Además menciona que incrementos del 8 o 10% en la temperatura o la tensión de operación del equipo, reduce a la mitad la vida útil del cable.



Lifetime curve of XLPE cables

Figura 2. Afectación vida útil cables XLPE por sobretensión según el fabricante BRUGG [9]

En la Figura 2 se muestra la relación entre el aumento de la tensión de operación del cable y las horas de vida útil del mismo. Como se puede apreciar el aumento de la tensión de operación atenta de forma directa contra la vida útil del cableado. En la tabla se advierte que aplicar 20 kV por mm podría representar una vida útil para el cable de 10.000 horas (1.14 años) y aplicar 45 kV por mm podría representar el límite para el cable. Es importante indicar que en general los cables XLPE son construidos para garantizar una vida útil de 40 años (350.000 horas) lo que por lo general representa que han sido construidos considerando entre 0,3 y 0,5 kV por mm de aislamiento.

Otros factores que se deben considerar en la afectación de la vida útil de los cables aislados son [9]:

- Sobretensiones transitorias debido a maniobras y descargas atmosféricas.
- Corrientes de corto-circuito y su aumento de temperatura asociado.
- Estrés mecánico por manipulación o instalación inadecuada.
- Condiciones ambientales como humedad, temperatura e influencia química.
- Plagas como roedores o termitas que puedan deteriorar las condiciones físicas del cable

4.2.2 Empleo del Cable Aislado en los Proyectos de Generación Eléctrica

El empleo del cable aislado para transmisión de energía ha estado ligado a la generación hidroeléctrica desde que comenzó el desarrollo de los proyectos subterráneos. Implementar circuitos de cables desnudos a través de túneles constituye una práctica costosa pues para poder mantener las distancias de seguridad se hace necesario contar con túneles de grandes dimensiones.

En los proyectos de gran magnitud se acostumbra implementar galerías o pozos dedicados para la instalación del cable aislado de potencia. En estos casos el cableado se instala mediante soportes adecuados a lo largo de la galería dedicada. También es común emplear el túnel de acceso a la casa de máquinas como ruta para ingresar el cable de alta potencia al interior de la casa de máquinas. En este último caso se debe considerar que la instalación del cable (sistema de soporte laterales o soportes para suspensión) resta área libre a la sección del túnel y esta reducción se debe tener en cuenta cuando se requiere movilizar a través del túnel de acceso equipos voluminosos como un transformador de potencia o un componente del generador que debe ser retirado para mantenimiento.

Los cables aislados utilizados en los túneles deben poseer chaquetas exteriores con propiedades de resistencia al fuego, retardantes a la llama y libre de alógenos y baja emisión de humo. Estas características en los cables cobran más importancia cuando el túnel donde se instalan es a su vez un conducto de aire ambiental (ventilación).

Los soportes utilizados para la fijación del cable aislado deben considerar las características mecánicas del mismo (catenarias, distancia entre soportes etc.).

4.3 Subestación Eléctrica de Salida

La subestación eléctrica del proyecto es el componente del SEEPC que permite a la planta hidroeléctrica conectarse con la red de transmisión de energía.

Normalmente los proyectos de generación eléctrica cuentan con dos subestaciones. La subestación de salida (normalmente en el interior o en cercanías del proyecto) y la subestación de llegada en donde se realiza la conexión con la red interconectada o con el centro de carga que se alimenta. En ocasiones la central representa un punto estratégico para el sistema interconectado y la subestación de salida es en si el punto de conexión con el sistema interconectado (no se requiere una subestación de llegada para acceder al sistema interconectado).

Dentro del alcance del SEEPC solo se considerará la subestación de salida. La subestación de conexión (la cual normalmente está constituida por una bahía de línea) no será incluida debido a que en general representa una constante y no representaría un equipo diferenciador dentro del diseño conceptual.

Dependiendo de la magnitud del proyecto la subestación puede estar representada por un grupo de celdas y un pórtico de salida o por una subestación aislada en aire (convencional o compacta) o aislada en gas (GIS).

La subestación de salida del proyecto se deberá dimensionar adecuadamente para cumplir con los requerimientos técnicos del proyecto y realizar el menor impacto en las necesidades espaciales asociadas a la obra civil de la central

4.3.1 Número de Bahías requerido.

Cuando se define el sistema de transformación del proyecto se determinan cuantos circuitos de generación tendrá la central. Esta información es un dato de entrada importante para seleccionar la configuración de la subestación, pues así se determina el número de bahías de generación que deberá implementar la subestación.

En principio es normal pensar que solo se implementa un circuito de línea para la conexión con los sistemas de transmisión pero en ocasiones para aumentar el nivel de confiabilidad y seguridad o por requerimientos técnicos asociados a la topología de la red se implementan dos o más circuitos de salida de línea.

Adicionalmente al número de bahías de generación y línea y de acuerdo a la configuración seleccionada para la subestación se hace necesario implementar bahías de acople y transferencia que aumentan los requerimientos espaciales de la instalación.

Como ya se mencionó es importante considerar que en ocasiones la subestación de salida del proyecto se convierte en un nodo importante del sistema interconectado por lo

que en la instalación convergen otras líneas de transmisión que aumentan el número de bahías y por ende las dimensiones de la subestación.

4.3.2 Configuraciones

El tipo de configuración seleccionado para una central de generación puede considerar cualquiera de las configuraciones típicas de las subestaciones aunque normalmente estas subestaciones no poseen los requerimientos de maniobra y gestión de las grandes subestaciones de transmisión y distribución.

En las centrales de menor tamaño equipadas con una sola unidad de generación la subestación no implementa una configuración como tal y la instalación sólo incluye el grupo de equipos requeridos para realizar la adecuada conexión con la línea de transmisión asociada al proyecto (Ver Figura 3).

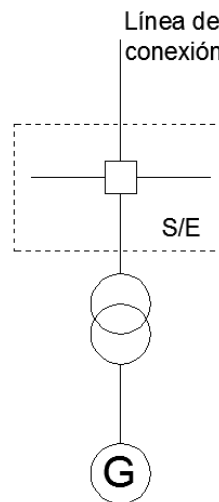


Figura 3. Conexión para proyecto de una sola unidad con línea de transmisión

▪ Configuración barra sencilla

Las subestaciones con configuración barra sencilla (ver Figura 4) son las comúnmente empleadas en las subestaciones de generación puras (con potencias menores y factores de planta bajos) debido a que su único objetivo es conectar el proyecto con la red de transmisión.

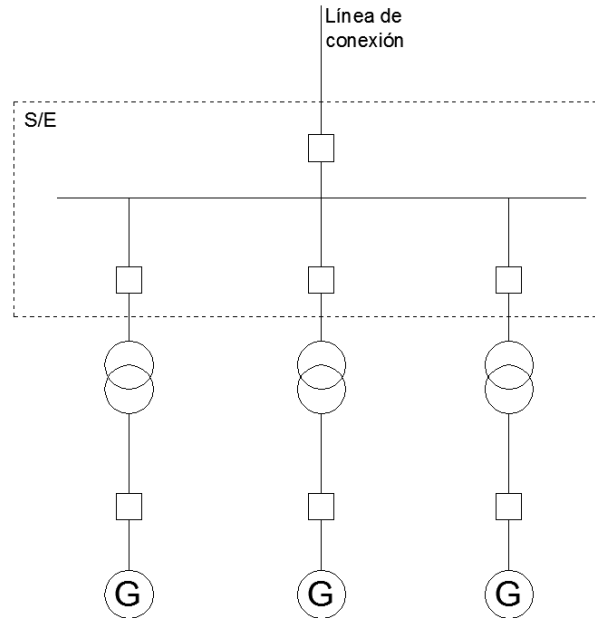


Figura 4. Subestación en configuración barra sencilla

Solo cuando la función de la subestación es un nodo del sistema interconectado o cuando se desea dotar a la instalación de un nivel de confiabilidad mayor (normalmente porque la planta posee una gran capacidad instalada y un factor de planta alto), las configuraciones para la subestación adoptan topologías más complejas y robustas.

Las configuraciones para las subestaciones normalmente asociadas a las centrales de generación son las siguientes:

- **Configuración barra principal y barra de transferencia**

Con esta configuración se pretende que los mantenimientos o fallas asociados al interruptor dedicado de cada circuito no representen la salida de servicio del circuito en cuestión. Este aspecto representa un aumento en la confiabilidad de la subestación y cierta flexibilidad operativa. El esquema se presenta en la Figura 5.

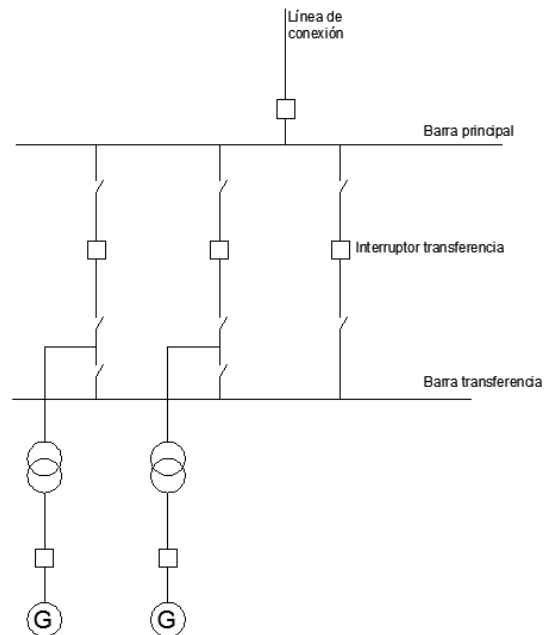


Figura 5. Configuración Barra principal y barra de transferencia

▪ Configuración Anillo

Esta configuración suele emplearse cuando la subestación interconecta numerosas bahías de líneas adicionales a las bahías de generación del proyecto.

Centrales de potencia considerable como la central La Tasajera (subestación aislada en gas) emplean subestaciones tipo anillo. La configuración de esta subestación se indica en la Figura 6

Es una configuración confiable y segura pero no resulta muy flexible al requerir operar con todo sus interruptores cerrados [10]. En ciertas condiciones operativas su nivel de flexibilidad equivale al de una subestación barra sencilla).

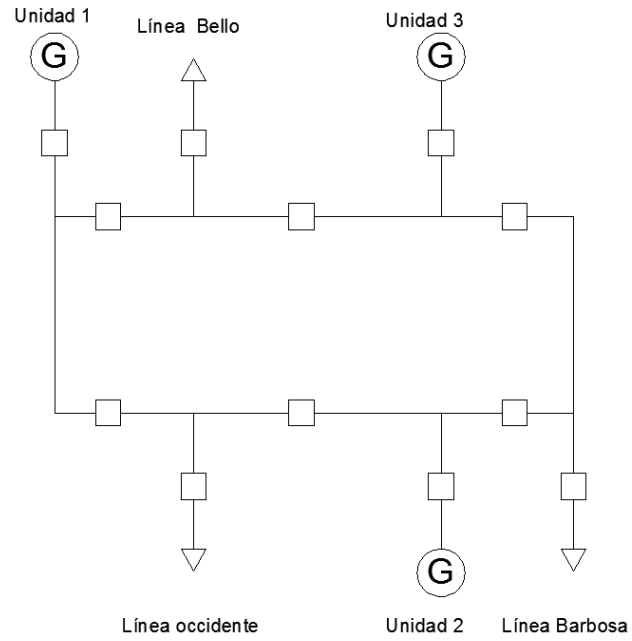


Figura 6. Subestación en configuración anillo La Tasajera (EPM)

▪ **Interruptor y medio**

Es tal vez la configuración más confiable y segura de las empleadas en el país (aún no se han implementado esquemas doble interruptor por su alto costo), pero debido a su gran número de interruptores también resulta una de las más costosas. Es una configuración muy flexible pues permite el mantenimiento de un interruptor sin necesidad de suspender el servicio. Esta configuración resulta más adecuada para subestaciones con un número par de bahías.

En la Figura 7 se ilustra la configuración interruptor y medio.

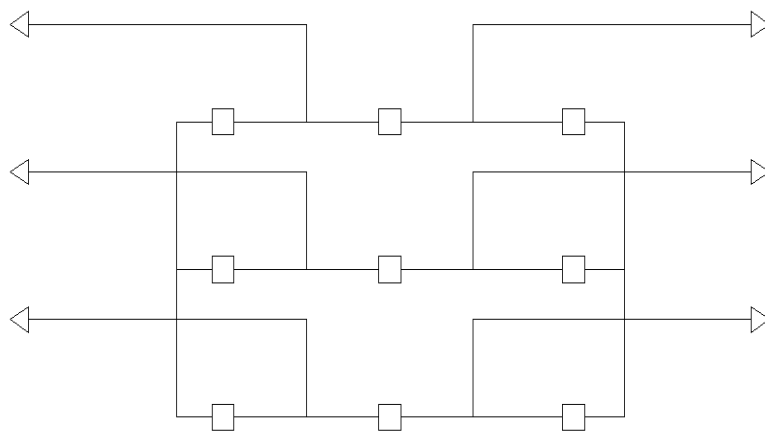


Figura 7. Configuración interruptor y medio

▪ **Doble barra y doble interruptor**

Es la configuración más segura pero de igual manera es la configuración más costosa. Implementa dos barras y por cada de circuito dos interruptores (Ver Figura 8). La selección de esta configuración para una central de generación debe ser revisada con cuidado pues normalmente su alta seguridad es requerida por subestaciones de maniobra y distribución, y no de generación o por subestaciones de generación de gran potencia y con un factor de planta alto.

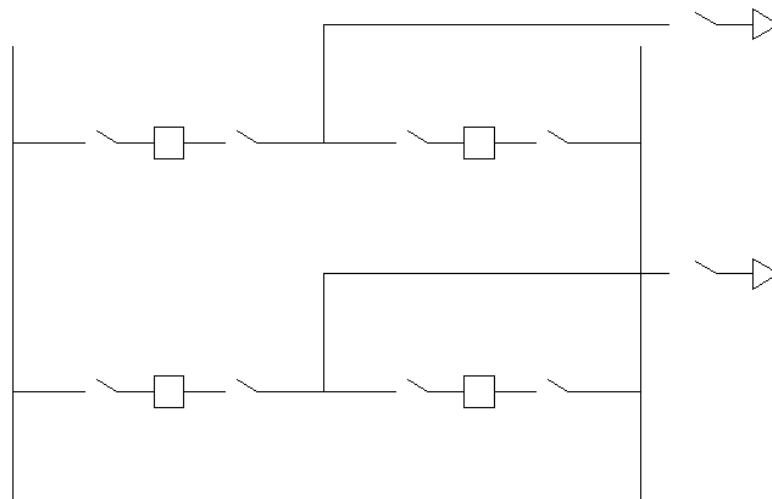


Figura 8. Configuración doble barra doble interruptor

▪ **Doble barra**

El esquema doble barra convencional emplea dos barras que se interconectan mediante un interruptor de acople (ver Figura 9). Esta configuración permite realizar mantenimientos con mayor facilidad y sobre todo sin necesidad de realizar suspensión del servicio.

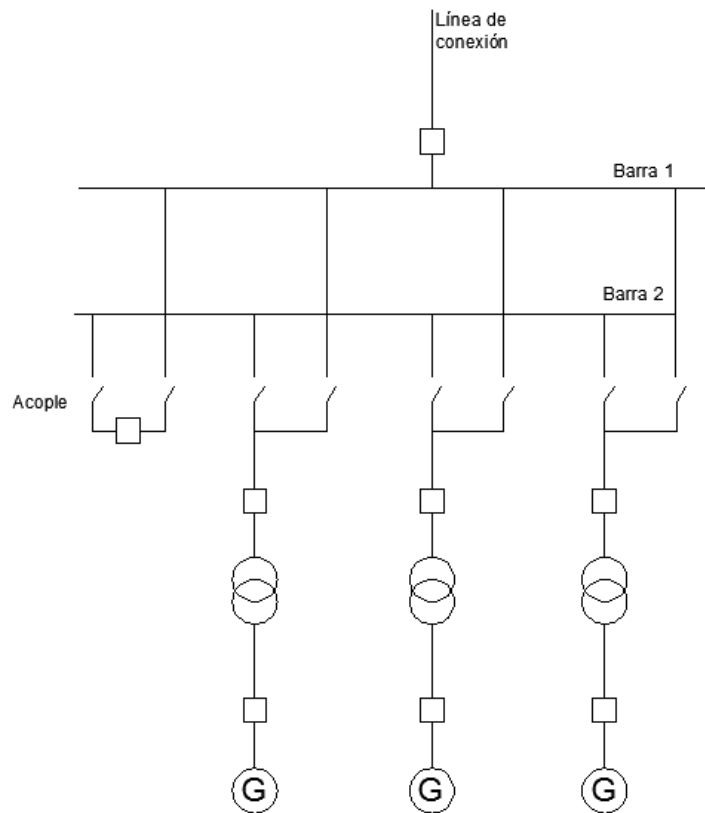


Figura 9. Configuración Doble barra

- **Doble barra con seccionador de bypass**

Esta configuración emplea un sistema de bypass para conectar el circuito sin emplear el interruptor correspondiente (ver Figura 10). También se le denomina paso directo y permite realizar mantenimiento en el interruptor del circuito sin la necesidad de desconectarlo (el circuito podría emplear el interruptor de acople como elemento de protección propio). Una forma simplificada de esta configuración es la denominada doble barra con seccionador de transferencia (ver Figura 11) ya que emplea un seccionador menos.

Esta configuración puede operar de acuerdo a la disposición de sus seccionadores como barra principal más transferencia o como doble barra [10].

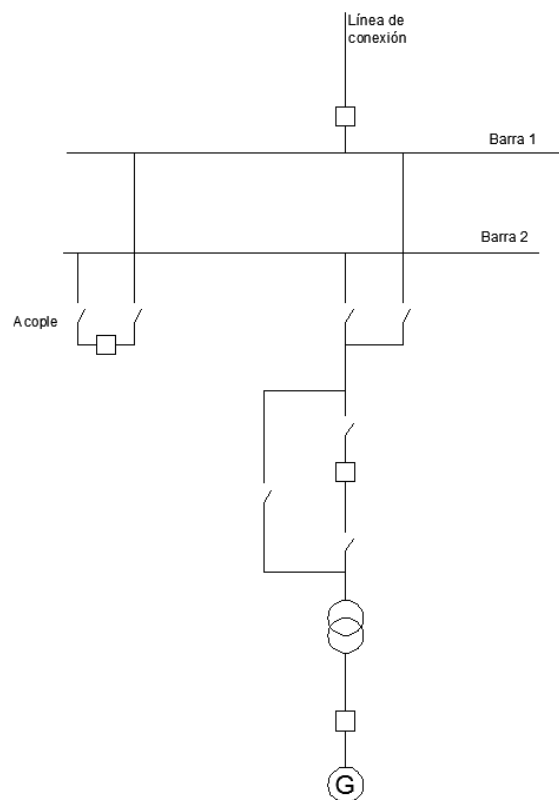


Figura 10. Configuración doble barra con by-pass

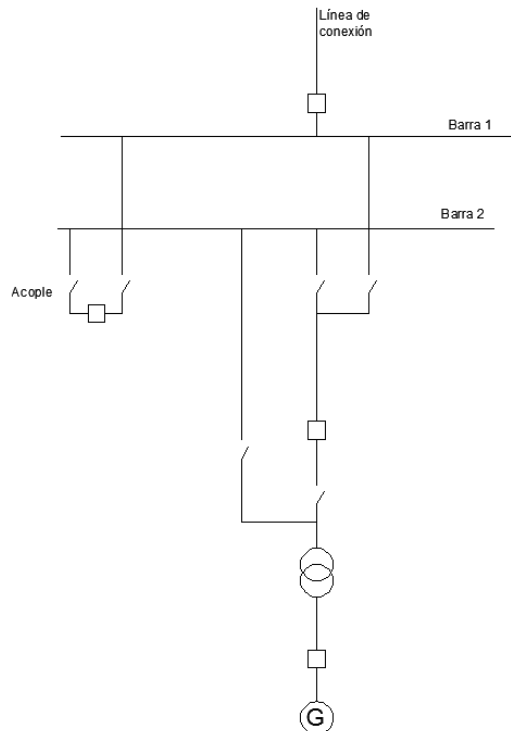


Figura 11. Configuración Doble Barra con seccionador de transferencia

Existen más configuraciones incluyendo combinaciones de las ya mencionadas pero en general las alternativas expuestas son las comúnmente utilizadas.

4.3.3 Tipo de aislamiento

El medio de aislamiento normalmente empleado en los equipos de patio de una subestación es el aire (AIS), pero cuando existen restricciones espaciales o particularidades técnicas importantes suele emplearse equipamiento con aislamiento en gas, normalmente gas SF₆ (GIS), el cual presentan grandes ventajas en cuanto al espacio requerido de instalación (10 ó 15% del espacio requerido por las subestaciones aisladas en aire [10]) y a los niveles de seguridad de la planta, pero representan un incremento en los costos asociados a los equipos.

Normalmente sólo en equipos con niveles de tensión 4 y STN (57,5 kV en adelante) se implementa aislamiento en gas aunque en subestaciones menores de generación muchas veces se utiliza como equipos de subestación celdas interiores aisladas en gas.

Las GIS presentan labores de montaje más simples pues muchos de sus componentes son pre-ensamblados modularmente en fábrica. Adicionalmente las GIS presentan ventajas ambientales, cuotas de mantenimiento menores y mayor seguridad para los operadores [10].

5. CONFIGURACIONES DEL SEEPC

Proponer alternativas para establecer la configuración (*switching arrangement*) más adecuada para el SEEPC es uno de los objetivos más importantes dentro del diseño conceptual correspondiente a un proyecto específico de generación eléctrica. La configuración del SEEPC representa la estructura de conexión eléctrica del proyecto.

El primer paso es la elaboración de los diagramas unifilares que ilustren las diferentes alternativas contempladas para el SEEPC. El diagrama unifilar permite advertir la complejidad de los sistemas de un proyecto funcional, como son los sistemas de protecciones y los servicios auxiliares. Adicionalmente se identifican los esquemas que poseen flexibilidad operativa apropiada y se pueden inferir los requerimientos de obra civil asociados a los equipos que constituyen el SEEPC del proyecto.

En el desarrollo del diseño conceptual será necesario evaluar los siguientes aspectos técnicos asociados a la planta:

- Planta atendida o desatendida:

Definir la futura planta como atendida o desatendida será un indicador del nivel de automatismo y control del cual se deberá disponer. Las plantas desatendidas están diseñadas para operar en forma autónoma sin la necesidad de supervisión local y directa de operarios. Este aspecto en sí no es determinante para la configuración del SEEPC pero es importante revisarlo pues influirá en el diseño de los automatismos y programación para las rutinas de operación y los sistemas de protecciones de la planta.

- Tipo de operación

Determinar si la planta operará en la base de la demanda o en los picos de la misma permite establecer requerimientos particulares de equipos fundamentales dentro del SEEPC como los interruptores. Las plantas que deben atender los picos de las demandas deben estar preparadas para realizar un número elevado de paradas y entradas en servicio, mientras que las plantas encargadas de atender la demanda base permanecen mucho tiempo operativas o paradas y no requieren que sus equipos realicen maniobras constantemente (esta situación no contempla los eventos de falla del sistema). Este aspecto al igual que el anterior no afecta de forma directa la configuración de equipos pero si condiciona la calidad y capacidad de los equipos que deben conformar el sistema del SEEPC.

- Seguridad y confiabilidad

Los conceptos de confiabilidad (capacidad del sistema de prestar servicio durante un periodo de tiempo determinado sin experimentar una falla) y seguridad en el servicio (capacidad de continuar prestando el servicio pese a la ocurrencia de una falla u operación de mantenimiento) son fundamentales en la concepción del SEEPC pues

determinarán el desempeño esperado del sistema y las implicaciones presupuestales para su consecución. El equilibrio entre estos dos aspectos es fundamental para la selección de la configuración del SEEPC. Es importante anotar que para los sistemas de generación el concepto de confiabilidad es mucho más relevante y aplicable que el concepto de seguridad. El concepto de seguridad es normalmente aplicado a sistemas más complejos como el sistema de transmisión interconectado disponible en el país.

- Desempeño técnico y calidad

No sirve de mucho un buen diseño para la configuración del SEEPC si los equipos que lo constituyen no poseen un desempeño técnico eficaz y confiable. Este aspecto es inherente a los equipos y no a la configuración pero debe ser considerado.

- Mantenimiento

La necesidad de realizar mantenimientos es una de las operaciones programadas que afecta el desempeño del SEEPC y es una de las variables que debe ser considerada desde un comienzo dentro del proceso de diseño. En las pequeñas centrales el mantenimiento de uno de los sistemas que constituyen el SEEPC por lo general significa la parada de la planta, pero cuando los proyectos son de mayor tamaño y están conformados por SEEPC más complejos y mayor número de unidades generadoras se pueden implementar planes de mantenimiento que reducen las pérdidas económicas por el concepto de energía no suministrada (ENS).

- Flexibilidad ante fallas o condiciones operativas y de ampliación:

El SEEPC debe considerar la capacidad de reconfigurarse para atender fallas, mantenimientos y ampliaciones. La flexibilidad asociada al SEEPC dependerá en gran medida de la magnitud de la planta y de su importancia dentro del sistema. En general esta característica es más relevante en instalaciones como las subestaciones de transmisión pero puede ser incluida en los aspectos de diseño del SEEPC de una central hidroeléctrica.

- Alcance del SEEPC

Como se ha indicado el alcance del SEEPC para el documento en general abarca desde los equipos de transformación hasta la subestación eléctrica de salida del proyecto. En ocasiones también puede incluirse el sistema de líneas de transmisión asociado al proyecto.

A continuación se ilustran las principales configuraciones de conexión que se implementan en los SEEPC

5.1 Esquema de Unidad

El esquema de unidad (*Unit arrangement* [2]) es el más sencillo a nivel técnico y operativo. En este esquema cada unidad generadora posee su propio sistema de transformación y su propio circuito de conexión en alta tensión. En la Figura 12 se ilustra el esquema básico de unidad.

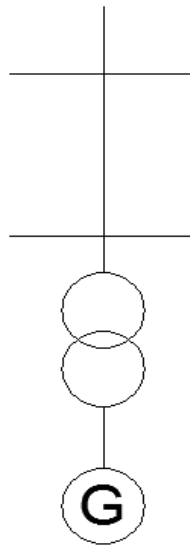


Figura 12. Esquema de unidad

La conexión entre el generador y el sistema de transformación se realiza de forma directa sin la necesidad de implementar barras comunes en tableros o arreglos específicos.

En general la confiabilidad del esquema podría considerarse baja, puesto que una falla bien sea en el transformador o en alguno de los componentes del sistema de cables inhabilita la unidad generadora (sistema en serie). Este aspecto es positivo en sistemas que empleen esquemas unitarios para conectar varias unidades generadoras (*multiple unit arrangement* [2]) pues la falla de uno de los elementos mencionados supondría solo la salida de una unidad generadora (Ver Figura 13).

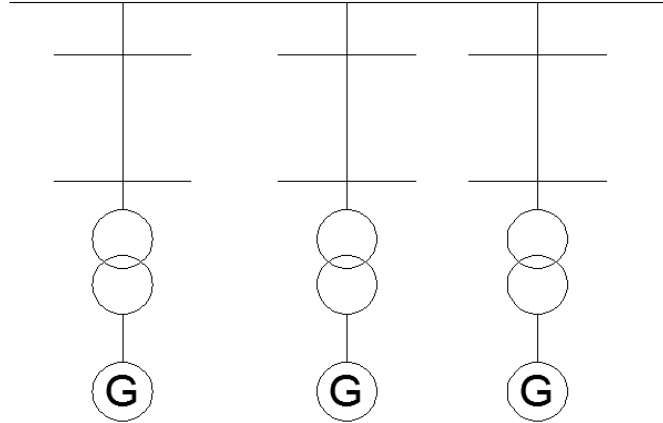


Figura 13. Esquema de unidad múltiple

En el esquema de unidad múltiple sólo una falla en la barra general de la subestación dejaría inhabilitadas la totalidad de las unidades generadoras.

El esquema unitario sencillo se emplea generalmente en las plantas menores (PCH) y se emplea en proyectos de gran potencia sólo cuando se desea dotar a estos de un alto nivel de confiabilidad (esquema de unidad múltiple) o cuando se presentan restricciones dimensionales que limiten el tamaños de los generadores y transformadores. El empleo de este esquema en grandes proyectos con numerosas unidades generadoras implica altos costos asociados a los equipos.

El esquema unitario múltiple resulta favorable cuando las unidades generadoras se encuentran cercanas a la subestación de salida pues los costos asociados a los circuitos de conexión (cables aislados en plantas subterráneas) se reducen.

Un ejemplo del esquema de unidad múltiple se encuentra implementado en la central Tasajera propiedad de EPM.

5.1.1 Interruptores en los esquemas unitarios

En los esquemas unitarios sólo suele implementarse un interruptor. La posición de este equipo puede ser objeto de evaluación y presenta las siguientes alternativas:

- **Interruptor en subestación de salida**

Se implementa normalmente en esquemas unitarios simples donde el interruptor representa el equipo de conexión con la línea de transmisión y la protección asociada a la misma. Es típico en centrales tipo PCH (ver Figura 14).

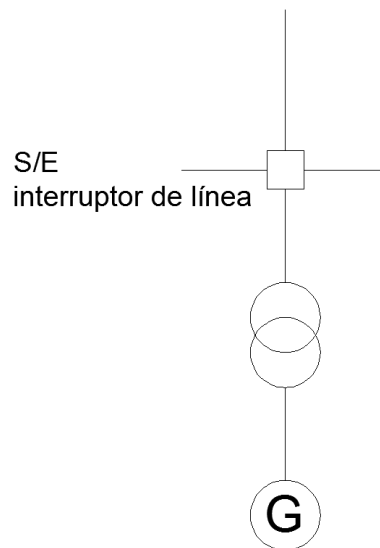


Figura 14. Esquema unitario con interruptor en salida de línea de conexión

En estos proyectos la subestación de salida es un arreglo simple donde se encuentra precisamente el interruptor principal de protección (subestación de enlace). La desventaja de este arreglo reside en que si la unidad generadora está fuera de servicio, el interruptor de la línea deberá estar abierto, anulando la posibilidad de disponer de servicios auxiliares del lado de media tensión del transformador de potencia por no estar este equipo energizado.

- **Interruptor de salida de máquina**

Este equipo de protección se instala en la salida de la unidad generadora (y previa al sistema de transformación) y permitirá la disponibilidad de servicios auxiliares tomados del lado de menor tensión del transformador elevador que sigue energizado por la línea de transmisión cuando el generador requiera estar fuera de servicio. Disponer de este interruptor en un esquema unitario es por la tanto una característica favorable pero más costosa al disponer de dos interruptores (ver Figura 15). La instalación de este arreglo en sistemas unitario múltiple (ver Figura 16) es incluso más costosa pero suele implementarse. El proyecto Carlos Lleras Restrepo que entrará en servicio a principios del

año 2015, empleará un SEEPC en configuración de esquema unitario múltiple (dos esquemas unitarios comparten subestación de salida) con interruptores de salida de máquina e interruptores de subestación dedicados para cada unidad generadora.

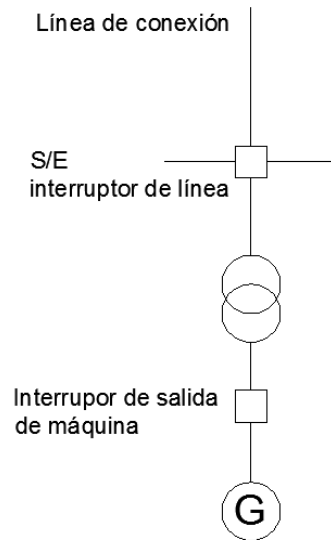


Figura 15. Esquema unitario con interruptor en salida de línea de conexión e interruptor de salida de máquina.

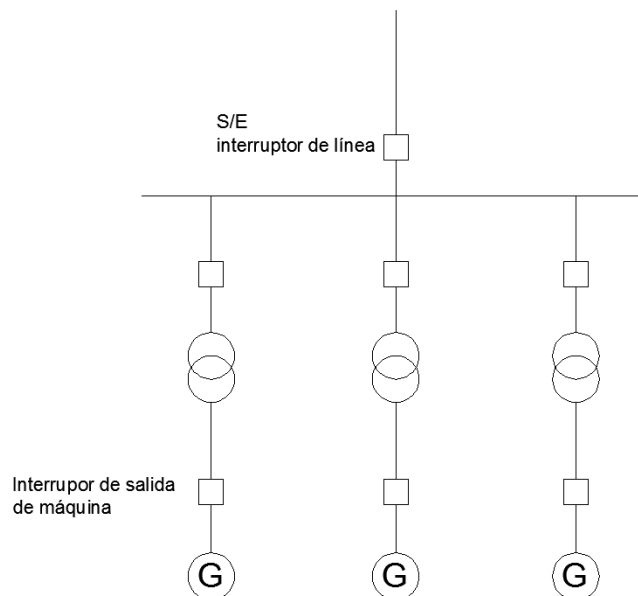


Figura 16. Esquema unitario múltiple con interruptor de línea, interruptores de salida de unidad e interruptores de unidad en subestación de salida.

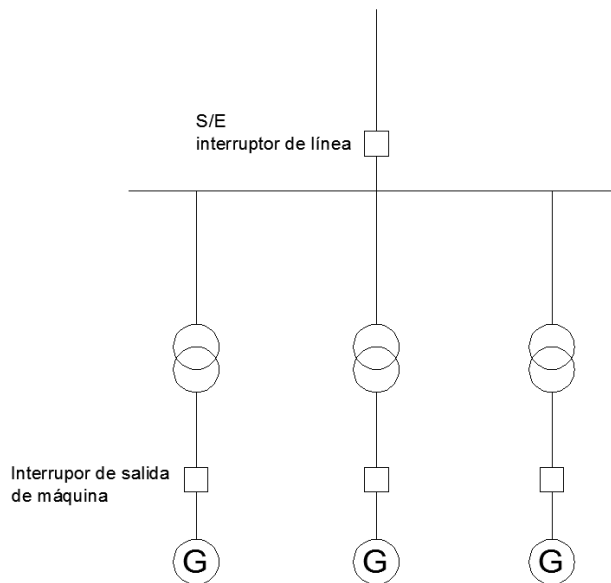


Figura 17. Esquema unitario múltiple con interruptor de línea e interruptores de salida de unidad.

En la Figura 17, se muestra un esquema simplificado del mostrado en la Figura 16. En la cual los interruptores de unidad ubicados en la subestación han sido retirados obteniendo una reducción en los costos pero sacrificando la selectividad en el sistema de protecciones, pues una falla en un transformador o en la conexión de uno de éstos con la barra de la subestación ocasionaría la salida de la totalidad de las unidades generadoras.

La disposición que no se recomienda en los esquemas unitarios simples es la que utiliza la instalación del interruptor de máquina como único interruptor de la central (Ver Figura 18). Lo normal es que la llegada de la línea siempre disponga de un interruptor dedicado. Conectar la línea de forma directa al sistema de transformación puede afectar el sistema de protecciones de la central y por lo tanto su solidez operativa. En este esquema el interruptor de la de la bahía de línea de llegada de la línea de transmisión es el encargado de proteger el transformador (esto es técnicamente viable cuando la distancia entre los equipos es relativamente corta).

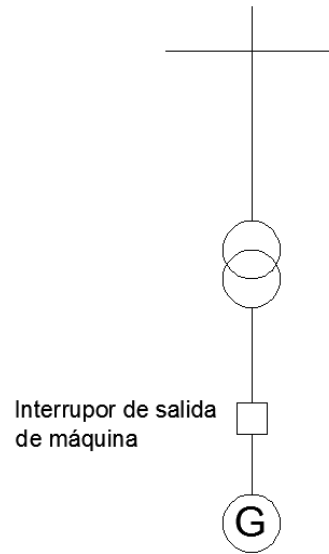


Figura 18. Esquema unitario con interruptor de salida de máquina.

5.2 Esquema de Barraje Común en Media Tensión

De acuerdo a la magnitud de la potencia asociada a las unidades generadoras es factible agrupar dos o más unidades en un barraje común del lado de media tensión del sistema de transformación de la central (ver Figura 19).

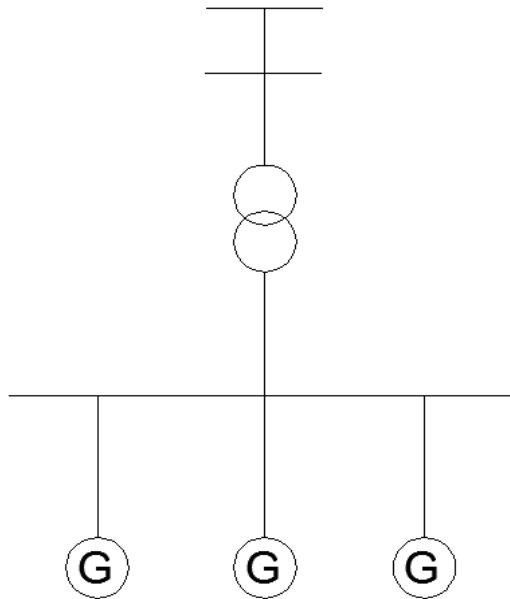


Figura 19. Esquema de barra común en media tensión.

La principal ventaja de contar con una barra común (*generator bus* [2]) para dos o más unidades generadoras está relacionada con la reducción de costos. Adicionalmente se tienen las siguientes ventajas sobre los esquemas unitarios:

- Solo es requerido un sistema de transformación: En general un equipo de transformación principal posee un costo inferior al de varias unidades con una capacidad equivalente.
- El impacto espacial del sistema de transformación es menor y esto reduce los costos de la obra civil correspondiente. En una central subterránea el volumen de excavación sería inferior si se dispone de un sistema de transformación único, en lugar de un sistema de transformación dedicado para cada unidad de generación.
- Los costos de inversión en el sistema de cables aislados de alta tensión y subestación en centrales subterráneas se reducen, pues sólo se implementa un circuito de salida en alta tensión.

- Los costos asociados a mantenimiento se reducen.
- Al disponerse de un barraje de media tensión, resulta más fácil disponer de servicios auxiliares eléctricos. La barra de media tensión podrá estar energizada por el sistema de transmisión cuando las unidades generadoras estén fuera de servicio.

Aunque esta configuración dispone de las ventajas ya mencionadas es importante también indicar sus restricciones y aspectos desfavorables:

- En general cada uno de los generadores conectados al barraje común deberá disponer de un interruptor de salida de máquina dedicado. Este equipo, necesario para funciones de maniobra y protección eleva el costo del sistema de protecciones del esquema. Adicionalmente también podría implementarse un interruptor general para el barraje principal, aumentando la seguridad del sistema de protecciones pero al tiempo incrementando los costos asociados al sistema.
- La confiabilidad del sistema desciende, pues sistemas únicos como el sistema de transformación, el barraje común o la línea de conexión, en condición de falla ocasionan la salida de varias unidades de generación.
- Se aumentan las dimensiones de los tableros de media tensión debido a la inclusión del barraje común.

Como aspectos complementarios se menciona que la inclusión de barrajes comunes se debe realizar supervisando la magnitud de las corrientes nominales del sistema en media tensión. Pueden existir restricciones para los barrajes en celdas o implicar el desarrollo de barras específicas para el proyecto con su consecuente aumento de los costos. Esta situación es sensible cuando se dispone de numerosas unidades o cuando la potencia de las mismas resulta muy elevada.

Si el diseño incluye bancos de transformación monofásicos sería necesario considerar los impactos en la obra civil asociados a la infraestructura necesaria para la construcción de la delta de conexión.

Un aspecto importante que debe revisarse mediante un estudio complementario es el efecto de la impedancia asociada al sistema de transformación en relación con el sistema al que se conecta y los valores asociados a las corrientes de falla en el lado de los generadores.

El empleo de los interruptores en el esquema de barra común plantea en general pocas opciones. Como ya se mencionó los interruptores de salida de máquinas son necesarios así como el interruptor de línea en la salida de la subestación de conexión (ver Figura 20). La única decisión que se debe revisar es la adopción o no de un interruptor general de barra.

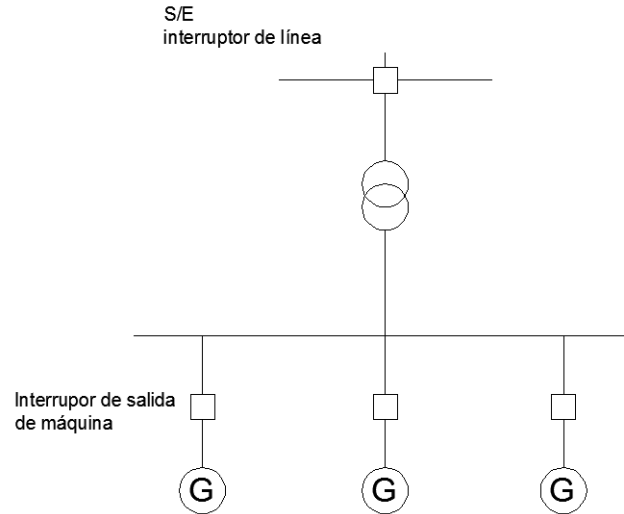


Figura 20. Interruptores en esquema de barra común.

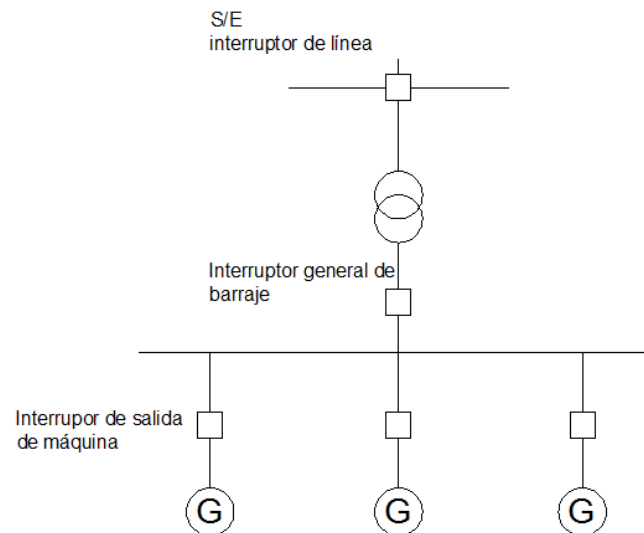


Figura 21. Esquema de barra común con interruptor general de barraje.

En la Figura 21 se aprecia el interruptor de barra general el cual no siempre es implementado en el esquema de barraje común. Este interruptor aunque es un elemento más a considerar en el esquema de protecciones permite definir las áreas de protección de forma más explícita y brinda una medida de protección adicional en caso de que los interruptores básicos del esquema no operen adecuadamente.

5.3 Esquemas con Sistemas de Transformación Tridevanados

En este esquema grupos pares (normalmente dos) de unidades de generación se conectan a sistemas de transformación tridevanados (pueden ser transformadores trifásicos tridevanados o bancos de transformadores monofásicos tridevanados). La implementación de sistemas de transformación tridevanados es una alternativa que presenta ventajas como:

- Las unidades de generación se conectan luego del interruptor de máquina con los devanados correspondientes de los transformadores elevadores del banco de transformación. Esto permite disponer de servicios auxiliares incluso cuando los generadores se encuentran fuera de servicio, empleando las barras de media tensión asociadas al transformador que continúan energizadas desde el lado de alta tensión.
- Cada sistema de transformación concentra en el lado de media tensión al menos dos unidades de generación conectándolos mediante un único circuito de alta tensión (reducción de costos y simplificación operativa).
- Permiten reducir la capacidad de interrupción de los interruptores dadas las relaciones de impedancias y los límites de estabilidad del sistema [2].
- Facilita la conexión de la planta a sistemas de distribución grandes con importantes niveles de corriente de falla [2].

Las ventajas mencionadas deben considerar el hecho de que la falla o mantenimiento de la línea de conexión o el sistema de transformación inhabilita el grupo de unidades de generación vinculadas.

Este esquema es empleado en grandes proyectos como la central San Carlos propiedad de ISAGEN. En la Figura 22, se aprecia el esquema básico de la conexión con un banco tridevanado.

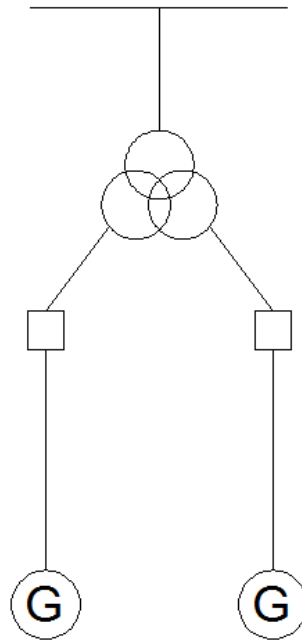


Figura 22. Esquema de conexión con banco tridevanado.

5.4 Comparación y evaluación de las configuraciones

Parte del diseño implica evaluar los efectos propios de la falla o salida de operación de uno de los elementos que constituyen el SEEPC. En la Tabla 1 se muestra la afectación propia de cada configuración de acuerdo a la indisponibilidad de un determinado elemento del sistema.

En la Tabla 1, se emplea el valor 100 para indicar la pérdida total de generación y el símbolo % para indicar que la pérdida de generación dependerá del número de unidades instaladas en el proyecto.

AFECTACIÓN POR FALLA ESPECÍFICA EN UN COMPONENTE DEL SISTEMA						
Configuración	Falla de unidad generadora	Falla Barra de media tensión	Sistema transformación	Conexión Trafo-S/E	Subestación de salida	Línea de conexión cto sencillo
Unitario múltiple	%	%	%	%	100	100
Banco tridevanados	%	%	100	100	100	100
Barra común media tensión	%	100	100	100	100	100
Unitario	100	100	100	100	100	100

Tabla 1. Afectación por falla de elementos constitutivos del SEPC

Como era de esperarse el esquema unitario simple es el más vulnerable ante la pérdida de uno de los elementos del SEPC pues el sistema se encuentra configurado completamente en serie. Simultáneamente el esquema de unidad múltiple se constituye en el sistema más robusto pues garantiza que la generación se transmite mediante un sistema de conexión en paralelo. Si la planta posee dos unidades generadoras conectadas mediante un sistema de unidad múltiple significa que la ocurrencia de una falla en cualquiera de los elementos constitutivos del sistema solo representaría la pérdida del 50% de la generación de la central. Sólo la pérdida total de la subestación de salida o la línea de conexión representaría la salida de operación de la planta.

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS EQUIPOS SEEPC

La selección del SEEPC considera la optimización técnica de los equipos, el nivel de confiabilidad y el nivel de flexibilidad de la instalación. Estos aspectos en general están condicionados por el impacto económico propio de su consecución.

Es importante definir los requerimientos técnicos y operativos para poder justificar la inversión asociada a un SEEPC determinado.

El impacto económico de los equipos que conforman el SPEEC dentro del presupuesto general varía de acuerdo a la capacidad del mismo. En general y de acuerdo a la información de proyectos ya realizados se puede tomar como referencia que los costos asociados a la obra civil representan el 70 %, los equipos mecánicos el 20% y los equipos eléctricos el 10%.

Normalmente el componente de equipos de un proyecto hidroeléctrico menor se contrata bajo la modalidad “*Water To Wire*”. En este tipo de contratos una compañía se encarga de suministrar la totalidad de equipos principales y auxiliares mecánicos y eléctricos de la central (la línea transmisión del proyecto e incluso la subestación de salida y el transformador elevador, suelen contratarse de forma independiente). Las contrataciones del tipo “*Water To Wire*” resultan muy favorables pues simplifican las labores de integración entre de los equipos y sistemas del proyecto.

6.1 Consideraciones económicas del sistema de transformación

El sistema de transformación es uno de los elementos fundamentales del SEEPC y su impacto económico está determinado por diferentes aspectos como:

6.1.1 Potencia asociada al sistema de transformación

Cuando la potencia de los transformadores aumenta el costo asociado también lo hace. Sin embargo, el aumento del costo respecto al aumento de la potencia no es lineal. Como referencia para evidenciar esta situación, se pueden tomar los valores relacionados en el Capítulo 5. Anexo General de la resolución CREG 097 del 2008 [11] para transformadores trifásicos de conexión al STN. Con base en esta tabla se construye (mediante el software gratuito LABFIT) la curva mostrada en la Figura 23.

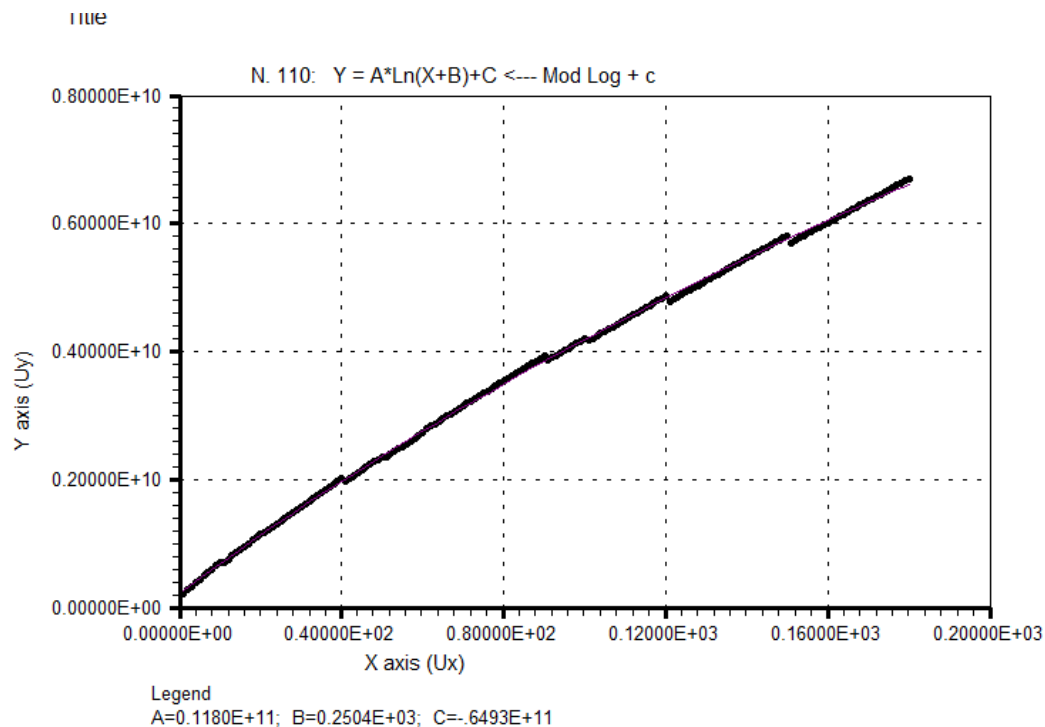


Figura 23. Función de costos transformadores 3F de conexión al Sistema de Transmisión Nacional STN (con base en la Resolución CREG 97 de2008)

Tomando la ecuación indicada en la Figura 23 se pueden realizar varios ejercicios de sensibilidad (el eje “Y” representa el costo en pesos colombianos y el eje “X” la potencia en MVA de los transformadores de potencia).

Un transformador trifásico de 100 MVA presenta un valor como activo instalado de 4.202.082.000 pesos colombianos de diciembre de 2007 y uno de 20 MVA tiene un valor de 1.145.431.000 pesos Colombianos. Luego para reemplazar el equipo de 100 MVA con 5 unidades de 20 MVA se requiere una inversión en equipos de 5.729.155.000 pesos colombianos. Es decir emplear el grupo de unidades de 20 MVA representa un sobrecosto aproximado del 36 %. Como se mencionó en capítulos anteriores las ventajas de emplear unidades menores residen en las facilidades de maniobra, transporte y flexibilidad operativa pero como se observa representan un sobrecosto importante, toda vez que se pierde el efecto de las economías de escala propias de este tipo de equipos.

6.1.2 Tipo de sistema de transformación.

El tipo de transformador también afecta el costo del equipo. De la tabla para transformadores indicada en la resolución CREG 097 de 2008 [11] se pueden efectuar comparaciones entre los diferentes equipos relacionados para potencias equivalentes. De los equipos de conexión con el STN se tiene:

- Un transformador trifásico de 50 MVA presenta un costo de 2.359.238.000 COP
- Un transformador monofásico de 50 MVA presenta un costo de 2.204.390.000 COP
- Un transformador trifásico tridevanado de 50 MVA presenta un costo de 2.768.803.000 COP

Como se observa el tipo de equipo más costoso es el trifásico tridevanado pero se debe resaltar que este equipo está en capacidad de conectar dos unidades de generación (normalmente los transformadores trifásicos tridevanados se emplean para transmisión y distribución y no para generación).

Una variable adicional sobre las características técnicas del equipo de transformación que pueden afectar el presupuesto del equipo está asociada con el sistema de enfriamiento seleccionado para los equipos. Las centrales de generación subterráneas normalmente emplean equipos de transformación con sistema de refrigeración forzada (por líquido) con el objeto de optimizar los requerimientos espaciales puesto que los equipos ventilados de forma natural y por aire son más voluminosos.

6.1.3 Niveles de Tensión

Los equipos de transformación son más costosos cuando operan en niveles de tensión superiores. Revisando la información indicada en las tablas 8 y 9 de la resolución CREG 97 de 2008 [11] se observa que los equipos de potencia equivalente entre los niveles de conexión al STN, nivel 4 y nivel 3 se incrementan al aumentar el nivel de tensión. Los equipos que operan en tensiones mayores presentan consideraciones de aislamiento más exigentes.

6.2 Consideraciones económicas de las subestaciones eléctrica asociadas al proyecto.

Como se mencionó en el capítulo de técnico de subestaciones dentro del SEEPC solo se considerará la subestación de salida. El impacto económico de este componente dentro del SEEPC está determinado por aspectos como:

6.2.1 Configuración, número de bahías de generación (circuitos de salida) y número de bahías de línea (circuitos de conexión)

Los costos de la subestación estarán directamente ligados a la configuración seleccionada. Si se requiere un gran nivel de confiabilidad para la subestación esta deberá contar con una configuración con redundancia en barras y o interruptores. El incremento del número de barrajes y equipos de maniobra y protección de la subestación es una variables sensible en el costo de los equipos. Una subestación barra sencilla presenta un requerimiento de equipos inferior a los requerimientos de equipos propios de una subestación doble barra y doble interruptor

Por cada circuito de generación (en general bahías de transformación asociadas a unidades generadoras) será necesario disponer de una bahía en la subestación. En cuanto a las bahías de línea se tiene que normalmente se dispone de una sola pero en ocasiones por motivos de confiabilidad y necesidad técnica pueden requerirse dos o más bahías de línea.

Cuando se revisan los proyectos actualmente construidos en el país, se observa que el mayor número de bahías de generación de un proyecto es de 5 en el proyecto El Guavio (los grandes proyectos con ocho unidades generadoras normalmente emplean sistemas de transformación tridevanados, para dos unidades de generación por lo que el número de bahías de transformación se reduce a cuatro). La situación más simple es la que está asociada a los proyectos menores, los cuales emplean como subestación de conexión una bahía de línea.

6.2.2 Nivel de tensión de generación y transmisión

De acuerdo al nivel de tensión de generación los costos asociados a los equipos de subestación varían.

Como era de esperarse cuanto mayor sea el nivel de tensión mayor es el costo asociado a los equipos.

Como ejemplo, podemos tomar los valores indicados (en pesos colombianos) por las resoluciones CREG 97 de 2008 [11] y 011 de 2009 [12] asociados a las bahías de línea para subestaciones en configuración barra sencilla, en los diferentes niveles de tensión (ver Tabla 2).

Bahía Línea	STN	NIV4	NIV3	NIV2
BS	\$ 2,420,155,477	\$ 761,845,288	\$ 390,072,822	\$ 249,206,340

Tabla 2. Costos bahías de línea para subestaciones en configuración barra sencilla en COP (a abril de 2014)

En la Tabla 2 podemos observar como aumenta sensiblemente el costo de los equipos de patio conforme aumenta el nivel de tensión. Si bien la diferencia entre equipos de nivel 2 y nivel 3 es de aproximadamente el 60% los equipos de nivel STN duplican o incluso, dependiendo de la configuración de la subestación, triplican los costos de los equipos asociados al nivel 4.

6.2.3 Tipo de aislamiento eléctrico empleado en los equipos de patio

“En subestaciones de alta tensión cuando existen problemas para disponer del área requerida para la subestación, es más económico construirlas de tipo convencional; pero para subestaciones de extra alta tensión se pueden tener valores del mismo orden de magnitud” [10].

En los comienzos de la aplicación de la tecnología de aislamiento con gas en las subestaciones, la diferencia de presupuesto entre equipos para una AIS y GIS era muy alta. La relación de costo se encontraba en el orden de 3 e incluso 5 a 1. Esa relación de costos con el pasar del tiempo se ha tornado menos pronunciada y en la actualidad es posible considerar una relación de costo con respecto a los equipos AIS más ajustada. La resolución CREG 011 de 2009 [12] presenta en sus tablas de costos una relación entre equipos GIS/AIS de aproximadamente 2.2 (ver bahías para configuración interruptor y medio y doble barra). Para equipos de nivel 4 la relación resulta más amplia pues el factor es próximo a 2.8.

Es importante anotar que las relaciones de costos indicadas hacen referencia directa al valor de los equipos, pero en la selección de una tecnología u otra es importante considerar aspectos como:

- Los costos asociados a los equipos de la subestación
- Los costos asociados a las estructuras y obras civiles requeridas.
- Los costos asociados al espacio empleado por la subestación (en general mayores para AIS).

- Los costos asociados al mantenimiento de una y otra tecnología, que se vuelven una variable muy relevante en el costo total. En las GIS el componente de mantenimiento es menor respecto al de las subestaciones aisladas en aire.

6.3 Consideraciones económicas asociadas a los sistemas de cables incluidas en los SEPC

Dentro de los sistemas de cables empleados en la transmisión de energía en los proyectos hidroeléctricos, merecen especial atención los cables aislados.

Estos cables como se indicó anteriormente suelen ser aislados con papel impregnado en aceite o pertenecer a la categoría XLPE. Este tipo de cables presenta un costo considerablemente más alto que el asociado a los cables de transmisión de energía desnudos.

Normalmente los cables aislados de media y alta tensión se emplean en los proyectos hidroeléctricos subterráneos.

A los cables aislados se les debe asociar el costo relacionado con la infraestructura requerida para la instalación de los mismos (sistema de bandejas, accesorios de sujeción, obras civiles asociadas etc).

El sistema de cables aislados para transmisión implica considerar los espacios adecuados en los túneles de acceso. En muchas ocasiones los sistemas de cable aislado tienen galerías dedicadas lo que supone costos adicionales de obra civil.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que el aumento en la tensión de operación y la ampacidad del cable afectan de forma directa el costo del mismo (ver Tabla 3)

En la Figura 24 se ilustra mediante un cuadro discriminador los equipos asociados a la instalación de un circuito de cable subterráneo.

ALTERNATIVE 1-2A: ONE 230 KV CIRCUIT WITH PROVISIONS FOR SECOND 230 KV CIRCUIT							
ITEM	DESCRIPTION	QUANTITY	UNIT PRICE		COST		
			MATERIAL	LABOR	MATERIAL	LABOR	TOTAL
1	Surveying	1.5 miles		\$ 35,000.00	\$ -	\$ 52,500	\$ 52,500
2	Geotechnical borings & thermal resistivity testing	1.5 miles		10,000.00	-	15,000	15,000
3	Engineering	1 lot		150,000.00	-	150,000	150,000
4	Permitting	1 lot		60,000.00	-	60,000	60,000
5	Right-of-way acquisition, 30' width	1,600 ft	150.00	10.00	240,000	16,000	256,000
6	Construction mobilization	1 lot		100,000.00	-	100,000	100,000
7	Duct bank, 3 x 3, 6" PVC, under roadways	6,000 feet	86.00	80.00	516,000	480,000	996,000
8	Duct bank, 3 x 3, 6" PVC, not under roadways	1,600 feet	72.00	63.00	115,200	100,800	216,000
9	230 kV manhole (Includes 3 future ckt manholes)	8 each	35,000.00	10,000.00	280,000	80,000	360,000
10	230 kV transition pole with fdn and accessories	2 each	100,000.00	50,000.00	200,000	100,000	300,000
11	230 kV insulated cable, 1/C	24,000 feet	38.50	25.00	924,000	600,000	1,524,000
12	230 kV terminators, 1/C	6 each	23,100.00	35,000.00	138,600	210,000	348,600
13	230 kV splices, 1/C	9 each	13,800.00	25,000.00	124,200	225,000	349,200
14	Final testing, cleanup and misc	1 lot	42,000.00	60,700.00	42,000	60,700	102,700
15	Subtotal: Engineering and Construction				\$ 2,580,000	\$ 2,250,000	\$ 4,830,000
16	Utility project/construction management fee	15%					720,000
17	Subtotal						\$ 5,550,000
18	Project contingency	10%					555,000
TOTAL							\$ 6,105,000

Figura 24. Distribución de los costos asociados a la instalación de un circuito de cable aislado subterráneo [13]

Costos referencia circuitos cable aislado	230 kV	138 kV	69kV
Ingeniería	150.000	10.000	70.000
Logística constructor	100.000	60.000	40.000
Cable aislado	1.524.000	1.350.720	948.000
Terminales transición	696.000	714.000	226.200
Uniones	698.400	310.200	286.000
Pruebas	102.700	78.000	52.000
soportaría	100.000	100.000	100.000
AIU	505.665	407.688	258.330
Total	3.876.765	3.125.608	1.980.530
imprevistos	193.838	156.280	99.027
Total incluyendo imprevistos	4.070.603	3.281.888	2.079.557
Cantidad metros	7.273	7.636	7.273

Tabla 3. Discriminación de costos (US) en circuitos de cable subterráneo para diferentes tensiones incluir fuente [13]

En la Tabla 3 se relacionan los costos propios (en dólares americanos) de circuitos de cable aislado subterráneos de un proyecto particular. Se puede apreciar como conforme aumenta la tensión el sistema incrementa su costo.

Conductor	Calibre (kcmil)	Tensión (kV)	Año	Costo (US/m)
CU	5000	230	2006	1.338
CU	3200	230	2008	995
CU	2000	230	2004	560
CU	2000	138	2004	430
CU	1250	69	2004	286

Tabla 4. Costos de referencia de sistemas de cable aislado instalados

En la Tabla 4 se indican valores de referencia para cables aislados en XLPE a diferentes tensiones y de diferentes calibres. Los aumentos en la tensión de operación y en la sección del conductor implican aumentos en el costo de los cables.

En las alternativas de diseño de proyectos subterráneos donde los túneles de acceso son de gran longitud y en los que se implementan varios circuitos de salida, el cable aislado cobra gran relevancia en el aspecto económico. Esta situación debe considerarse en la evaluación general del diseño del SEEPC.

7. EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN UN SEEPC

7.1 Conceptos de confiabilidad

La confiabilidad asociada al SEEPC de un proyecto de generación es un aspecto de diseño que cobra importancia independientemente de la capacidad instalada del proyecto y es necesaria para dimensionar las implicaciones técnicas y económicas ocasionadas por la falla de un elemento del SEEPC.

Conceptualmente la confiabilidad se define como la probabilidad de funcionamiento de un equipo.

Cada uno de los elementos del SEEPC (transformadores, sistemas de cable aislado y subestación de salida) poseen índices de confiabilidad los cuales en conjunto y de acuerdo con la topología escogida definen la confiabilidad del SEEPC.

Ligados a la confiabilidad están los costos de inversión (equipos seleccionados para alcanzar cierto nivel de confiabilidad) y los costos de operación. Las fallas que afectan al SEEPC durante su operación son relevantes pues están ligadas de forma directa con el concepto de energía no suministrada (ENS) o lucro cesante.

La confiabilidad se ve determinada por los conceptos de probabilidad, frecuencia e impacto.

7.2 Esquemas en serie y en paralelo para los SEEPC

En general los conceptos de serie y paralelo son los más influyentes para determinar la confiabilidad de un SEEPC de acuerdo a la topología seleccionada y a los elementos que lo conforman.

El concepto serie y paralelo se aplica básicamente a los sistemas de transformación y al sistema de cable aislado.

Los proyectos menores normalmente implementan esquemas en serie en el que un fallo en cualquiera de los elementos constitutivos del SEEPC representa la salida de operación de la central.

El concepto de paralelo representa un aumento de la confiabilidad para un SEEPC. Las centrales que emplean SEEPC con equipos en paralelo presentan niveles de confiabilidad superiores a los SEEPC con equipos en serie.

Las subestaciones se adaptan al número de circuitos de generación que deban atender y su confiabilidad se asocia a su topología. En las topologías de las subestaciones el

concepto de paralelo también determina en gran medida la confiabilidad de un determinado esquema. Las topologías de barra sencilla poseen confiabilidades inferiores a las topologías de doble barra, interruptor y medio y doble interruptor. La redundancia de elementos es fundamental para elevar la confiabilidad del sistema.

La teoría de la confiabilidad emplea diversas herramientas para evaluar la confiabilidad de un sistema de potencia. Entre las herramientas más relevantes se encuentra [14]:

- Diagramas de MARKOV
- Técnica de frecuencia y duración
- Teoría de redes
- Conjuntos mínimos de corte y trayectorias mínimas
- Monte Carlo

Es importante notar que aunque en la evaluación de la confiabilidad de un sistema de potencia, el modelo de la generación recibe un tratamiento uninodal (la red y su topología no impactan el ejercicio de evaluación), cuando lo que se quiere es evaluar la confiabilidad de una central de generación, se debe evaluar el sistema completo de equipos que conforman dicha central, considerando cada uno de sus componentes, su topología y los índices de confiabilidad de sus equipos, que serán los insumos para realizar la evaluación empleando las herramientas descritas anteriormente.

Los equipos que componen el SEEPC poseen una serie índices que son los que permiten desarrollar la evaluación de la confiabilidad. Los parámetros más relevantes son:

- Tasa de fallas (λ): Es una tasa de transición y suele definirse como el número promedio de fallas de un equipo determinado en 1 año.
 - Tiempo medio para ocurrencia de falla (MTTF): Es el inverso de la tasa de fallas (λ) y como su nombre lo indica representa el tiempo promedio que tarda un determinado equipo nuevo o reparado en fallar.
 - Tasa de reparación (μ): Al igual que λ es una tasa de transición y en la práctica representa el número promedio de reparaciones que pueden realizarse a equipo determinado durante 1 año.
 - Tiempo medio de reparación (MTTR): Es el inverso de la Tasa de reparación (μ) y como su nombre lo indica representa el tiempo promedio que tarda un determinado equipo averiado en ser reparado.
 - Tiempo medio entre fallas (MTBF): Es el tiempo promedio entre dos fallas sucesivas de un determinado equipo. Es la suma del MTTF y el MTTR
 - Tasa de instalación (γ): Es una tasa de transición y suele comprenderse como el número de instalaciones posibles de un determinado equipo en 1 año.
-

- Tiempo de instalación (I): Es el inverso de la tasa de instalación (λ) y representa el tiempo promedio requerido para la instalación de un determinado equipo.

No importa cuál sea la herramienta empleada: cadenas de MARKOV, técnicas de frecuencia y duración, teoría de redes o Monte Carlo, siempre será determinante si el esquema evaluado es un esquemas en serie o un esquemas en paralelo.

Como ejemplo sobre la confiabilidad de los sistemas serie y paralelo y considerando probabilidades individuales de servicio se presenta el siguiente ejemplo:

Probabilidad de servicio elemento A = $R_A = 0,9$

Probabilidad de servicio elemento B = $R_B = 0,9$

- Sistema 1 (Serie) = $(R_A) (R_B) = 0,81$
- Sistema 2 (Paralelo) = $(R_A) + (R_B) - (R_A) (R_B) = 0,99$

El ejemplo indicado muestra las diferencias entre los sistemas en serie y los sistemas en paralelo y la clara ventaja de estos últimos en asuntos de confiabilidad.

La confiabilidad posee un carácter probabilístico por lo que herramientas de simulación basadas en aplicaciones como el método numérico de simulación estadística “Monte Carlo” resultan muy poderosas.

7.3 Confiabilidad asociada a los equipos del SEEPC

En relación con los aspectos de confiabilidad, equipos como los transformadores de potencia y los cables aislados de transmisión suelen tratarse como elementos únicos e individuales (con índices de confiabilidad obtenidos en general mediante registros estadísticos). La subestación eléctrica al estar constituida por diferentes equipos y condicionada por su configuración, se evalúa como un sistema más complejo y sus índices de confiabilidad dependen tanto del desempeño de los equipos que la componen como de la disposición de los mismos. Así por ejemplo, los índices de confiabilidad de un interruptor difieren de los índices de confiabilidad de un seccionador y los índices de confiabilidad de una subestación en configuración barra sencilla difieren de los índices de confiabilidad de una subestación en configuración interruptor y medio.

Es importante anotar que las estadísticas que soportan la confiabilidad de los diferentes equipos que componen el SPEEC son inherentes al sistema eléctrico en el que están implementados. Las redes de un país o una región se ven afectadas de formas diferentes por las condiciones ambientales, geográficas y topográficas, políticas de operación y mantenimiento, calidad de los suministradores de equipos y estado del arte de los sistemas.

Adicionalmente, los indicadores de confiabilidad encontrados para equipos o sistemas determinados dependen de forma directa de las bases de datos construidas (forma de clasificación de los datos, número de datos, aspectos considerados, aspectos descartados etc.).

Como la confiabilidad de un equipo se define como su capacidad de prestar el servicio, es importante anotar que las fallas que enfrentan los equipos y sistemas que conforman el SEEPC presentan diferentes niveles de afectación [14].

- Fallas graves: Implican la desinstalación, retiro y desplazamiento del equipo bien sea para reposición o para reparación
- Fallas intermedias: Son fallas que aunque graves permiten ser reparadas en el sitio de operación.
- Fallas menores: No afectan de forma importante la integridad del equipo y sólo implican el reajuste de algún sistema asociado al equipo o repuestos no críticos.

7.3.1 Confiabilidad del sistema de transformación

El sistema de transformación es uno de los componentes fundamentales del SEEPC y resulta importante conocer sus niveles de confiabilidad.

En las centrales de generación eléctrica la pérdida del sistema de transformación de potencia bien sea por fallas o por operaciones de mantenimiento implica la pérdida de la generación asociada.

La confiabilidad de los transformadores debe analizarse considerando las condiciones de carga de los equipos y la tendencia de fallas del sistema en un periodo determinado de tiempo. En otras palabras, la confiabilidad de un sistema de transformación sólo debe revisarse bajo unas condiciones de riesgo y en un periodo de tiempo determinados.

En general, los estudios indican que la confiabilidad de los transformadores de potencia se ve condicionada por el diseño de los equipos, los mantenimientos inadecuados, logística inadecuada o fallas en los sistemas de protecciones y no siempre se debe asociar a su vida útil (impacto de la antigüedad del equipo) [16].

El comportamiento de los transformadores de potencia respecto a la confiabilidad también se ve afectado por los constantes cambios de diseño. Actualmente los transformadores se diseñan con una relación de voltios por espiras mayor (consecuencias negativas en devanados), reducción del BIL para reducir el costo de los equipos y diseños para optimizar las pérdidas y aumentar la eficiencia de los equipos (implica el dimensionamiento adecuado y el empleo correcto de equipos de protección como pararrayos e interruptores), reducción de las impedancia para reducir las pérdidas (así se reduce la capacidad de corto de los equipos) y reducción de las dimensiones de los

equipos y los sistemas de aislamiento. Los volúmenes de aceite por kVA han disminuido dramáticamente. En general la operación en estado de sobrecarga es una de las acciones que reduce la vida útil de un transformador [16].

7.3.2 Confiabilidad de los cables aislados de potencia

Como en la mayoría de equipos, los índices de confiabilidad de los cables aislados se obtienen de la revisión y registro del desempeño de los equipos instalados en la industria. La información obtenida crea tendencias estadísticas que terminan representando los índices de confiabilidad asociados a los equipos. Adicionalmente, se puede encontrar información relativa a las pruebas de laboratorio de envejecimiento acelerado que permiten inferir los índices de confiabilidad de estos elementos.

7.3.3 Confiabilidad de las subestaciones de salida

Como se mencionó previamente, la confiabilidad, seguridad y flexibilidad de la subestación está ligada a la calidad de los equipos y a la configuración seleccionada para la instalación.

La subestación podrá implementar topologías simples (barra sencilla) o topologías más robustas (interruptor y medio o doble interruptor).

La selección de la configuración dependerá del número de bahías requeridas y de la importancia de la subestación pero se debe dejar claro que entre más robusta y confiable sea la configuración mayor será el requerimiento de equipos (número de barras, interruptores, seccionadores etc.).

Las subestaciones se constituyen en sistemas más complejos a nivel de confiabilidad pues están constituidas por varios equipos que pueden revisarse de forma independiente. Equipos como los seccionadores, interruptores y barrajes suelen monitorearse, razón por la cual es común encontrar registros estadísticos sobre su desempeño. En la Figura 25 se muestra diferentes índices de probabilidad de falla para equipos de subestación tomados de diferentes fuentes. Como se puede apreciar en general los valores de cada fuente para cada equipo son diferentes. Tablas como ésta resultan muy útiles pues con sus datos se pueden establecer tendencias y definir indicadores confiables. Revisando los datos indicados la tabla se advierte que en general los seccionadores presentan un índice de fallas inferior al de los interruptores.

	Power Lines (per line)	Disconnecter	Circuit Breaker	Busbar
ABB 2007	0.015768	0.0025	0.004	0.0026
Nyberg 2003 (SvK)	(0.005 per km)	0.00149	0-0.0215	0.0269
Nordel Sweden 2007	(0.004 per km)	-	0.018	-
Dortolina et. al. 1991	0.680	0.002	0.045	0.010
Billinton & Lian 1991	0.09	-	0.02	0.024
Meeuwssen & Kling 1997	1.00	-	0.02	0.025
Karlsson et al 1997	-	-	0.013 (Line CB) 0.045 (Reactor CB)	-
Brown & Taylor 1999	0.105	0.01	0.006	
Atanackovic et al 1999	-	-	0.045 (315 kV) 0.099 (500 kV)	-
Xu et al 2002	0.15 (500 kV)	0.002 (500 kV)	0.06 (500 kV)	0.02 (500 kV)
Tsao & Chang 2003	0.046	-	0.006	0.001
Suwantawat & Premrudeepreechach m 2004	0.01437	0.0897	-	0.000125
Retterah et al 2004	0.105	0.02	0.02	0.010
Billinton & Yang 2005	-	-	0.01	0.025
Bezhadi Rafi et al 2006	-	0.01	0.01	0.01
Sidiropoulos 2007	1.0	-	0.18	0.09
Banejad et al 2008	0.014	0.01	0.015	0.014
This study	0.60 (outgoing line) 0.004 (incoming line)	0.002	0.01	0.027

Figura 25. Probabilidad de fallas para equipos de subestación en el sistema de transmisión de Suecia en 2008 [17]

Otra fuente de información regular sobre el comportamiento de los sistemas de potencia proviene de la red Europea de gestores de redes de transporte de electricidad. Esta organización agrupa sub-organizaciones creadas regionalmente con las compañías encargadas de los sistemas de potencia de cada país Europeo.

En el país empresas como EPM e ISA disponen de estadísticos propios para sus equipos de subestación y es responsabilidad de los expertos encargados, el monitorear el comportamiento de los equipos para poder establecer indicadores propios y confiables, para su empleo en la simulación de modelos para el desarrollo del sistema de potencia.

Se puede inferir que no es adecuado generalizar indicadores de confiabilidad para equipos sólo por la clase o tipo a la que corresponden y que se deben tener en cuenta siempre las particularidades de los sistemas de potencia a los que pertenecen.

Junto con la confiabilidad propia de los equipos que componen la subestación también es importante revisar la confiabilidad asociada a la configuración de las subestaciones.

Normalmente las subestaciones con un mayor número de barras e interruptores son más confiables y más flexibles operativamente pero de igual manera resultan más costosas.

También es importante anotar que las subestaciones con configuraciones más complejas incrementan sus riesgos por la ejecución inadecuada de maniobras. Así por ejemplo, en un estudio desarrollado por el ingeniero Jhon Albeiro Calderón de la empresa ISA en 2009 se identificó que las subestaciones con un mayor riesgo por la ejecución de ciertas maniobras era la configuración doble barra más seccionador de transferencia. Curiosamente la configuración en barra sencilla que es considerada la menos confiable a nivel de configuración se encontró en sexto lugar en cuanto a los riesgos por maniobras. Esto se explica debido a que la simpleza de esta configuración implica maniobras menos complejas y que ofrecen menor probabilidad de ejecución incorrecta. Del documento realizado para el estudio del impacto por la ejecución de maniobras de acuerdo a las configuraciones se toma la siguiente conclusión: *“Para las demás subestaciones (barra sencilla e interruptor y medio) el riesgo asociado por maniobras es mínimo dado que no implica flujos de corriente apreciables por los distintos componentes de la subestación (ya que existen normalmente muchos caminos por los que se derivan las corrientes resultantes) ni tienen asociadas transferencias de protecciones durante la ejecución de las maniobras ni riesgos de daños de los seccionadores durante su recorrido”* [18]. Los riesgos más altos por maniobras se atribuyen a las configuraciones doble barra y derivaciones de las mismas.

7.4 Equipos de reserva para el SEEPG de una central de generación

La disponibilidad de equipos de reserva para cada uno de los componentes del SEEPG es una de las variables que debe considerarse como elemento requerido para aumentar la confiabilidad del sistema.

La adquisición de equipos de reserva debe ser objeto de una evaluación que considere las características propias del proyecto y el impacto que se pueda tener en el nivel de confiabilidad del sistema y en la inversión inicial de equipos.

7.4.1 Transformadores de reserva

La implementación de unidades de transformación de reserva es uno de los aspectos que debe revisarse con detenimiento pues representa un aumento importante en el costo del sistema de transformación. La adopción o no de los equipos de reserva está muy ligada a las filosofías operativas. Los niveles de importancia dentro del sistema eléctrico al que pertenece la central juegan un papel importante pues son los niveles de confiabilidad los que pueden justificar la inversión en un equipo de reserva. Normalmente los sistemas de

transformación utilizados en proyectos de generación de gran capacidad instalada y de importancia estratégica para un sistema interconectado, disponen de unidades de transformación de reserva. La disponibilidad operativa de los grandes proyectos es muy importante y por esta razón la implementación de transformadores de reserva es una práctica común y aceptada.

Las centrales de menor tamaño (menores de 20 MW instalados) no suelen disponer de unidad de transformación de reserva. Esto se debe básicamente a:

- Los proyectos menores en general no resultan estratégicos para el sistema interconectado al que pertenecen y su salida de operación representa energía no generada que desemboca en pérdidas económicas para propietario de la central pero por lo general no pone en peligro la capacidad del sistema para atender la demanda.
- En los proyectos menores una unidad de transformación de reserva resulta una inversión relativa mayor que puede incrementar la inversión inicial de proyecto sin ofrecer ventajas tangibles (se debe tener en cuenta que en general los transformadores son equipos con niveles de confiabilidad bastante altos).

La disponibilidad del transformador de reserva están asociadas a las políticas de eliminar las pérdidas económicas por el concepto de energía no generada y la importancia de la capacidad de generación (y su energía asociada) de una central respecto al sistema interconectado al que pertenece.

Cuando el sistema de transformación está constituido por bancos de transformación monofásicos es práctica común contar con al menos una unidad de transformación monofásica de reserva. Sin embargo hay que indicar que con este solo repuesto, solo se responde a una falla monofásica que son las más comunes. Algunas plantas grandes que implementan bancos monofásicos disponen de un banco completo de repuesto.

Cuando el sistema de transformación está constituido por unidades de transformación trifásicas la importancia de las unidades es determinante para establecer la viabilidad de un equipo de reserva. Como ejemplo, en una central en la cual su sistema de transformación está constituido por dos unidades trifásicas de 100 MVA, disponer de una unidad de transformación de 100 MVA de reserva (equipo *stand by*), puede ser cuestionable, pues un equipo de estas características resulta bastante costoso para mantenerlo inoperativo.

7.4.2 Cables aislados de reserva

La implementación de cables de repuesto en los circuitos de cable aislado puede ser objeto de discusión puesto que dada la alta confiabilidad de estos equipos hace que dicho cable de repuesto tarde un tiempo considerable en emplearse y cuando este sea

requerido puede estar averiado por causas propias (propiedades físicas) o externas (impactos con objetos).

Sin embargo muchos proyectos disponen de cable aislado de reserva para sus circuitos de transmisión dispuestos en los túneles. Estos cables de reserva suelen disponerse, ya sea instalados (PCH Montañitas perteneciente al grupo CELSIA) o almacenados en carretes (Central San Carlos perteneciente a ISAGEN).

Como se ha indicado el cable aislado es un equipo costoso que presenta altos índices de confiabilidad (sobre todo en los cables del tipo XLPE) y por este motivo y teniendo en cuenta que muchas centrales están equipadas con circuitos de transmisión con cable aislado del tipo XLPE, los cables aislados de reserva no resultan atractivos más si se considera que bien sea almacenados o instalados, estos equipos resultan propensos a resultar averiados antes del momento de su utilización.

7.4.3 Equipos de reserva para las subestaciones

Para las subestaciones, se tiene como práctica normal disponer de equipos de reserva elementos accesorios y elementos de recambio periódico como descargadores o aisladores, motores para los seccionadores e interruptores. Normalmente, no se dispone de equipos completos como interruptores o seccionadores. El manejo de los equipos de reserva para las subestaciones es relativo y varía según las prácticas y filosofías de las compañías operadoras

8. DESARROLLO DEL DISEÑO CONCEPTUAL DE UN SEEPC

Las metodologías para el desarrollo de un diseño conceptual son relativas y de acuerdo a la escuela de formación y a la filosofía de desarrollo de los profesionales, pueden presentar diferencias importantes. La selección de un SEEPC debe realizarse y respaldarse a través del desarrollo de un diseño conceptual.

A continuación se propone un orden alternativo para la revisión de los aspectos requeridos para el de desarrollo del diseño conceptual de un SEEPC:

8.1 Información de Entrada y restricciones para el proyecto

La información de entrada del proyecto establece las condiciones particulares a las que deberá adaptarse el SEEPC. A continuación se listan los principales aspectos que deben considerarse como información de entrada del proyecto:

8.1.1 Potencia Instalada y Número de Turbinas y Unidades Generadoras

Junto a la potencia instalada, uno de los aspectos más influyentes en el diseño del (SEEPC) de una central de generación es el número de turbinas con el cual esté proyectado equipar el proyecto.

El número de turbinas de un proyecto de generación hidroeléctrico está determinado por la consecución de la máxima eficiencia en generación y la mayor flexibilidad operativa de la central. Para este fin se consideran aspectos hidromecánicos (eficiencia, pérdidas etc.) y aspectos civiles (dimensionamiento de instalaciones, vías de acceso etc.).

De acuerdo a las características hidráulicas (Salto neto y caudal), los proyectos pueden emplear turbinas de diferentes tipos (Francis, Pelton, Kaplan, etc.). En Colombia por lo general y dadas sus condiciones hidráulicas y topográficas, suelen emplearse turbinas del tipo Pelton y Francis.

El tipo de turbina es un aspecto importante a considerar, pues dependiendo del tipo de equipo, la afectación de la obra civil puede aumentar (Las turbinas tipo Francis suelen implicar una adecuación de la obra civil más compleja que las turbinas tipo Pelton).

En general cada turbina tiene asociada una unidad generadora y sólo en turbinas pequeñas y en pocas ocasiones llegan a acoplarse dos turbinas a un solo generador.

Aunque generalmente el número de turbinas y por ende de generadores determina el SEEPC, en ocasiones la magnitud de los equipos de conexión como los transformadores principales puede llegar a influir en la selección del número de unidades de generación

dado su impacto en el dimensionamiento de las instalaciones y las vías de acceso del proyecto.

En general contar con un mayor número de unidades generadoras incrementa la confiabilidad y la flexibilidad de la generación de una central al permitir administrar y gestionar eficientemente los recursos hidráulicos disponibles. Cuando las centrales disponen de una sola unidad generadora resultan vulnerables a las paradas programadas y no programadas lo que puede ocasionar pérdidas económicas por el concepto de energía no generada.

Para el SEEPC es importante conocer si el número de unidades de generación es par o impar pues de esta manera se empiezan a establecer las alternativas para la configuración del SEEPC.

▪ **Número de Unidades Pares**

En Colombia normalmente se emplea arreglos pares con 2, 4 y 8 unidades (el proyecto más grande del país Ituango operará con 8 unidades de generación cuando entre en servicio en el año 2018). Solo un par de proyectos medianos y bastante antiguos (Guadalupe III de 1966 y El Salto de 1963) fueron desarrollados con 6 unidades de generación.

El arreglo de 2 unidades es el arreglo par más común y regularmente es utilizado en proyectos medianos que no exceden los 200 MW instalados. Las PCH entre las 10 y 20 MW suelen implementar dos unidades de generación.

Los arreglos de 4 y 8 unidades están normalmente implementados en proyectos de grandes magnitudes que requieren que las unidades no sean de una magnitud tal, que puedan llegar a afectar las vías de acceso del proyecto y las dimensiones de la casa de máquinas.

▪ **Número de Unidades Impares**

El empleo de una sola unidad generadora normalmente se restringe a proyectos menores de 15 MW. Cuando la potencia instalada excede esta magnitud los diseñadores mecánicos e hidráulicos prefieren aumentar el número de unidades para dotar a la central de flexibilidad operativa durante su operación. Puede adoptarse como criterio nunca emplear una sola unidad de generación en proyectos mayores de 15 MW. Las excepciones en el país son pocas, véase la central Canoas de 1972, la cual opera con una sola unidad generadora de 50 MW.

El arreglo de tres unidades generadoras es el más implementado en los proyectos de generación hidráulicos, al menos 16 proyectos de más de 20 MW instalados emplean tres

unidades generadoras (Ver Anexo A:). Normalmente se implementan en proyectos medianos y grandes, y rara vez en PCHs. Proyectos de gran magnitud como el futuro Hidro-Sogamoso y los actualmente operativos Betania, Porce II y Miel I implementan 3 unidades de generación. Las turbinas y generadores de Hidro-Sogamoso serán después de las unidades de Ituango las más grandes instaladas en una planta de generación Hidráulica en Colombia.

En Colombia, sólo el proyecto El Guavio implementa 5 unidades y ningún proyecto emplea un número impar superior de unidades.

8.1.2 Tipo de casa de máquinas y ubicación relativa de los equipos del SEEPC

Es importante conocer si el proyecto será superficial o subterráneo, pues esto influye en las características de los equipos que conformarán el SEEPC.

En los proyectos subterráneos los sistemas de transformación suelen estar en el interior de las casas de máquinas, y las subestaciones por el contrario son ubicadas en el exterior (aunque en ocasiones se utilizan subestaciones interiores con aislamiento en gas). En las centrales superficiales tanto el sistema de transformación como la subestación suelen ubicarse en el exterior de las casas de máquinas.

En las plantas menores (menos de 20 MW), las cuales son por lo general superficiales pueden albergar los equipos del SEEPC dentro de la casa de máquinas (normalmente tensiones de transmisión menores o iguales a 44 kV).

Los equipos que componen el SEEPC en proyectos subterráneos poseen características como:

- Los transformadores de potencia se instalan en el interior de la casa de máquinas y normalmente poseen sistema de aislamiento OFWF (característica que afecta el valor específico del equipo).
 - Cuando los transformadores operan en alta y extra-alta tensión pueden requerir previsiones asociadas a sus sistemas de conexión. Una conexión con aislamiento en aire demanda espacios importantes para preservar las distancias de seguridad. Este aspecto puede aumentar los costos en instalaciones subterráneas. Por esta razón es práctica común emplear cajas de conexiones con aislamiento en aceite o gas o conexiones tipo enchufable.
 - Las subestaciones normalmente se instalan en el exterior. Pueden instalarse en el interior empleando aislamiento en gas y con poca frecuencia con aislamiento en aire.
 - Si la subestación se instala en el interior de la casa de máquina se deberán considerar los equipos requeridos para la transición entre cable aislado y la línea aérea en el portal exterior del proyecto.
-

- Será necesario la utilización de sistemas de cable aislado para las labores de transmisión de potencia (Este aspecto incrementa el costo de los equipos de transmisión del proyecto).
- Los equipos como los transformadores y componentes de la subestación deberán poseer dimensiones de transporte que permitan adaptarse a las dimensiones de los túneles de acceso de la casa de máquinas.
- Los equipos de transformación deberán confinarse en sitios dedicados (celdas de transformación)

Los equipos que componen el SEEPC en proyectos superficiales poseen características como:

- Los sistemas de transformación normalmente se instalan en el exterior de la casa de máquinas.
- Las subestaciones normalmente pueden poseer aislamiento en aire y solo en proyectos con restricciones espaciales importantes se instalan subestaciones compactas o aisladas en gas.
- La conexión entre el sistema de transformación y la subestación es corta y puede estar constituida por cables desnudos de instalación aérea.

8.1.3 Niveles de tensión de generación y transmisión

Los niveles de tensión condicionan las características técnicas y aspectos presupuestales asociados a los equipos. Los equipos empleados en alta y extra alta tensión incrementan considerablemente los costos respecto de los equipos de media y baja tensión.

Los equipos en los diferentes niveles de tensión presentan requerimientos en cuanto a distancias de seguridad cuando se emplea el aire como medio de aislamiento. Los equipos de 230 kV asociados a las subestaciones implican el empleo de grandes áreas cuando se selecciona aislamiento en aire. Por este motivo en este nivel de tensión se hace necesario siempre evaluar la posibilidad de emplear equipos aislados en gas.

También resulta importante identificar los niveles de tensión de la red a la cual se conectará la central puesto condiciona las características del sistema de transformación y la subestación de salida del proyecto.

Si el proyecto tiene una capacidad instalada muy elevada y se ubica en una zona donde el operador de red no dispone de redes de transmisión en las tensiones requeridas o con la capacidad adecuada, será necesaria la construcción de un sistema de transmisión dedicado para el proyecto con su correspondiente efecto sobre el presupuesto del mismo.

8.1.4 Limitaciones asociadas a las vías de acceso al proyecto

Para el dimensionamiento de los equipos se deben revisar las vías de acceso al proyecto identificando los puentes existentes con sus correspondientes gálibos y capacidades de carga así como las bancas asociadas a las vías existentes, a las vías objeto de adecuación y a las nuevas vías requeridas por el proyecto.

Un limitante en la altura de un puente o en la capacidad de carga del mismo puede ser determinante a la hora de elegir entre un sistema de transformación trifásico y su equivalente en banco monofásico.

8.1.5 Limitaciones espaciales del proyecto

Es importante identificar las limitaciones espaciales del proyecto puesto que estas condicionan las características de los equipos que componen el SEEPC.

En general los aprovechamientos hidráulicos que originan los proyectos de generación hidroeléctrica se encuentran en zonas con topografías agrestes. Los portales de los túneles de acceso a los proyectos subterráneos normalmente se encuentran en medio de cañones. Realizar la adecuación de terrenos en estas zonas para las instalaciones del proyecto (edificios exteriores, subestaciones exteriores etc.) representa generalmente movimientos de tierra que representa costos por las implicaciones civiles correspondientes.

En los proyectos subterráneos es común ubicar la subestación en las zonas exteriores, pues incluirlos en las obras subterráneas implica aumentar los volúmenes de excavación y emplear tecnologías más costosas (aislamiento en gas).

Los proyectos superficiales no suelen ser tan sensibles en los aspectos espaciales pero la adecuación de terrenos siempre será una variable importante que implica que los espacios requeridos por el proyectos sean estimados de forma optimizada.

8.1.6 Limitaciones presupuestales

Las alternativas que se pueden concebir para el SEEPC de un proyecto en particular se ven limitadas por la capacidad presupuestal del proyecto. En ocasiones la alternativa más económica predomina sobre la alternativa más idónea técnicamente. En estos casos aspectos como la confiabilidad y la flexibilidad operativa suelen sacrificarse en pos de la optimización económica.

8.2 Alternativas de configuraciones para SEEPC

Cuando se tiene definido el número de unidades generadoras y las restricciones particulares del proyecto y las prioridades del mismo, se establecen las alternativas técnicamente funcionales que se ajusten a las restricciones indicadas. Como se mencionó anteriormente se debe contar al menos con dos o tres alternativas. Las alternativas deben involucrar tanto los equipos como las configuraciones y topologías que se ajusten a las características y requerimientos del proyecto.

8.3 Evaluación de las alternativas

Las alternativas para el SEEPC deben ser evaluadas a nivel técnico, económico y de confiabilidad. La comparación permitirá identificar la alternativa que presenta un mejor balance de los aspectos mencionados y que se orienta hacia las prioridades propias del proyecto.

En algunos proyectos, la prioridad es la optimización económica de la inversión inicial mientras que en otros la prioridad es la confiabilidad y el desempeño técnico si considerar los costos asociados.

8.4 Alternativa Seleccionada

Cuando se tiene la alternativa seleccionada para el SEEPC, se procede a realizar la especificación técnico-funcional de los equipos. La alternativa seleccionada será el resultado del pertinente diseño conceptual, el cual considera los diferentes aspectos que se han ilustrado a lo largo del documento. El diseño conceptual es la base del desarrollo de la ingeniería asociada al SEEPC.

8.5 Estructura del diseño conceptual para el SEEPC

En la Figura 26, se ilustra mediante un diagrama de bloques la estructura sugerida para el desarrollo del diseño conceptual para el SEEPC de un proyecto de generación hidroeléctrica.

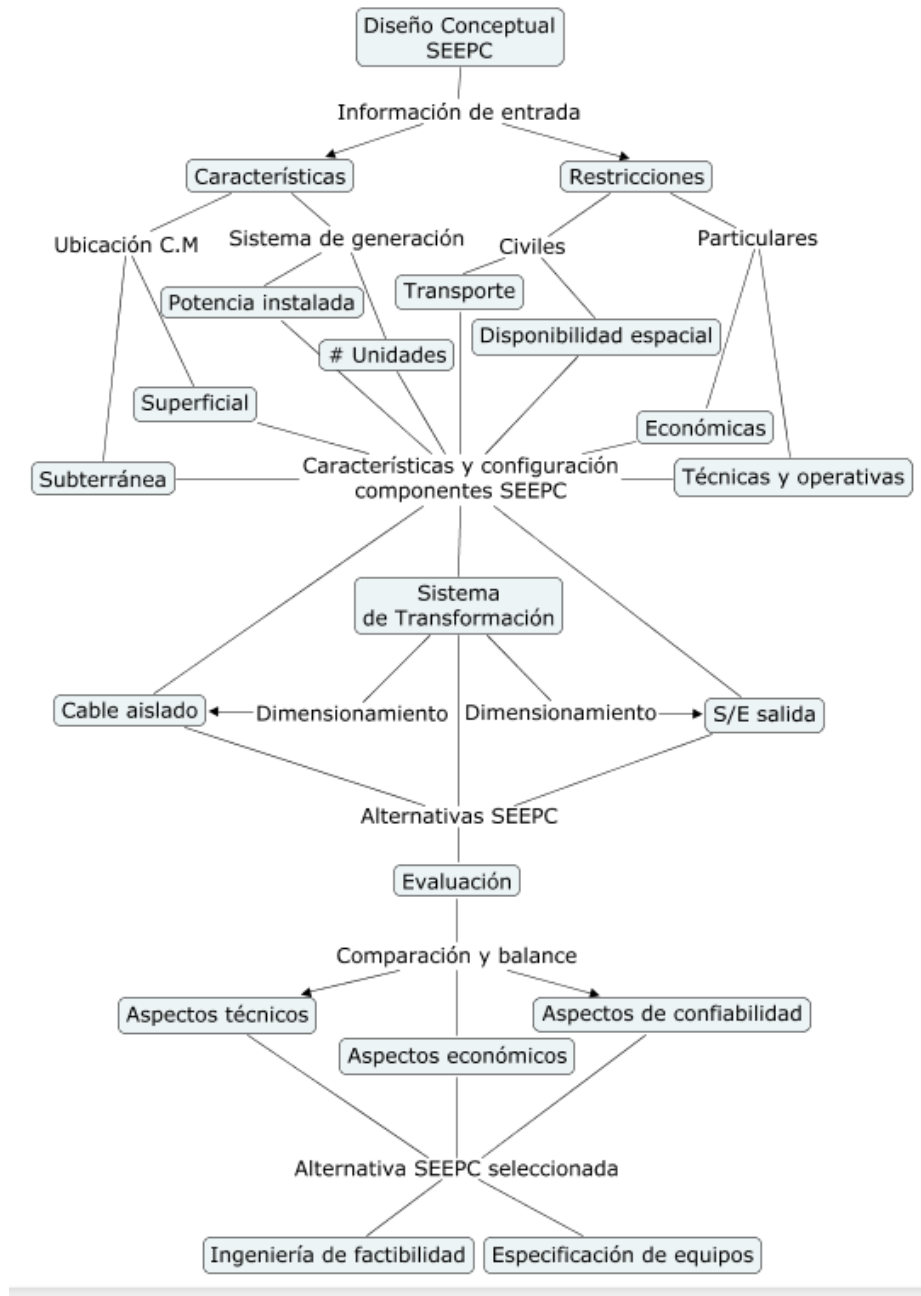


Figura 26. Estructura diseño conceptual SEEPC

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El estudio conceptual de un Sistema de Equipos Eléctricos Principales de Conexión – SEEPC, no puede ser el resultado de una ingeniería y un diseño intuitivos. El diseño conceptual debe realizarse siguiendo una estructura definida y no puede basarse en el empleo de un diseño tomado de un proyecto previo, ya que existiría el riesgo de implementar esquemas obsoletos o inadecuados, pese a las similitudes que puedan existir.

El desarrollo del diseño conceptual para el SEEPC permite realizar una integración adecuada con las obras civiles y mecánicas del proyecto, siendo dicha integración una de las dificultades técnicas que suele presentarse en los proyectos.

El diseño conceptual del SEEPC debe considerar las particularidades, restricciones y prioridades del proyecto, y realizar un balance entre los aspectos técnicos y económicos. Así, el diseño conceptual estructurado permitirá seleccionar la alternativa óptima para el SEEPC del proyecto.

Uno de los aspectos técnicos que revisten gran importancia en el diseño de un SEEPC es su nivel de confiabilidad, el cual busca maximizar la continuidad de la operación de la planta dentro del sistema eléctrico en el que opera. Elevar la confiabilidad y la flexibilidad operativa del SEEPC normalmente representa un aumento en la inversión inicial de equipos, el cual se ve compensado con la reducción de las pérdidas asociadas al concepto de energía no generada que podría derivarse por las fallas de equipos y las paradas programadas para efectuar los mantenimientos.

A partir de los conceptos acá desarrollados, se deja al sector eléctrico colombiano la documentación, criterios y bases metodológicas requeridas para adelantar el dimensionamiento y el diseño conceptual del SEEPC de un proyecto de generación hidroeléctrica, que considere los diferentes aspectos técnicos y económicos relevantes.

10. TRABAJO FUTURO

El trabajo desarrollado se concentró en los diferentes aspectos que deben ser considerados en el desarrollo del diseño conceptual del SEEPC (sistema de transformación, cable aislado de alta tensión y subestación de salida). Sin embargo, no fueron incluidos algunos sistemas que también son de vital importancia en el proceso de generación, como son los servicios auxiliares, los sistemas de control y protecciones y las comunicaciones, los cuales pueden ser tratados en un trabajo futuro que aborde de forma específica estos equipos para un proyecto de generación hidroeléctrica.

Si bien, existen aplicaciones para la evaluación de la confiabilidad de los sistemas y software para el análisis económico, gracias a los conceptos aquí tratados se podrán desarrollar herramientas que permitan cuantificar integralmente el desempeño técnico y económico de una configuración específica para el SEEPC, mediante el desarrollo de hojas de cálculo o software especializado. De esta forma, dotar el diseño conceptual de un SEEPC de herramientas que automaticen y simplifiquen las labores de evaluación del desempeño técnico del mismo, se convertirá en una oportunidad de desarrollo importante para el diseño y dimensionamiento de los SEEPC de los proyectos de generación hidroeléctrica en Colombia.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC, *Guía Técnica Colombiana, GTC 81. "Guía para el Equipamiento Electromecánico de Pequeñas Instalaciones Hidroeléctricas"*. Bogotá: ICONTEC, 2002.
- [2] Department of the Army U.S. Army Corps of Engineers, "HYDROELECTRIC POWER PLANTS ELECTRICAL DESIGN," U.S. Army Corps of Engineers, Washington, Engineer Manual 1110-2-3006, 1994.
- [3] CIGRE Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas, "Design Guidelines for Power Station Auxiliaries and Distribution Systems Working Group 23-04," ISSN: 0424-7701, 2002.
- [4] J. R. Dunki-Jacobs and Chet E. Davis IEEE Members, "An Argument and Procedure for Conceptual Power System Design Studies," *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS*, vol. 30, no. 2, pp. 253-261, March/Abril 1994.
- [5] Martin J. Heathcote, *J & P Transformer Book*, Twelfth ed. Oxford, Great Britain: Newnes, 1998.
- [6] ICONTEC Instituto Colombiano de Normas Técnicas , *NTC 2050 "Código Eléctrico Colombiano"*. Bogota, 1998.
- [7] Electric Power Research Institute (EPRI), "Increased Power Flow Guidebook - Underground Cables," EPRI, Palo Alto, California, Technical Report 1001818, 2003.
- [8] Electric Power Research Institute (EPRI), "Reliability Parameters of XLPE Underground Transmission System Based on EDF Experience," EPRI, Palo Alto, California, 1000473, 2000.
- [9] BRUGG Cables, HIGH VOLTAGE XLPE CABLE SYSTEMS Technical User Guide, 2006.
- [10] HVM Ingenieros and Carlos Felipe Ramirez, *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*, Segunda ed. Medellín, Colombia: Impresiones Gráficas limitada, 2003.
- [11] CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución No 097 "Por la cual se aprueba los principios generales y metodología para el establecimiento de los cargos

por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y distribución Local", 2008.

- [12] CREG Comisión Reguladora de Energía y Gas, Resolución No 011. "Por la cual se establecen los principios generales y metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional", 2009.

- [13] SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY, FEASIBILITY OF UNDERGROUNDING A PORTION OF THE MIGUEL-MISSION 230 kV #2 TRANSMISSION LINE PROJECT, 2004.

- [14] Roy Billinton and Ronald N. Allan, *Reliability Evaluation Of Engineering Systems*, 2nd ed. New York, United States of America: Plenum Press, 1992.

- [15] Janine Jagers and Stefan Tenbohlen, "EVALUATION OF TRANSFORMER RELIABILITY DATA BASED ON NATIONAL AND UTILITY STATISTICS," South Africa, Germany, 2009.

- [16] Manogaran Chetty, "Reliability Analysis Of Power Transformers (Case: Distribution Eastern Region, 1 MVA to 80 MVA power transformer)," Durban, 2007.

- [17] JOHNNY VIKESJÖ, "Reliability Comparison Between Different 400 kV Substation Designs.," Göteborg, Sweden, Thesis 2008.

- [18] Jhon Albeiro Calderón Serna, Análisis de Riesgos en las Configuraciones de las Subestaciones de ISA, 2009.

ANEXOS

Anexo A: Centrales hidroeléctricas construidas en Colombia

En la Tabla 5 se relacionan la mayoría los proyectos de generación hidráulica del país (no se incluye la totalidad de las PCH). Estas obras han brindado al país una gran experiencia en el desarrollo y construcción de proyectos de generación hidroeléctrica.

Tabla 5. Centrales hidroeléctricas en Colombia

Central	Año de entrada en operación	Departamento	Potencia Instalada (MW)	# de Unidades generadoras
Ituango	2018	Antioquia	2400	8
San Carlos	1988	Antioquia	1240	8
Guavio	1992	Cundinamarca	1150	5
Chivor	1982	Boyacá	1000	8
Sogamoso	2014	Santander	820	3
Porce III	2010	Antioquia	660	4
Guatapé	1980	Antioquia	560	8
Betania	1987	Huila	540	3
Porce II	2001	Antioquia	405	3
Miel 1	2002	Antioquia	396	3
Alto Anchicaya	1973	Valle	365	3
Urra	2000	Córdoba	344	4
La Guaca	1987	Cundinamarca	310	3
La Tasajera	1994	Antioquia	306	3
Salvajina	1985	Cauca	285	3
Guadalupe III	1966	Antioquia	270	6
Paraiso	1987	Cundinamarca	270	3
Guadalupe IV	1985	Antioquia	202	3
Playas	1988	Antioquia	201	3
Jaguas	1987	Antioquia	170	2
Colegio	1970	Cundinamarca	150	3

Central	Año de entrada en operación	Departamento	Potencia Instalada (MW)	# de Unidades generadoras
San Francisco	1969	Caldas	135	3
Calima	1967	Valle	132	4
Salto	1963	Cundinamarca	125	6
Rio Grande I	1956	Antioquia	75	3
Carlos Lleras	2015	Antioquia	75	2
Bajo Anchicaya	1957	Valle	74	4
Laguneta	1960	Cundinamarca	72	4
Canoas	1972	Cundinamarca	45	1
Prado	1973	Tolima	44	3
Troneras	1965	Antioquia	40	2
Esmeralda	1963	Caldas	30	2
Rio Mayo	1969	Nariño	27	3
Florida	1975	Cauca	26	2
Montañitas	2012	Antioquia	20	2
Agua Fresca	2008	Antioquia	8.25	1
Prado IV	1973	Tolima	5	1

Anexo B: Listado de normas asociadas a los equipos eléctricos relacionados

Tabla 6. Normas Transformadores

IEC 60076	Power transformers Parts 1, 2, 3, 3-1 y 5
NEMA PUB.TR1	Transformers, Regulators and Reactors
ANSI/IEEE C57.12	Transformers, Regulators and Reactors
IEC 60137	Insulated Bushings for Alternating Voltage Above 1000 V
ANSI/IEEE Std. 24	Standard performance characteristics and dimensions for outdoor apparatus bushings
ANSI/IEEE Std.21	Standard general requirements and test procedure for outdoor apparatus and bushings
ASTM D 3487	Standard specification for mineral insulating oil used in electrical apparatus
IEC 60296	Specification for unused mineral insulating oils for transformers and switchgear
ASTM D 1305	Standard specification for electrical insulating paper and paperboard-sulfate or kraft layer type

Tabla 7. Normas cables de potencia, alta tensión (230 kV)

AEIC CS7	Specifications for Cross-linked Polyethylene Insulated Shielded Power Cable Rated 69 Through 138 kV
IEC 60287-1-2	Electric Cables - Calculation of the Current Rating
IEC 60071-2	Insulation Coordination
IEC 60228	Conductors of Insulated Cables
IPCEA-NEMA	Standards Publication Cross-Linked-Termosetting Polyethylene Insulated Wire and Cable for the Transmission and Distribution of Electrical Energy, Pub. No.5-66-524, NEMA WC7
IEEE Std 4.	Standard Techniques for High Voltage Testing
IEC 60840	Tests for Power Cables with Extruded Insulation for Rated Voltages Above 30 kV ($U_m = 36$ kV) Up to 150 kV ($U_m = 170$ kV) test methods and requirements
IEEE 48	Standard for Test Procedures and Requirements for Alternating-Current Cable Terminations Used on Shielded Cables Having Laminated Insulation Rated 2.5 kV through 765 kV or Extruded Insulation Rated 2.5 kV through 500 kV
IEC 60099-4 y -5	Descargadores para cable

Tabla 8. Normas celdas de media tensión

IEC 60298	A.C Metal Enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 72.5 kV
IEC 60445	Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification - Identification of equipment terminals, conductor terminations and conductors
IEC 60668	Dimensions of panel areas and cut-outs for panel and rack-mounted industrial-process measurement and control instruments
IEC 62053-61	Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements - Part 61: Power consumption and voltage requirements
IEC 60688	Electrical measuring transducers for converting A.C. and D.C. electrical quantities to analogue or digital signals
IEC 61131	Programmable controllers
ANSI C37.20.2	Metal-Clad and station-type cubicle switchgear
ANSI C37.04	Rating structure for A.C. high-voltage circuit breakers rated on a symmetrical current basis
ANSI C37.06	A.C high-voltage circuit breakers rated on a symmetrical current basis - Preferred ratings and related required capabilities
IEC 62271-102	High-voltage switchgear and controlgear - Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches
IEC 60044-1	Current transformers
IEC 61869-3	Instrument transformers - Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers
ANSI C57.13	Requirements for instrument transformers
IEC 60099-4	Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for a.c. systems
IEC 60255	Electrical relays
ANSI/IEEE C37.90	Relays and relay systems associated with electric power apparatus
ANSI C37.91	Guide for protective relay applications to power transformers

Tabla 9. Normas cable de alta tensión

IEC 62067	Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 150 kV ($U_m = 170$ kV) up to 500 kV ($U_m = 550$ kV) - Test methods and requirements
ANSI/ICEA S-108-720	Standard for Extruded Insulation Power Cables Rated Above 46 through 345 kV

Tabla 10. Normas subestaciones

IEEE C37.04	IEEE Standard rating structure for AC High-voltage circuit breakers
IEC 62271	High-voltage switchgear and controlgear
IEEE C37.35	IEEE Guide for the Application, Installation, Operation, and Maintenance of High-Voltage Air Disconnecting and Interrupter Switches
IEEE C37.34	IEEE Standard Test Code for High-Voltage Air Switches
IEC 60129	Alternating Current Disconnectors (isolators) and Earthing Switches
NEMA Pub. No. SG-6	Power Switching Equipment
IEC 60376	Specification of technical grade sulfur hexafluoride (SF6) for use in electrical equipment
IEC 60099	Surge arresters – Part 3, 4, 5
IEC-60273	Characteristic of indoor and outdoor post insulators for systems with nominal voltages greater than
IEC-60815	Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions
IEC-60672	Ceramic and glass insulating materials - Part 1: Definitions and classification
ANSI C76.1	Outdoor Apparatus Bushing
ASTM A 36	Standard Specification for Structural Steel
ASTM A 441	Standard Specification for High-Strength Low-Alloy Structural Manganese Vanadium Steel
ASTM A 394	Standard Specification for Galvanized Steel Transmission Tower Bolts
ASTM A 563	Standard Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts
ASTM B 415	Standard Specification Hard-Drawn Aluminum-clad Steel wire
ASTM B 416	Standard Specification for Concentric-Lay-Stranded Aluminum clad Steel conductors