ELABORACIÓN DE UN PLAN DE CONTINGENCIA PARA REDUCIR LAS HORAS DE FUERA DE SERVICIO ACORDE A LOS ESTÁNDARES DE LA REGIÓN ANTE EVENTOS CATASTRÓFICOS QUE PUEDAN SUFRIR LAS TORRES DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN) DEL PARAGUAY

VICENTE SANABRIA BARRETO

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD
Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2022

ELABORACIÓN DE UN PLAN DE CONTINGENCIA PARA REDUCIR LAS HORAS DE FUERA DE SERVICIO ACORDE A LOS ESTÁNDARES DE LA REGIÓN ANTE EVENTOS CATASTRÓFICOS QUE PUEDAN SUFRIR LAS TORRES DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN) DEL PARAGUAY

Elaborado por

VICENTE SANABRIA BARRETO

Tutor
Ing. Sebastián Espínola.

Trabajo presentado a la Facultad de Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, como requisito para la obtención del título de Ingeniero en Electricidad

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD
Coronel Oviedo - Paraguay
Año 2022

PÁGINA DE APROBACIÓN

Trabajo de fin de grado para la obtención del Título de Ingeniero Electricista aprobado en representación de la Facultad Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, por el Tribunal Examinador constituido por los siguientes profesores.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Dedicado a:

Esta tesis está dedicada a:

A mis padres Marcos y Virginia quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, gracias por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo y valentía, de no temer las adversidades porque Dios está conmigo siempre.

A mi hermana Gloria y a toda mi familia porque con sus oraciones, consejos y palabras de aliento hicieron de mí una mejor persona y de una u otra forma me acompañan en todos mis sueños y metas.

Vicente Sanabria Barreto

Agradecimientos:

Quiero expresar mi gratitud a Dios, quien con su bendición llena siempre mi vida y a toda mi familia por estar siempre presentes.

Mi profundo agradecimiento a todas las autoridades y personal que hacen a la Universidad Nacional de Caaguazú, por confiar en mí, abrirme las puertas y permitirme realizar todo el proceso investigativo dentro de su establecimiento educativo.

De igual manera mis agradecimientos a la Facultad de Ciencias y Tecnologías, a mis profesores en especial al Ing. Alfredo Moreno e Ing. Roberto Mercado quienes con la enseñanza de sus valiosos conocimientos hicieron que pueda crecer día a día como profesional, gracias a cada uno de ustedes por su paciencia, dedicación, apoyo incondicional y amistad.

Finalmente quiero expresar mi más grande y sincero agradecimiento al Profesor Ingeniero Sebastián Espínola, principal colaborador durante todo este proceso, quien con su dirección, conocimiento, enseñanza y colaboración permitió el desarrollo de este trabajo

ELABORACIÓN DE UN PLAN DE CONTINGENCIA PARA REDUCIR LAS HORAS DE FUERA DE SERVICIO ACORDE A LOS ESTÁNDARES DE LA REGIÓN ANTE EVENTOS CATASTRÓFICOS QUE PUEDAN SUFRIR LAS TORRES DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN) DEL PARAGUAY

VICENTE SANABRIA BARRETO

RESUMEN

En el tema de investigación sobre la elaboración de un plan de contingencia para reducir las horas de fuera de servicio acorde a los estándares de la región ante eventos catastróficos que puedan sufrir las torres de transmisión del sistema interconectado nacional (sin) del Paraguay se buscó alternativas de solución al problema. Los principales objetivos del trabajo se refieren a evaluar procedimientos utilizados por ANDE para la reposición de la energía, elaborar alternativas con miras a reducir la duración de fueras de servicio ante ocurrencia de eventos catastróficos, proponer las tecnologías que sean más factibles de acuerdo a las alternativas evaluadas y realizar la evaluación económica de la alternativa seleccionada. Entre los métodos utilizados de solución están el cambio de torres de suspensión por las de anclaje, apoyos pivotantes, sustitución de conductores ACSR por HTLS y la utilización de estructuras de emergencia. Como mejores resultados se obtuvo las alternativas de cambio de conductores y apoyo pivotante tanto técnica como económicamente. El corte de carga calculado para obtener la energía no suministrada fue con la ayuda de los valores de tablas proveídas e informadas en el Plan Maestro de Transmisión de la Ande para cada una de los pasillos de tormentas y la influencia posterior en cada línea de transmisión. La evaluación económica se

realizó por medio de las técnicas más utilizadas de la ingeniería económica las cuales son el valor actualizado neto y la tasa interna de retorno.

Palabras claves: Sistema Interconectado – Líneas de Transmisión – Eventos – Efectos Climáticos – Conductores Termo resistentes – Torres de Anclaje.

DEVELOPMENT OF A CONTINGENCY PLAN TO REDUCE THE HOURS OF OUT OF SERVICE ACCORDING TO THE STANDARDS OF THE REGION IN THE EVENT OF CATASTROPHIC EVENTS THAT THE TRANSMISSION TOWERS OF THE NATIONAL INTERCONNECTED SYSTEM (SIN) OF PARAGUAY MAY SUFFER

VICENTE SANABRIA BARRETO

ABSTRACT

In the research topic on the elaboration of a contingency plan to reduce the hours of out of service according to the standards of the region in the face of catastrophic events that the transmission towers of the national interconnected system (without) of Paraguay may suffer, alternatives were sought. of solution to the problem. The main objectives of the work refer to evaluating procedures used by ANDE for the replacement of energy, elaborating alternatives with a view to reducing the duration of out of service in the event of catastrophic events, proposing the technologies that are most feasible according to the alternatives evaluated and perform the economic evaluation of the selected alternative. Among the solution methods used are the change of suspension towers for anchoring ones, pivoting supports, substitution of ACSR conductors for HTLS and the use of emergency structures. As the best results, the alternatives of changing drivers and pivoting support were obtained both technically and economically. The load cut calculated to obtain the energy not supplied was with the help of the values of tables provided and reported in the Ande Transmission Master Plan for each of the storm corridors and the subsequent influence on each transmission line. The economic evaluation was carried out through the most used techniques of economic engineering, which are the net updated value and the internal rate of return.

Key Words: Interconnected System – Transmission Lines – Events – Climatic Effects – Heat Resistant Conductors – Anchor Towers.

CONTENIDO

PÁGINA DE APROBACIÓN ____ *i*

Dedicado a: ____ *ii*

Agradecimientos: ____ *iii*

CONTENIDO ____ *vii*

LISTA DE FIGURAS ____ *xii*

LISTA DE ECUACIONES. ____ *xiii*

LISTA DE TABLAS. ____ *xiv*

LISTA DE ABREVIATURAS. ____ *xvi*

I. INTRODUCCIÓN ____ *1*

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA ____ *3*

CAPÍTULO 1 ____ *3*

1.1. DEFINICION DE TERMINOS BASICOS. ____ **3**

1.1.1. Torres de alta tensión ____ 4

1.1.1.1. Definición ____ 4

1.1.1.2. Función ____ 4

1.1.1.3. Apoyos ____ 4

1.1.1.3.1. Suspensión. ____ 4

1.1.1.3.2. Deflexión. ____ 5

1.1.1.3.3. Remate. ____ 6

1.1.1.3.4. Transposición ____ 6

CAPÍTULO 2. ____ *7*

2.1. Desastres Naturales. 7

2.1.1. Amenazas. 7

2.1.2. Riesgo, amenaza, Vulnerabilidad 7

2.1.3. Evaluación del riesgo. 8

2.2. Evaluación de Amenazas. 9

2.2.1. Sistemas de Información Geográfica. 9

2.2.1.1. Mapas isoceraunicos 9

2.2.1.1.1. Nivel Isoceraúnico (Td) de un Lugar; Días/Año. 9

2.3. Normas Técnicas 10

2.3.1. Velocidad del viento 10

CAPÍTULO 3. 12

3.1. Evaluación Económica. 12

3.1.1. Costos. 12

3.1.2. Valor Actualizado Neto 12

3.1.3. Tasa Interna de Retorno 13

3.1.3.1. DEFINICIÓN I 13

3.1.3.2. DEFINICIÓN 2 13

3.1.3.3. DEFINICIÓN 3 14

III. RESUMEN EJECUTIVO. 15

CAPITULO 4. 15

4.1. Descripción del Trabajo. 15

4.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas. 16

4.1.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas. 16

4.2. Justificación 17

4.3. Finalidad del proyecto 17

4.4. Metas 17

4.5. Objetivos 18

4.5.1. Objetivos generales 18
4.5.2. Objetivos específicos 18
4.6. Beneficiarios 18
4.7. Producto 19
4.8. Localización física y cobertura espacial 19
4.9. Especificaciones de actividades y tareas realizadas 20
4.10. Recursos necesarios 22
4.10.1. Recursos humanos 22
4.10.2. Recursos materiales 22
4.11. Factibilidad técnica 22
4.12. Factibilidad económica 23
4.12.1. Beneficios 23
4.12.1.1. Reducción de los fuera de servicio 23
4.12.1.2. Elección de la mejor alternativa 23
4.12.2. Costos 23
4.12.2.1. Costos de Refuerzos de estructuras 23
4.12.2.2. Costos de cambio de conductores 23
4.12.2.3. Costos Aisladores pivotantes 24
4.12.3. Evaluación económica 24
4.12.3.1. Determinación del flujo de caja proyectada 24
4.12.3.2. Determinación de la tasa interna de rendimiento (TIR) 25
4.12.3.3. Determinación del valor presente neto (VPN) 26
4.12.3.4. Análisis de Sensibilidad 26
IV. INGENIERÍA DE DISEÑO 29
CAPÍTULO 5 29
5.1. DESASTRES NATURALES EN EL PARAGUAY. 29
5.1.1. Clima. 29
5.1.2. Construcción de los Mapas de Riesgos 30

5.1.3. Construcción de Mapas de Amenazas. 31

5.2. CLASIFICACIÓN DE FENÓMENOS Y SELECCIÓN DE VARIABLES. 32

5.2.1. Comprende una serie de criterios mínimos: 32

5.2.2. DENSIDAD DE DESCARGAS O TORMENTAS 33

5.2.2.1. Medición de Tormentas 33

5.2.2.2. Escala Beaufort de Intensidad del viento 34

5.2.2.3. Satélite de Nasa 36

5.2.2.3.1. Relación entre Pasillos de Tormentas y LTs 38

5.2.2.4. Velocidades del viento en Paraguay 41

5.2.3. Índices de Confiabilidad de LTs 42

5.2.3.1. Confiabilidad de transmisión 42

5.3. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN 44

5.3.1. Sustitución de Torres 44

5.3.2. Cambio de conductor 44

5.3.3. Otras Alternativas de Solución 46

5.3.3.1. Apoyo Pivotante 46

5.3.3.2. Estructuras de Emergencias 48

5.3.3.3. LAS VENTAJAS DE LAS TORRES DEL SISTEMA DE RESTAURACION DE EMERGENCIA. 49

5.3.4. ESTIMACIÓN DE CORTES DE CARGA 50

5.3.4.1. PY C5: Pasillo de Tormenta Numero 5 52

5.3.4.2. PY C4: Pasillo de Tormenta Numero 4 56

5.3.4.3. PY C3: Pasillo de Tormenta Numero 3 57

5.3.4.4. PY C2: Pasillo de Tormenta Numero 2 59

5.3.4.5. PY C1: Pasillo de Tormenta Numero 1 59

5.4. CALCULO DE AHORRO POR ENERGÍA NO SUMINISTRADA 60

5.5. ANALISIS ECONOMICO 62

5.5.1. Inversiones 62

5.5.1.1. Costos de Sustitución de estructuras 62

5.5.1.2. Costos de cambio de conductor 63

5.5.1.3. Costos de otras Alternativas 63

5.5.1.3.1. Costos Aisladores pivotantes 63

5.5.1.3.2. Costos de Torres de Emergencia 63
5.5.2. Flujo de caja 64
5.5.3. Valor Actualizado Neto 65
5.5.4. Tasa Interna de Retorno 66
5.5.5. Análisis de Sensibilidad 67

V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN 72

VI. CONCLUSIONES 73

VII. RECOMENDACIONES 74

VIII. APÉNDICE 75

Apéndice A: Resumen ejecutivo. 75

Apéndice A.1: Corte de carga 75

Apéndice A.3: Reducción de PENF 83

Apéndice B: Ingeniería de diseño 86

Apéndice B.1: Pasillos de Tormentas. 86

Apéndice B.2: Relación con las Líneas de Transmisión 88

Apéndice C: Evaluación económica 89

Apéndice C.1: Determinación del Valor Actualizado Neto, la Tasa Interna de Retorno y el Análisis de Sensibilidad 89

Bibliografía 94

LISTA DE FIGURAS.

CAPITULO 1.

FIGURA 1. TORRE DE TRANSMISIÓN DE SUSPENSIÓN. 5
FIGURA 2.. TORRE DE TRANSMISIÓN DEFLEXIÓN. 5
FIGURA 3. TORRE DE TRANSMISIÓN DE REMATE. 6
FIGURA 4. TORRE DE TRANSMISIÓN DE TRANSPOSICIÓN. 6

CAPITULO 2.

FIGURA 5. COMPONENTES DE UN RIESGO. 8
FIGURA 6. EVALUACIÓN DE UN RIESGO. 8
FIGURA 7. DISTRIBUCIÓN DE RAYOS EN AMÉRICA DEL SUR. 10

CAPITULO 4.

FIGURA 8. PASILLOS DE TORMENTAS. 20

CAPITULO 5.

FIGURA 9. FUENTE: ATLAS DE RIESGOS DE DESASTRES DE LA REPÚBLICA DEL PARAGUAY. 30
FIGURA 10. FUENTE: ATLAS DE RIESGOS DE DESASTRES DE LA REPÚBLICA DEL PARAGUAY. 31
FIGURA 11. FUENTE: ATLAS DE RIESGOS DE DESASTRES DE LA REPÚBLICA DEL PARAGUAY. 33
FIGURA 12. IMAGEN DEL SATÉLITE GOES. 37
FIGURA 13. FUENTE: ANÁLISIS CLIMATOLÓGICO DE LA ZONA DE COLAPSO DE DOS ESTRUCTURAS DE 500 KV 38
FIGURA 14. PASILLOS DE TORMENTAS. 39
FIGURA 15. ANÁLISIS CLIMATOLÓGICO DE LA ZONA DE COLAPSO DE DOS ESTRUCTURAS DE 500 KV 40
FIGURA 16. DATOS OBTENIDOS DE LA PÁGINA WEB. 42
FIGURA 17. CONDUCTORES HTLS 45
FIGURA 18. CONDUCTOR HTLS CON GAP. 46
FIGURA 19. APOYO PIVOTANTE. 48
FIGURA 20. REFUERZO DE ESTRUCTURAS. 50
FIGURA 21. CONFIGURACIÓN DEL SIN PARA EL AÑO 2022. 51

Apéndice.

FIGURA 22. PASILLOS DE TORMENTAS..... 86

LISTA DE ECUACIONES.

CAPITULO 3.

ECUACIÓN 1. VALOR ACTUALIZADO NETO 13
ECUACIÓN 2. TASA INTERNA DE RETORNO..... 13
ECUACIÓN 3 TASA DE DESCUENTO 14
ECUACIÓN 4 TIR. 14

CAPITULO 5.

ECUACIÓN 5. DISPONIBILIDAD PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN..... 43
ECUACIÓN 6. TASA DE FALLAS PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 43

LISTA DE TABLAS.

CAPITULO 4.

TABLA 1. FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 2. 25
TABLA 2. TASA INTERNA DE RETORNO ALTERNATIVA 2. 25
TABLA 3. VALOR ACTUALIZADO NETO ALTERNATIVA 2. 26
TABLA 4. VAN ALTERNATIVA 2 CON SOBRECOSTO. 27
TABLA 5. TIR ALTERNATIVA 2 CON SOBRECOSTO. 27
TABLA 6. VAN ALTERNATIVA 2 CON MENOR CORRENCIA DE FALLAS. 28
TABLA 7. TIR ALTERNATIVA 2 CON MENOR CORRENCIA DE FALLAS. 28

CAPITULO 5.

TABLA 8. FUENTE: APUNTE_METEO_II. 36
TABLA 9. . CORTE DE CARGA POR INDISPONIBILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 500 KV. 52
TABLA 10. CARGA PREVISTA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ESTE. 53
TABLA 11. DEMANDA DE LA LT VALLEMÍ – LOMA PLATA. 54
TABLA 12. DEMANDA DE VMI 1 Y VMI 2. 55
TABLA 13. CARGA DE LA SUBESTACIÓN NARANJAL 56
TABLA 14. CARGA DE SUBESTACIÓN MARISCAL ESTIGARRIBIA. 56
TABLA 15. CARGA SUBESTACIÓN CAAZAPÁ. 57
TABLA 16. CARGA SUBESTACIONES DEL METROPOLITANO. 58
TABLA 17. CARGA SUBESTACIÓN PILAR. 59
TABLA 18. FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 1. 64
TABLA 19. FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 2. 65
TABLA 20. VALOR ACTUALIZADO NETO ALTERNATIVA 1. 66
TABLA 21. VALOR ACTUALIZADO NETO ALTERNATIVA 2. 66
TABLA 22. TASA INTERNA DE RETORNO ALTERNATIVA 1. 67
TABLA 23. TASA INTERNA DE RETORNO ALTERNATIVA 2. 67
TABLA 24. VAN ALTERNATIVA 1 CON SOBRECOSTO. 68
TABLA 25. TIR ALTERNATIVA 1 CON SOBRECOSTO. 68
TABLA 26. VAN ALTERNATIVA 2 CON SOBRECOSTO. 69

TABLA 27. TIR ALTERNATIVA 2 CON SOBRECOSTO. 69
TABLA 28. VAN ALTERNATIVA 1 CON MENOR CORRENCIA DE FALLAS..... 70
TABLA 29.TIR ALTERNATIVA 1 CON MENOR CORRENCIA DE FALLAS 70
TABLA 30. VAN ALTERNATIVA 2 CON MENOR CORRENCIA DE FALLAS..... 71
TABLA 31. TIR ALTERNATIVA 2 CON MENOR CORRENCIA DE FALLAS..... 71

APENDICE

TABLA 32. CORTE DE CARGA POR INDISPONIBILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 500 KV..... 75
TABLA 33. CARGA PREVISTA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ESTE. 76
TABLA 34. DEMANDA DE LA LT VALLEMÍ – LOMA PLATA..... 77
TABLA 35. DEMANDA DE VMI 1 Y VMI 2. 78
TABLA 36. CARGA DE LA SUBESTACIÓN NARANJAL 79
TABLA 37. CARGA DE SUBESTACIÓN MARISCAL ESTIGARRIBIA. 79
TABLA 38. CARGA SUBESTACIÓN CAAZAPÁ. 80
TABLA 39.CARGA SUBESTACIONES DEL METROPOLITANO. 81
TABLA 40. CARGA SUBESTACIÓN PILAR. 83
TABLA 41. . FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 2. 89
TABLA 42. VALOR ACTUALIZADO NETO ALTERNATIVA 2. 90
TABLA 43. TASA INTERNA DE RETORNO ALTERNATIVA 2. 91
TABLA 44. VAN ALTERNATIVA 2 CON SOBRECOSTO. 92
TABLA 45. TIR ALTERNATIVA 2 CON SOBRECOSTO. 92
TABLA 46. VAN ALTERNATIVA 2 CON MENOR CORRENCIA DE FALLAS..... 93
TABLA 47. TIR ALTERNATIVA 2 CON MENOR CORRENCIA DE FALLAS..... 93

LISTA DE ABREVIATURAS.

ANDE: Administración Nacional de Electricidad.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

TC: Transformador de Corriente.

TP: Transformador de Potencial.

SF6: Hexafluoruro de azufre.

KA: Kilo Amperios.

KV: Kilo Voltios.

MVA: Mega voltamperio.

MW: Megavatios.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

EAV: Extra Alto Voltaje.

Hz: Hertz.

I. INTRODUCCIÓN

La transmisión de energía eléctrica se hace por medio de torres que son construidas de acuerdo al nivel de tensión que transmitirá. Estas torres suelen tener inconvenientes en situaciones como, tormentas, accidentes y atentados, que en ocasiones lleva a la caída de la misma. Ante estas situaciones, la ANDE no estaría contando con un plan de contingencia para la reposición rápida de la energía generado así muchas pérdidas y baja confiabilidad del sistema.

Con este proyecto de fin de grado se elabora un plan de contingencia para la reducción de la cantidad de horas de fuera de servicio acorde a los estándares de la región ante caídas de torres de transmisión. Con la aplicación de un plan de contingencia y utilización de tecnología apropiada se logra garantizar la continuidad de operación de todos los elementos que formen parte del sistema eléctrico, para una mayor efectividad y rápido restablecimiento del servicio eléctrico. Con ello se podrá disminuir al máximo las horas de fuera de servicio y brindar mayor confiabilidad al sistema.

Entre las delimitaciones más importantes del trabajo de investigación se puede nombrar a la estimación de corte de carga con la ayuda del Plan Maestro de Transmisión. También se consideró una evaluación del tema para un periodo de 10 años de estudio.

El desarrollo del presente trabajo se llevará a cabo en varios capítulos, empezando en el capítulo 1 con definición de términos básicos y generalidades. En el capítulo 2 se describen los equipos de protección y potencia que se encuentran en las estaciones y subestaciones. Los conceptos básicos de la demanda y confiabilidad del sistema eléctrico de potencia se desarrollan en el capítulo 3. Posteriormente en el capítulo 4 son estudiados las partes fundamentales de una línea de transmisión. Por otro lado, los elementos para el mantenimiento y de protección personal son presentados en el capítulo 5.

A continuación, se describe los desastres naturales, evaluación de amenazas y normas técnicas que corresponden al capítulo 6. La evaluación económica es desarrollada en el capítulo 7. Seguidamente en el capítulo 8 se elabora el resumen ejecutivo del proyecto de fin de grado. Por último, en el capítulo 9 se desarrolla la ingeniería de diseño.

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS GENERALES.

1.1. DEFINICION DE TERMINOS BASICOS.

- **Estación:** es una instalación destinada a establecer los niveles de tensión adecuados para la transmisión y distribución de la energía eléctrica.
- **Transmisión:** parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias, la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas.
- **Contingencia:** son evaluaciones que se realizan por medio del análisis, en donde se estudian los efectos sobre el sistema y la respuesta de éste ante tales eventos, así como los problemas que conllevan, cuando un elemento de la red eléctrica es retirado o sale de servicio de manera imprevista.
- **Conductor:** es un material que ofrece poca resistencia al paso de la corriente eléctrica, generalmente son aleaciones o compuesto con electrones libres que permiten el movimiento de cargas.
- **Tensión:** es la diferencia de potencial (también denominado voltaje) es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrica entre dos puntos.
- **Evento:** cambio en el estado normal de funcionamiento de los equipos de una estación o línea de transmisión.

CAPÍTULO 2.

1.1.1. Torres de alta tensión

1.1.1.1. Definición

Las torres son sistemas estructurales que se idealizan como un conjunto barras o elementos finitos de sección constante y material elástico homogéneo e isotrópico, nodos y apoyos o fronteras o sea las barras están conectadas por nodos y se apoyan en diferentes tipos de fronteras [1].

1.1.1.2. Función

Estas torres cumplen la función de sostener los cables conductores de energía, así como el hilo de guarda que nos sirve para resguardar los conductores contra descargas atmosféricas y en la actualidad también nos sirve para la transmisión de voz y datos por medio de fibra óptica.

1.1.1.3. Apoyos

Se emplean estos elementos para fijar la altura necesaria a la que han de estar dispuestos los conductores. Deben estar separados adecuadamente entre sí.

Están constituidos generalmente por vigas de acero unidas por medio de soldadura y tornillos, formando celosías que definen estructuras fuertes y resistentes, conocidas como torres de alta tensión [1].

Los apoyos, según la función que cumplen se clasifican de la manera siguiente:

1.1.1.3.1. Suspensión.

Este tipo de torre soporta el peso de los cables, cadenas de aisladores y herrajes, además del viento transversal, siendo las tensiones longitudinales iguales a cero, siempre se localizarán tangentes

Figura 1. Torre de Transmisión de Suspensión.

1.1.1.3.2. Deflexión.

Se colocan en los puntos de inflexión a lo largo de la trayectoria.

Figura 2.. Torre de Transmisión Deflexión.

1.1.1.3.3. Remate.

Se colocan al inicio y al final de la línea de transmisión, además en tangentes largas mayores a 5 Km como rompe tramos de acuerdo a la especificación técnica.

Figura 3. Torre de Transmisión de Remate.

1.1.1.3.4. Transposición

Se utilizan en líneas largas, mayores de 100 km y su función es cambiar de posición los conductores para compensar el efecto capacitivo en la línea.

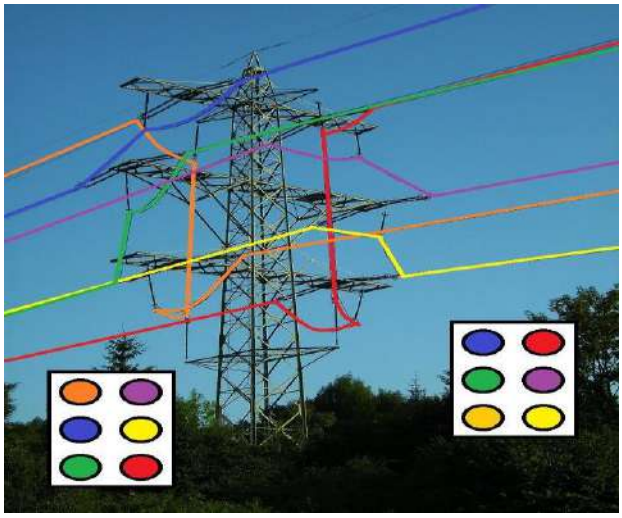

Figura 4. Torre de Transmisión de Transposición.

CAPÍTULO 2.

2.1. Desastres Naturales.

2.1.1. Amenazas.

Es una manifestación que puede ser producido de forma natural o provocado por el ser humano que puede generar riesgo a un grupo de personas, sus viviendas, sus bienes y su ambiente, cuando estas personas no han tomado precauciones. Se encuentran diferentes tipos de amenazas. De los cuales pueden ser naturales, otras son provocadas por el ser humano, como las llamadas industriales o tecnológicas (explosiones, incendios y derrames de sustancias tóxicas), así como las guerras y el terrorismo.

Hablando de las amenazas naturales, podemos mencionar algunos:

- **Huracanes:** Son originarios del mar que giran en grandes círculos a modo de torbellino y que vienen acompañados de lluvias, también se les denomina ciclones tropicales.
- **Tornados:** De gran violencia y en rotación son ráfagas de viento que giran sobre la tierra.
- **Terremotos, sismos:** En la corteza terrestre, fuertes movimientos que empiezan desde el interior de la Tierra y que pueden ocasionar muchos daños.
- **Deslizamientos:** Movimiento rápido o lento cuesta debajo de tierra, piedras y vegetación. Se presentan sobre todo en la época lluviosa o durante una actividad sísmica. [2]

2.1.2. Riesgo, amenaza, Vulnerabilidad

Entiéndase riesgo como la posibilidad de actos perjudiciales o pérdidas aguardadas como resultado de una amenaza sobre una zona propensa a la misma durante un determinado periodo de tiempo (Schneiderbauer y Ehrlich, 2004). Por lo tanto, el riesgo (R) es función de la posibilidad de ocurrencia de esa amenaza, de la exposición de los elementos objeto de estudio y de la

vulnerabilidad de los mismos. La figura siguiente muestra este marco conceptual para el cálculo del riesgo. [3]

Figura 5. Componentes de un riesgo.

2.1.3. Evaluación del riesgo.

La metodología, el marco conceptual y los resultados técnico-científicos de un modelo prospectivo para la evaluación del riesgo, su modelo de construcción se presenta a continuación, que será aplicado como insumo técnico en la elaboración del Índice de Riesgo. [4]

Figura 6. Evaluación de un riesgo.

2.2. Evaluación de Amenazas.

2.2.1. Sistemas de Información Geográfica.

Un **Sistema de Información Geográfica** (**SIG** o **GIS**, en su acrónimo inglés [Geographic Information System]) es una integración organizada de *hardware, software* y *datos geográficos* creada para analizar, desplegar, almacenar, manipular y capturar, en todas sus formas la información relacionada geográficamente con el fin de solucionar problemas complejos de proyección y de gestión.

2.2.1.1. Mapas isoceraunicos

2.2.1.1.1. Nivel Isoceraúnico (Td) de un Lugar; Días/Año.

Se le define como el número de Días/Año de un lugar, en los que se escucha el trueno, percepción con un alcance máximo de 15 a 20 km; a falta de datos automáticos, da una noción útil pero imprecisa de la exposición al Rayo (muy cambiante) para diseñar la protección de instalaciones eléctricas, edificaciones y áreas.

Los valores de los registros acumulados (Ni) o valores del visionado satelital directo (Ng), tienen gran resolución, pero muestran “una imagen del momento” el consolidado exige procesar varios ciclos estacionales.

Idénticamente el Nivel Isoceraúnico (Td), siendo el máximo cíclico estacional de un sitio, requiere de ajustes y en ciertos casos necesita ser precisado interpretando el (Ng) por el número de horas de Tormenta/Año (Th).

Para obtener una mejor resolución del día Isoceraúnico definido (Td) en la difícil geografía del territorio, es aquel en el que se percibe u observa cualesquiera, o dos o más de los siguientes indicadores; se escucha el trueno, o se ven destellos, u ocurre lluvia, o hay nubosidad nimbus o hay turbulencia atmosférica.

Los puntos de registro parecidos de distintos lugares, se enlazan formando líneas promedio geográfico

Se reproducen lateralmente las líneas promedio bordeando otros puntos de distinto valor de registro y cota, incluyendo la orografía, geología, cuencas hidrográficas, climas-microclimas, corrientes marinas.

Debido a los cambios climáticos que desde los años 80 hacen variar las desviaciones típicas locales, con la ubicación GPS de un sitio y contando con la información base e integrada a los registros satelitales OTD, se pueden focalizar con mayor resolución los (Td) para la zona de un proyecto, con un horizonte de 15 años. [5]

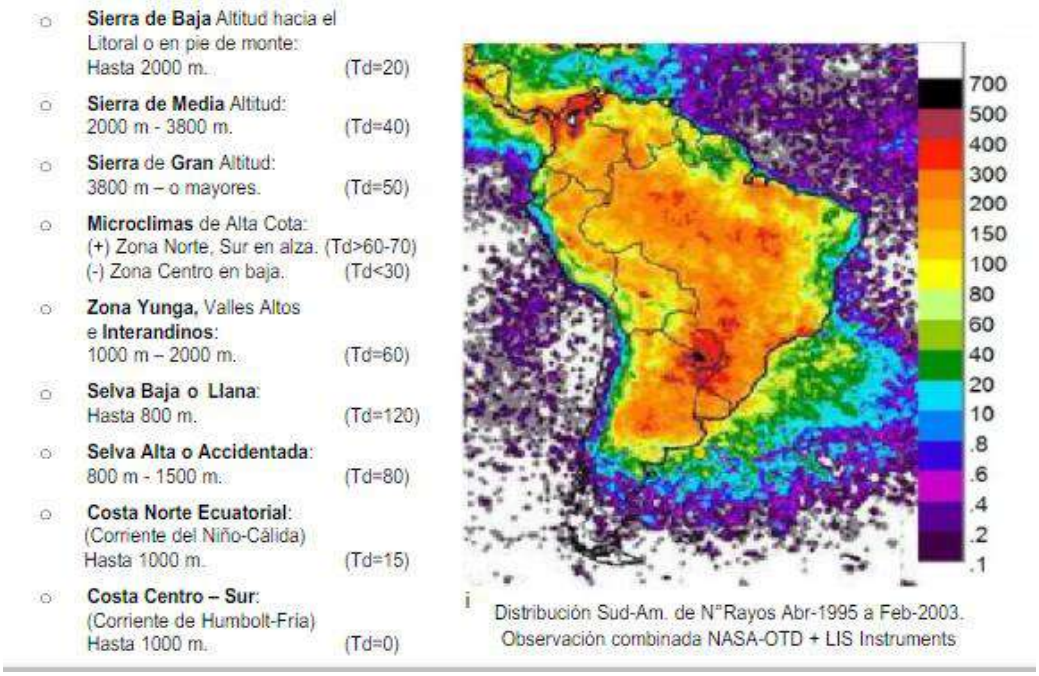

Figura 7. Distribución de Rayos en América del Sur.

2.3. Normas Técnicas

2.3.1. Velocidad del viento

Viento es un fenómeno aleatorio, la solicitación se define mediante análisis estadístico.

Análisis estadísticos tienen asociado implícitamente, entre otros, registro de datos y probabilidad de excedencia.

La información de viento que se registra es velocidad del mismo. Esto depende de las características propias de la región/país donde se mide y de la manera de medirse.

Los registros de velocidad de viento se miden a 10 metros sobre el nivel del suelo o se corrigen para asimilarlos a dicha altura. Este viento se define como Viento Base.

CAPÍTULO 3.

3.1. Evaluación Económica.

3.1.1. Costos.

La palabra “estimación de costos” a menudo se emplea para describir el desarrollo mediante el cual se pronostican las consecuencias presentes y futuras de los diseños de ingeniería. Para el análisis económico la dificultad inicial en las estimaciones consiste en que la mayor parte de los proyectos prospectivos son relativamente únicos, es decir, no se han efectuado previamente esfuerzos de diseño similares para satisfacer los mismos requerimientos y restricciones. Entonces, para estimar los costos y beneficios en forma directa no existen antecedentes anteriores exactos que pudieran usarse, sin una modificación sustancial. Sin embargo, es probable desarrollar datos con base en ciertos resultados de diseños pasados que se relacionan con los resultados que se están estimando, y ajustar los datos de acuerdo con los requerimientos del diseño y las condiciones que se esperan en el futuro [6]

3.1.2. Valor Actualizado Neto

Esto significa traer del futuro al presente cantidades monetarias a su valor equivalente. En términos formales de evaluación económica, cuando se trasladan cantidades del presente al futuro se dice que se utiliza una tasa de interés, pero cuando se trasladan cantidades del futuro al presente, como en el cálculo del VPN, se dice que se utiliza una tasa de descuento; por ello, a los flujos de efectivo ya trasladados al presente se les llama flujos descontados.

Corresponde a la TMAR los flujos que se descuentan a una tasa, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$VPN = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \ldots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n}$$

Ecuación 1. Valor Actualizado Neto

Donde:

FNE = flujo neto de efectivo del año n, que corresponde a la ganancia neta después de impuestos en el año n.

p = inversión inicial en el año cero.

i = tasa de referencia que corresponde a la TMAR.

3.1.3. Tasa Interna de Retorno

Se puede expresar como una tasa de rendimiento la ganancia anual que tiene cada inversionista también llamada tasa interna de rendimiento. En la gráfica anterior se observa que, dado que la tasa de interés, que en este caso es la TMAR, es fijada por el inversionista, conforme ésta aumenta el VPN se vuelve más pequeño, hasta que en determinado valor se convierte en cero, y es precisamente en ese punto donde se encuentra la TIR.

3.1.3.1. DEFINICIÓN I

TIR es la tasa de descuento que hace el VPN = 0.

$$VPN = 0 = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE}{(1+i)^2} + \frac{FNE}{(1+i)^3} + \frac{FNE}{(1+i)^4} + \frac{FNE}{(1+i)^5}$$

Ecuación 2. Tasa Interna de Retorno

3.1.3.2. DEFINICIÓN 2

TIR es la tasa de descuento que hace que la suma de los flujos descontados sea igual a la inversión inicial.

$$P = \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE}{(1+i)^2} + \frac{FNE}{(1+i)^3} + \frac{FNE}{(1+i)^4} + \frac{FNE}{(1+i)^5}$$

Ecuación 3 tasa de descuento

3.1.3.3. DEFINICIÓN 3

La TIR es la tasa de interés que iguala el valor futuro de la inversión con la suma de los valores futuros equivalente de las ganancias, comparando el dinero al final del periodo de análisis. [7]

$$P(1+i)^5 = FNE_1(1+i)^4 + FNE_2(1+i)^3 + FNE_3(1+i)^2 + FNE_4(1+i)^1 + FNE_5$$

Ecuación 4 TIR.

III. RESUMEN EJECUTIVO.

CAPITULO 4.

4.1. Descripción del Trabajo.

El proyecto final de grado se enfoca en la elaboración de un plan de contingencia para reducir las horas de fuera de servicio acorde a los estándares de la región ante eventos catastróficos que puedan sufrir las torres de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) del Paraguay, en el proceso de investigación fue realizado entrevistas a expertos en el tema, los cuales trabajan en la Administración Nacional de Electricidad y son referentes en las áreas de Proyectos de líneas de alta tensión, también profesionales del área de mantenimientos y supervisión de obras de líneas de transmisión. Con estas entrevistas se logró realizar y proponer las distintas alternativas de solución para minimizar los eventos catastróficos sobre las líneas de transmisión.

El proyecto de un plan de contingencia para eventos en líneas de transmisión fue realizado considerando distintas alternativas como la sustitución de torres de suspensión por torres de anclaje, también la implementación de apoyos pivotantes, así como también la sustitución de los conductores actuales ACSR por conductores del tipo HTLS y como última alternativa la utilización de torres de emergencia para minimizar los tiempos de fuera de servicio de las líneas de transmisión afectadas.

Las distintas alternativas de solución estuvieron relacionadas con los distintos pasillos de tormentas identificados en trabajos de investigación realizados en nuestro país donde el más crítico es el que corresponde o afecta a la línea de transmisión en 500 kV por ser la que tuvo el corte en el suministro de energía eléctrica con la mayor demanda en carga no suministrada, también este pasillo afecta a varias líneas de transmisión en 220 kV.

Luego del análisis técnico se realizó la evaluación del análisis económico por las metodologías del valor actualizado neto y de la tasa interna de retorno.

4.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas.

En la obtención de información en el desarrollo bibliográfico y del proyecto fueron consideradas los métodos y técnicas que a continuación se describen:

4.1.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas.

Recopilación bibliográfica:

La técnica de recolección de información, consiste en detectar, obtener y consultar bibliografía y otros materiales que parten de otros conocimientos y/o informaciones recogidas moderadamente de cualquier realidad, de modo que puedan ser útiles para los propósitos del estudio. Esta modalidad de recolección de información parte de las fuentes secundarias de datos; es decir, aquella obtenida indirectamente a través de documentos que son testimonios de hechos pasados o históricos.

Entrevistas a expertos:

La entrevista es una técnica de recopilación de información donde el investigador interroga a los investigados los datos que desea obtener. Se trata de conseguir información, de manera sistemática y ordenada, sobre las variables consideradas en una investigación. La entrevista permite obtener información de un grupo socialmente significativo de personas relacionadas con el problema de estudio.

Observación:

La observación consiste en la indagación sistemática, dirigida a estudiar los aspectos más significativos de los objetos, hechos, situaciones sociales o personas en el contexto donde se desarrollan normalmente; permitiendo la comprensión de la verdadera realidad del fenómeno. La observación se

fundamenta en buscar el realismo y la interpretación del medio y que se debe planear cuidadosamente.

4.2. Justificación

Con los cambios climáticos que se presentan dentro del país, son más recurrentes los problemas que suelen enfrentar las líneas de transmisión por fenómenos climatológicos. De ahí la importancia de contar con un plan de contingencia y tecnología apropiadas que ayuden ante estas situaciones, con el fin de garantizar la continuidad de operación de todos los elementos que formen parte del sistema eléctrico. Definiendo acciones para desarrollar los procedimientos a ejecutar, teniendo más seguridad y efectividad en las intervenciones, planeando previamente las acciones a ser realizadas para una mayor efectividad se puede llegar a un sistema eficaz de restablecimiento y preservación del servicio. Con ello se podrá disminuir al máximo las horas de fuera de servicio y brindar mayor confiabilidad al sistema. Esto se logrará desarrollando los procedimientos para que los responsables de esta actividad utilicen los recursos humanos y tecnológicos en forma ordenada y adecuada reduciendo al mínimo los efectos adversos.

4.3. Finalidad del proyecto

Con la elaboración del proyecto de grado se pretende:

- Mejorar la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional.
- Reducir los fuera de servicio de las líneas de transmisión ocasionados por eventos climatológicos.
- Elaborar un plan de contingencia y las alternativas de solución.
- Evaluar la factibilidad económica de las alternativas propuestas.

4.4. Metas

Mejorar el suministro de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional.

Realizar un análisis económico factible con la reducción de las horas de fuera de servicio de las líneas de transmisión.

4.5. Objetivos

4.5.1. Objetivos generales

Elaborar un plan de contingencia para reducir las horas de fuera de servicio acorde a los estándares de la región ante eventos catastróficos que puedan sufrir las torres de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) del Paraguay.

4.5.2. Objetivos específicos

Relevar y evaluar información sobre procedimientos y tecnología utilizados por la ANDE actualmente para la reposición de la energía ante la ocurrencia de eventos catastróficos.

Elaborar alternativas para mejoras del procedimiento, equipos y tecnología a utilizar con miras a reducir duración de fueras de servicio ante ocurrencia de eventos catastróficos.

Diseñar un plan de contingencia y proponer las tecnologías que sean más factibles de acuerdo a las alternativas evaluadas.

Realizar la evaluación económica de la alternativa seleccionada.

4.6. Beneficiarios

Los principales beneficiarios con este proyecto serían los usuarios que contarán con menos horas de fuera de servicio ante ocurrencia de eventos climatológicos extremos. También será beneficiada la ANDE considerando la disminución de pérdidas económicas en concepto de horas no facturadas que genera eventos de esta envergadura.

4.7. Producto

El principal producto es la minimización de las horas de fuera de servicio de las líneas de transmisión ante eventos climáticos extremos especialmente por efecto de los vientos producidos.

4.8. Localización física y cobertura espacial

Las líneas de transmisión del sistema interconectado nacional analizadas están relacionadas con los distintos pasillos de tormentas que fueron identificadas en el territorio paraguayo, donde el pasillo de tormenta C5 es el más crítico de todos por afectar a varias líneas de transmisión tanto en 500 kV como en 220 kV y fue tomado como referencia para la evaluación económico.

En la siguiente figura se muestran los distintos pasillos de tormentas y la afectación a las líneas de transmisión del sistema eléctrico nacional y las zonas o extremos finales de línea que serían afectadas por los fuera de servicio del tramo correspondiente.

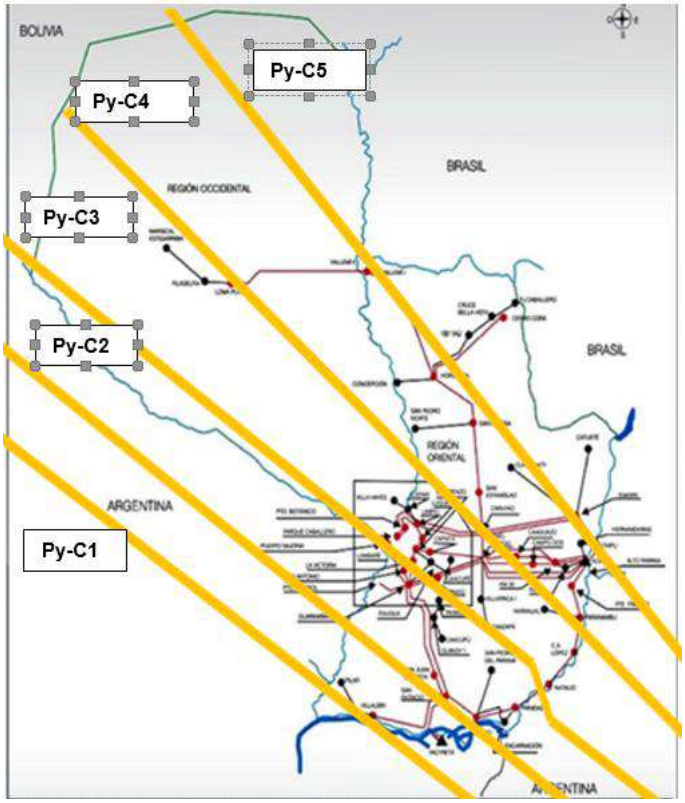

Figura 8. Pasillos de tormentas.

Los pasillos de tormentas mostrado en la figura anterior es el promedio mayor de su formación longitudinal y su ubicación durante los 25 años de monitoreo, donde el pasillo con mayor afectación es el Pasillos de Tormenta Py-C5, el cual alcanza el norte del departamento de Alto Paraná, cruza por los departamentos de Canindeyú, San Pedro, Concepción y parte de Alto Paraguay.

4.9. Especificaciones de actividades y tareas realizadas

El trabajo de investigación comenzó con una recopilación bibliográfica sobre las líneas de transmisión y los eventos climáticos que más afectan a las líneas de alta tensión, donde la opinión de los expertos en el tema ayudo a enfocar el tema hacia las cuestiones más importantes.

En el análisis de un plan de contingencia se empezó a estudiar a los desastres más ocurridos en el Paraguay y las consideraciones a tener en cuenta como por ejemplo la realización de un mapa de riesgos y la identificación de las variables más importantes que hacen critico a los eventos ocurridos.

En el estudio del mapa de riesgos se realizó el análisis de documentos y artículos sobre eventos ocurridos sobre las líneas de transmisión, donde se encontró que existían pasillos de tormentas que afectaban a todo el territorio nacional. El riesgo más importante hallado fue por las velocidades del viento que finalmente hacían caer a las torres de las líneas de transmisión.

Luego se evaluó cada uno de esos pasillos de tormentas y cuáles serían las líneas de transmisión afectadas, así como el corte de carga estimado y los días de fuera de servicio.

Posteriormente, se plantearon soluciones para minimizar los efectos del viento en las líneas de transmisión como la sustitución de torres de suspensión por torres de anclaje, la implementación de apoyos pivotantes, la sustitución de conductores.

En cuanto al análisis económico se evaluaron dos alternativas aconsejadas por los profesionales expertos en el tema, es decir, la sustitución de torres y la de conductores. Primeramente, se estimaron los costos de cada alternativa y el ahorro por venta de energía evitando los cortes en el suministro.

Finalmente, se realizó el flujo de caja y la evaluación por los métodos del valor actualizado neto y de la tasa interna de retorno. También se realizó un análisis de sensibilidad con las variables que podrían modificar la implementación de la solución.

4.10. Recursos necesarios

4.10.1. Recursos humanos

El trabajo de investigación fue realizado por un alumno de la carrera de ingeniería en electricidad y con la ayuda del tutor Ingeniero para el correcto desarrollo del mismo. También se recibió una ayuda importante de los profesionales expertos en el tema de las áreas de proyecto, supervisión de obras y mantenimiento de líneas de transmisión.

4.10.2. Recursos materiales

Los recursos materiales utilizados fueron los siguientes:

- Una notebook.
- Una impresora.
- Conexión a internet.
- Útiles de oficina.
- Cámara fotográfica.

4.11. Factibilidad técnica

Los principales resultados técnicos logrados están relacionados con:

- La mejora en la calidad y confiabilidad del sistema interconectado nacional.
- La reducción de las horas de fueras de servicio relacionados con eventos climatológicos especialmente relacionados con velocidades extremas del viento.
- La realización de un mapa de riesgos, identificación del riesgo del viento extremo y las alternativas de solución.

4.12. Factibilidad económica

4.12.1. Beneficios

4.12.1.1. Reducción de los fuera de servicio

La reducción de las horas de fuera de servicio está relacionada con evitar la caída de las torres de las líneas de transmisión considerando las zonas o áreas donde se encuentran los distintos pasillos de tormentas que atraviesan todo el territorio nacional.

Se identificaron cinco pasillos de tormentas y los departamentos afectados en cada pasillo, así como también a las líneas de transmisión que pasan o atraviesan los distintos pasillos.

4.12.1.2. Elección de la mejor alternativa

En el análisis de la elección de la mejor alternativa resulto más factible la alternativa correspondiente al cambio de conductores ACSR por conductores HTLS.

4.12.2. Costos

4.12.2.1. Costos de Refuerzos de estructuras

El costo de cada Torre de anclaje en el nivel de 500 kV es de $ 1.000.000 y la Torre de suspensión es de $ 500.000, en cuanto al nivel de tensión 220 kV la Torre de anclaje tiene un costo de $ 350.000 y la Torre de suspensión $ 200.000, la misma consideración para el nivel de tensión en 66 kV, la Torre de anclaje su costo es de $ 200.000 y la torre se suspensión de $ 120.000.

Para la línea de 500 kV se debería colocar en el pasillo dos Torres de anclaje, esto da un valor de $ 2.000.000.

4.12.2.2. Costos de cambio de conductores

En el cambio de conductores, esto es cambiar los cuatro conductores por fase del tipo ACSR Rook 636 MCM por dos conductores del tipo HTLS por fase.
El costo por km del conductor HTLS es de $ 12.500, para el pasillo de la línea de 500 kV en los 10 km con conductor HTLS es de $ 750.000.

4.12.2.3. Costos Aisladores pivotantes

El costo de la implementación de Aislador pivotante por Torre es de $ 30.000, o sea para el pasillo de la línea de 500 kV se necesitaría para veinte Torres, esto costaría en total $ 600.000.

4.12.3. Evaluación económica

Se considerarán para el análisis económico para la línea de 500 kV las dos alternativas de solución, la primera relacionada al cambio de estructura de suspensión por anclaje y la segunda se considera el cambio de conductor.

4.12.3.1. Determinación del flujo de caja proyectada

Para la segunda alternativa correspondiente a la sustitución de conductores, considerando los costos de inversión y el ahorro por venta de energía, asi como un periodo de 10 años de estudio, tenemos el siguiente flujo de caja.

Flujo de Caja			
Periodo [Año]	Inversión [$]	Ahorro en Energia [$]	Flujo [$]
0	-750.000		-750.000
1		0	0
2		0	0
3		2.520.000	2.520.000
4		0	0
5		0	0
6		2.520.000	2.520.000
7		0	0
8		0	0
9		2.520.000	2.520.000
10		0	0

Tabla 1. Flujo de caja Alternativa 2.

4.12.3.2. Determinación de la tasa interna de rendimiento (TIR)

Para la segunda alternativa:

TIR		
Periodo [Año]	Valor Presente [$]	TIR [%]
0	-750.000	45%
1	-	
2	-	
3	1.793.686	
4	-	
5	-	
6	1.276.710	
7	-	
8	-	
9	908.737	
10	-	

Tabla 2. Tasa interna de retorno Alternativa 2.

Se obtiene un valor del TIR de 45 %.

4.12.3.3. Determinación del valor presente neto (VPN)

Para la segunda alternativa:

VAN				
Periodo [Año]	Inversión [$]	Ahorro en Energia [$]	Depreciación	Valor Presente [$]
0	-750.000			-750.000
1		0	0,892857143	0
2		0	0,797193878	0
3		2.520.000	0,711780248	1.793.686
4		0	0,635518078	0
5		0	0,567426856	0
6		2.520.000	0,506631121	1.276.710
7		0	0,452349215	0
8		0	0,403883228	0
9		2.520.000	0,360610025	908.737
10		0	0,321973237	0
VAN				3.229.134

Tabla 3. Valor actualizado neto Alternativa 2.

Obtenemos un valor final correspondiente a $ 3.229.134.

4.12.3.4. Análisis de Sensibilidad

Se analizarán dos análisis de modificación de las variables que más afecten a las soluciones.

1) Costo de Inversión con 30 % de sobrecosto, con esta variación en la modificación de los costos obtenemos los siguientes resultados para el VAN y el TIR

Para la segunda alternativa:

VAN				
Periodo [Año]	Inversión [$]	Ahorro en Energia [$]	Depreciación	Valor Presente [$]
0	-975.000			-975.000
1		0	0,892857143	0
2		0	0,797193878	0
3		2.520.000	0,711780248	1.793.686
4		0	0,635518078	0
5		0	0,567426856	0
6		2.520.000	0,506631121	1.276.710
7		0	0,452349215	0
8		0	0,403883228	0
9		2.520.000	0,360610025	908.737
10		0	0,321973237	0
VAN				3.004.134

Tabla 4. VAN Alternativa 2 con sobrecosto.

TIR		
Periodo [Año]	Valor Presente [$]	TIR [%]
0	-975.000	36%
1	-	
2	-	
3	1.793.686	
4	-	
5	-	
6	1.276.710	
7	-	
8	-	
9	908.737	
10	-	

Tabla 5. TIR Alternativa 2 con sobrecosto.

2) Consideración de ocurrencia de fallas cada 4 años, con esta variación en la modificación de los costos obtenemos los siguientes resultados para el VAN y el TIR

Para la segunda alternativa:

VAN				
Periodo [Año]	Inversión [$]	Ahorro en Energia [$]	Depreciación	Valor Presente [$]
0	-750.000			-750.000
1		0	0,892857143	0
2		0	0,797193878	0
3		-	0,711780248	-
4		2520000	0,635518078	1601506
5		0	0,567426856	0
6		-	0,506631121	-
7		0	0,452349215	0
8		2520000	0,403883228	1017786
9		-	0,360610025	-
10		0	0,321973237	0
VAN				1.869.291

Tabla 6. VAN Alternativa 2 con menor correncia de fallas.

TIR		
Periodo [Año]	Valor Presente [$]	TIR [%]
0	-750.000	28%
1	-	
2	-	
3	-	
4	1.601.506	
5	-	
6	-	
7	-	
8	1.017.786	
9	-	
10	-	

Tabla 7. TIR Alternativa 2 con menor correncia de fallas.

IV. INGENIERÍA DE DISEÑO

CAPÍTULO 5

5.1. DESASTRES NATURALES EN EL PARAGUAY.

5.1.1. Clima.

El clima de Paraguay es de tipo tropical seco y húmedo con tendencia a la continentalidad, presenta veranos muy calurosos y lluviosos e inviernos templados y secos. El tercio sur presenta un tipo de clima más templado.

Los centros de acción fundamentales que afectan a Paraguay son la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT), el anticiclón del Atlántico sur y, ocasionalmente, el frente polar austral, sobre todo en la zona sur. Las masas de aire presentes son de tipo ecuatorial, cálidas y húmedas, procedentes de la Amazonía brasileña, tropical continental y polar continental, procedentes de la Pampa y la Patagonia. Uno de los factores fundamentales que influyen en el clima de Paraguay es su escasa altitud, que permite una libre circulación de las masas de aire.

En invierno el viento dominante es más fresco, ya que proviene del sur, de la Pampa, impulsado por el anticiclón del Atlántico, pero en todo caso más fresco que el siroco. Los vientos suelen ser flojos, raramente se superan los 70 Km/h, aunque ocasionalmente se presentan vientos huracanados, con velocidades superiores a 160 Km/h, lo que provoca que en extensas llanuras se pueden originar tornados. Durante el verano es dominante viento siroco que sopla desde el noreste, es de tipo cálido y húmedo.

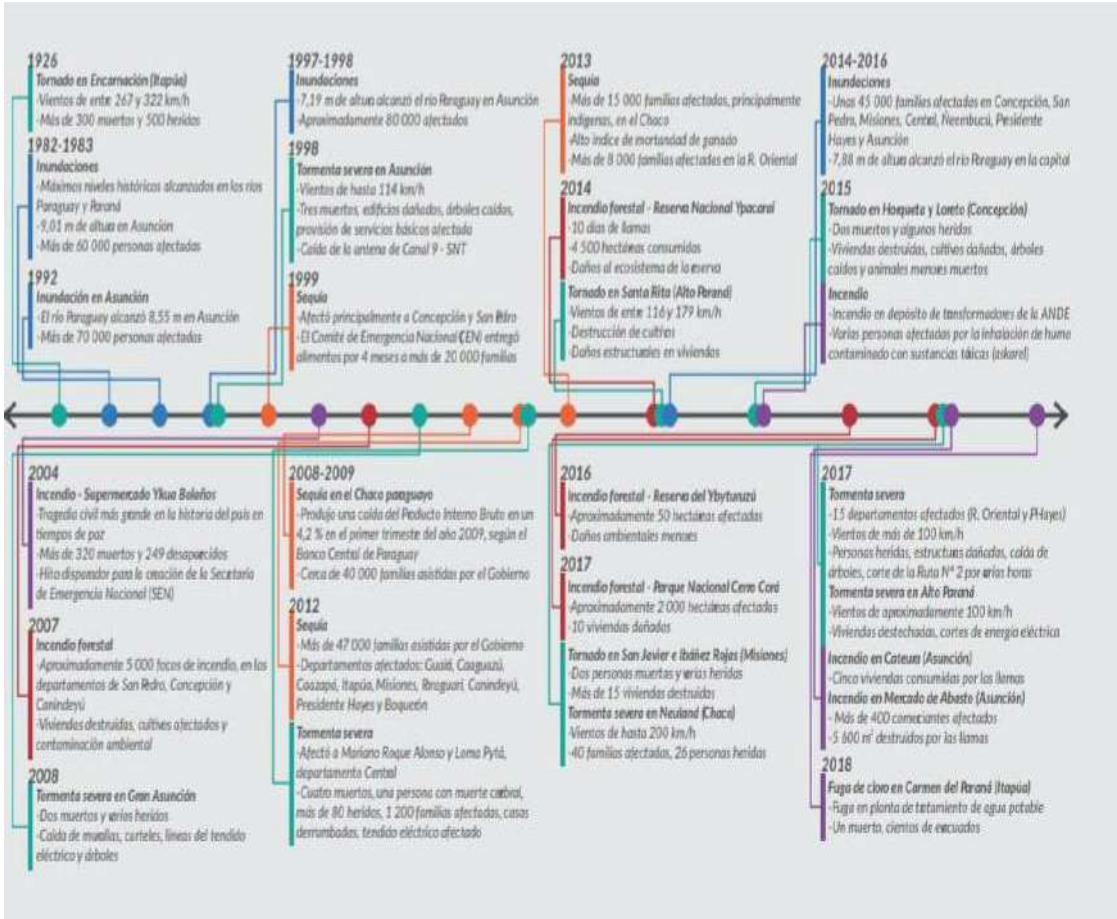

Figura 9. Fuente: Atlas de riesgos de desastres de la república del Paraguay.

5.1.2. Construcción de los Mapas de Riesgos

Los mapas de riesgos son herramientas que se utilizan para proyectar medidas de reducción y/o mitigación de riesgos de desastre, con el fin de disminuir, e incluso evitar sus consecuencias y permiten implementar acciones de socialización de los conocimientos de estos riesgos hacia la población posiblemente afectada.

En el siguiente cuadro se muestra un resumen de la distribución de los resultados obtenidos por el análisis de amenazas para las cinco amenazas priorizadas

(déficit hídrico, inundación por exceso de precipitación, inundación por desborde de río, inundación combinada, helada, incendio y tormentas.)

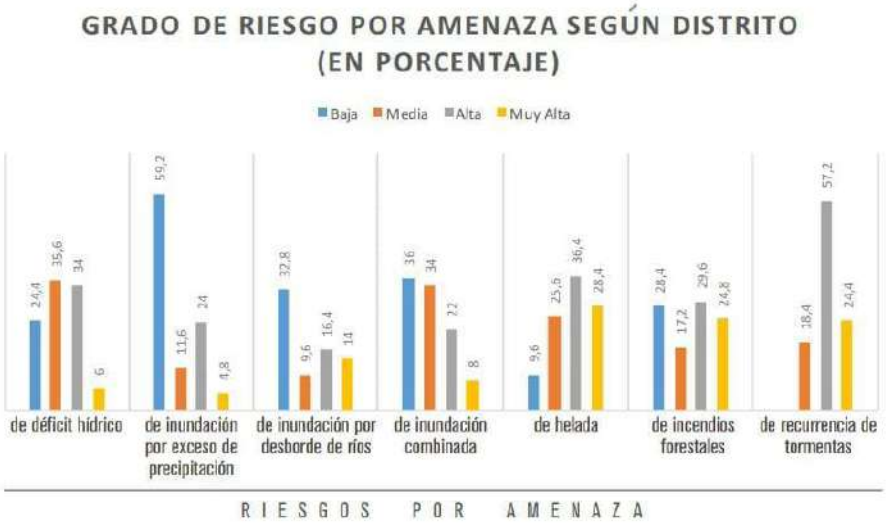

Figura 10. Fuente: Atlas de riesgos de desastres de la república del Paraguay.

5.1.3. Construcción de Mapas de Amenazas.

La metodología para el desarrollo de indicadores de amenazas, vulnerabilidades, capacidades y riesgos se ha aplicado fundamentalmente a partir de las variables recopiladas, sistematizadas e ingresadas a una base de datos geográfica. La temporalidad de la información base es la sistematizada para la primera versión del Atlas en el año 2012, la cual fue actualizada con información proyectada al 2016 y 2017, sobre todo para el análisis de las vulnerabilidades. Cada una de las variables de amenazas, vulnerabilidad y capacidades, podrá ser mejorada en función de la existencia o no de la actualización de las mismas por parte de las instituciones del Paraguay.

5.2. CLASIFICACIÓN DE FENÓMENOS Y SELECCIÓN DE VARIABLES.

5.2.1. Comprende una serie de criterios mínimos:

• El origen: elemento desencadenante del proceso principalmente orientado a elementos de origen meteorológico.

• Las consecuencias: qué efectos resultan del problema. Se establecerán y seleccionarán aquellos atributos de valorización que permitan jerarquizar y ponderar los efectos que generan las distintas situaciones de riesgo. Se evaluará: la magnitud, el grado de reversibilidad, intensidad, duración/permanencia del efecto, la probabilidad de ocurrencia, entre otras variables.

• La zona afectada: el área susceptible de sufrir los efectos, que para este Atlas se centran en aspectos de la geología, determinada por la litología formadora y la topografía basada en la altitud y las pendientes.

• La causa o causas: acciones que generan0el problema; por ejemplo, para los aspectos biofísicos (como la cobertura vegetal), el cambio de uso de la vegetación puede considerarse una eventual causa.

Las metodologías utilizadas se ajustaron para analizar las cinco amenazas priorizadas: inundaciones por exceso de precipitaciones, desborde de los ríos Paraguay y Paraná, déficit hídrico (sequía), heladas, incendios y tormentas, en función de la existencia, calidad y cobertura a nivel nacional, calculando productos intermedios a través de la combinación de una o dos variables simples, para finalmente ponderar cada una de ellas y reclasificarlas en las coberturas finales.

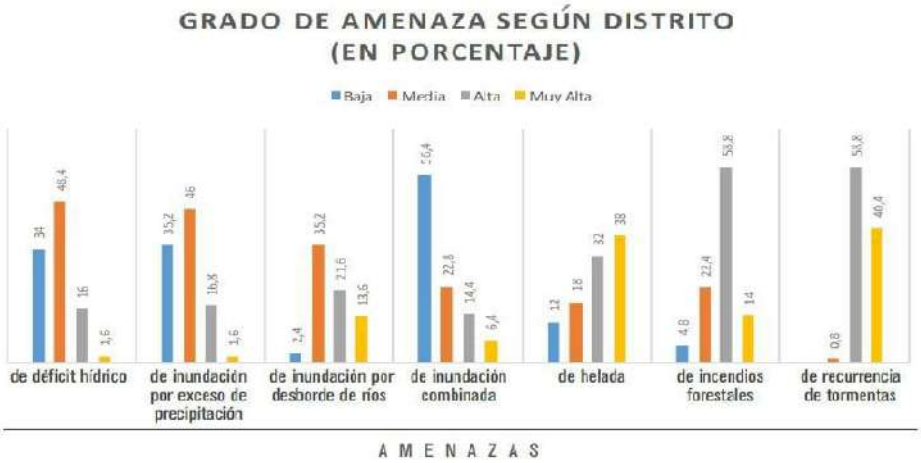

Figura 11. Fuente: Atlas de riesgos de desastres de la república del Paraguay.

5.2.2. DENSIDAD DE DESCARGAS O TORMENTAS

5.2.2.1. Medición de Tormentas

EL VIENTO

Los vientos son producidos por diferencias en la temperatura del aire, y por tanto de la densidad, entre dos regiones de la Tierra.

- Otras fuerzas que mueven el viento o lo afectan son la fuerza de gradiente de presión, el efecto Coriolis y las fuerzas de fricción.
- Cuando una diferencia de densidad existe entre dos masas de aire adyacentes, el aire tiende a fluir desde las regiones de mayor presión a las de menor presión.
- En un planeta sometido a rotación, este flujo de aire se verá influenciado por la fuerza de Coriolis en regiones suficientemente lejanas del ecuador y bastante elevadas sobre la superficie.

5.2.2.2. Escala Beaufort de Intensidad del viento

La Escala Beaufort fue creada por el almirante irlandés Francis Beaufort que comenzó a prestar sus servicios a la Armada Real Británica cuando tenía apenas trece años de edad. En 1.806 creó la escala que lleva su nombre para expresar la fuerza del viento. Consta de doce grados que definen la relación causa/efecto de las diversas intensidades del viento sobre la superficie del mar. Esta escala fue adoptada en 1874 por el Comité Meteorológico Internacional.

Escala Beaufort				
Grado de la escala	Denominación	Nudos	km/hora	Efecto en el mar
0	calma	0-1	0-1	Mar como un espejo, totalmente en calma
1	ventolina	1-3	1-5	Rizos como escamas de pescado pero sin espuma.
2	suave	4-6	6-11	Pequeñas olas, crestas de apariencia vítrea, sin romperse.
3	leve	7-10	12-19	Pequeñas olas, crestas rompientes, espuma de aspecto vítreo aislados vellones de espuma.
4	moderado	11-16	20-28	Pequeñas olas creciendo, cabrilleo numeroso y frecuente de las olas.
5	regular	17-21	29-38	Olas medianas alargadas, cabrilleo(con salpicaduras).

6	fuerte	22-27	39-49	Se forman olas grandes, crestas de espuma blanca (salpicaduras frecuentes).
7	muy fuerte	28-33	50-61	El mar crece; la espuma blanca que proviene de las olas es arrastrada por el viento.
8	temporal	34-40	62-74	Olas de altura media y más alargadas del borde superior de sus crestas comienzan a destacarse torbellinos de salpicaduras.
9	temporal fuerte	41-47	75-88	Grandes olas, espesas estelas de espuma a lo largo del viento, las crestas de las olas se rompen en rollos, las salpicaduras pueden reducir la visibilidad.
10	temporal muy fuerte	48-55	89-102	Olas muy grandes con largas crestas en penachos, la espuma se aglomera en grandes bancos y es llevada por el viento en espesas estelas blancas en conjunto la superficie esta blanca, la visibilidad esta reducida.
11	tempestad	56-63	103-117	Olas de altura excepcional,(pueden perderse de vista tras ellas barcos de tonelaje pequeño y medio), mar cubierta de espuma, la visibilidad esta reducida.

12	huracán	64-71	118-133	Aire lleno de espuma, salpicaduras, mar cubierto de espuma, visibilidad muy reducida.

Tabla 8. Fuente: Apunte_meteo_ii

5.2.2.3. Satélite de Nasa

La NASA envió al espacio un satélite ambiental de alta definición con la finalidad de tomar imágenes y medir con mayor precisión y anticipar huracanes, tormentas eléctricas, tornados y demás amenazas naturales.

El llamado GOES-T (Geostationary Operational Environmental Satellite-T) afinó detalles desde su llegada a la Estación de Cabo Cañaveral.

Desarrollado por la NASA y la Administración Nacional de Océanos y Atmósfera de Estados Unidos (NOAA, por sus siglas en inglés) es el tercer satélite de la serie GOES-R, el sistema de observación climatológica y monitoreo ambiental más sofisticado del hemisferio occidental.

El GOES-T (GOES-18) proporcionará las mismas observaciones que sus antecesores: el GOES-R (GOES-16) y el GOES-S (GOES-17), pero con ligeras modificaciones en su instrumentación.

El primero de ellos es un rediseño del sistema de enfriamiento y el segundo es un instrumento magnetómetro mejorado. Se espera que el nuevo magnetómetro proporcione un rendimiento mejorado para medir las variaciones del campo magnético.

El satélite GOES-16 tiene una gran cantidad de nuevos sensores a bordo, lo que permite una mejor resolución espacial y temporal de la información. Entrega datos cada 10 minutos con una resolución espacial máxima de 2 km para los sensores infrarrojos (IR), y cuenta con un total de 16 canales. A modo de comparación, los antiguos satélites geoestacionarios diseminaban datos cada 3

horas para nuestro territorio, tenían una resolución espacial máxima de 5 km y sólo disponían de 5 canales. Estas características de los nuevos satélites geoestacionarios, los hacen especialmente adecuados para el monitoreo continuo de tormentas, calidad del aire y erupciones volcánicas.

Aplicaciones:

Canales GOES 16, donde se despliegan imágenes de los 16 canales, las que se actualizan cada 1 hora.

Productos GOES 16, distintos productos diseñados para reconocer la naturaleza de las masas de aire que predominan en la tropósfera media y alta. Es posible diferenciar masas de aire tropicales y polares, el contenido de vapor de agua. También, están disponibles en forma horaria, para cenizas volcánicas, hielo/nieve, y otros.

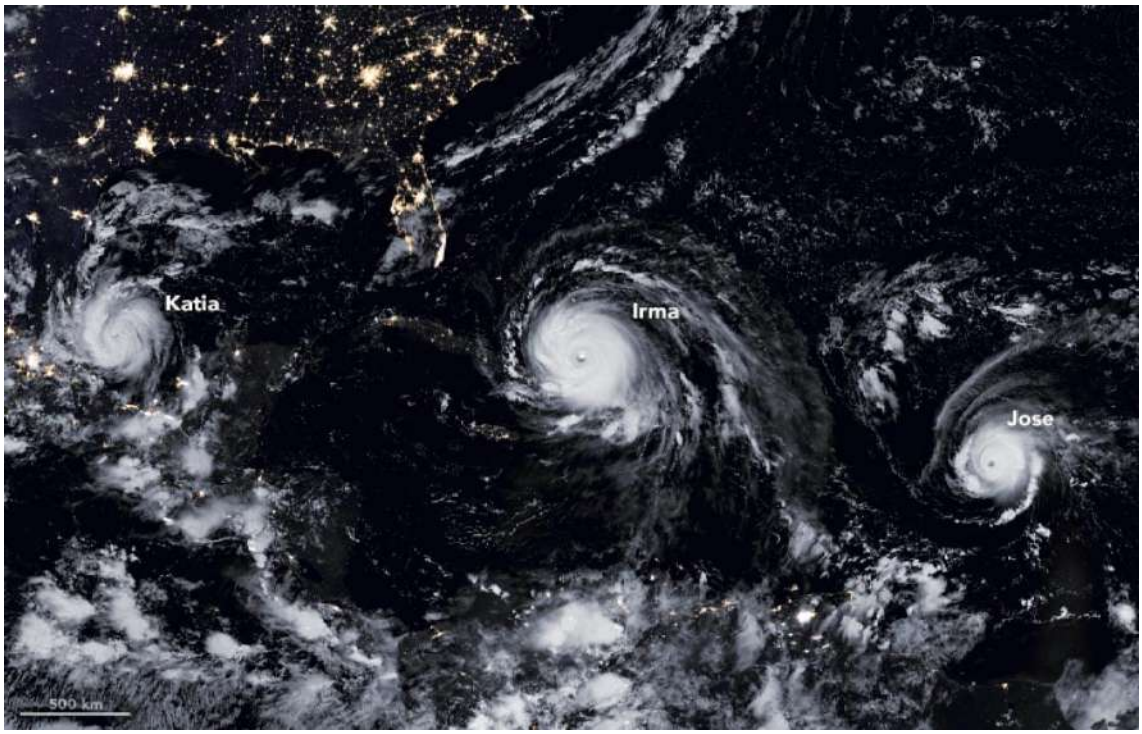

Figura 12. Imagen del satélite Goes.

5.2.2.3.1. Relación entre Pasillos de Tormentas y LTs

Imagen colectada y seleccionada a razón de un periodo de 25 años desde el satélite “LIS” de la NASA, en donde muestra las zonas el cual confirma la alta densidad de descarga atmosférica que llegan a formar los pasillos de tormentas.

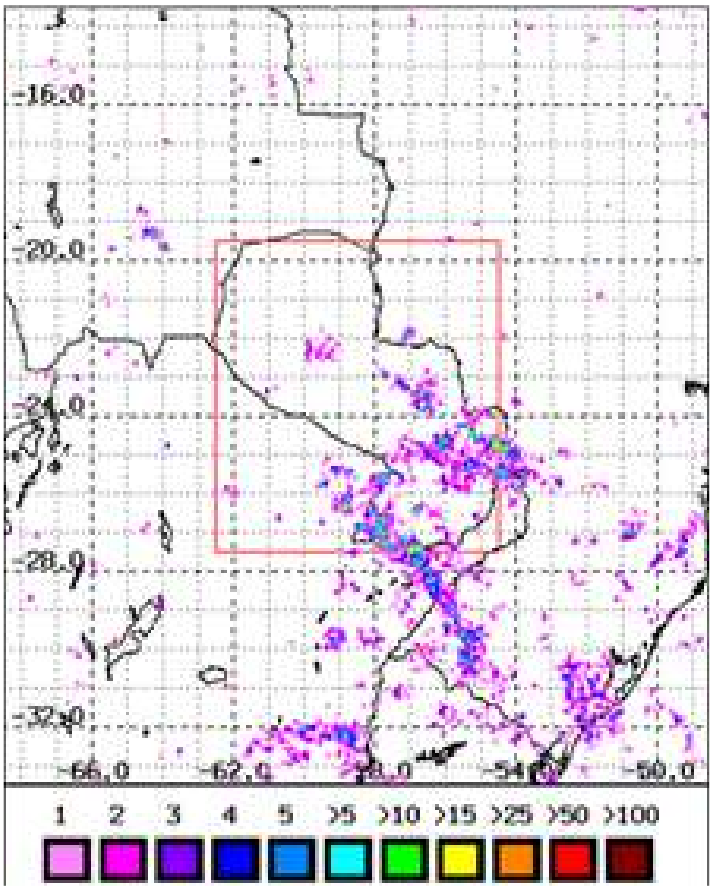

Figura 13. Fuente: Análisis climatológico de la zona de colapso de dos estructuras de 500 kv

Los pasillos de tormentas se distancian aproximadamente 100 km unos de otros que se ubican en forma paralela a 45° y otros a 55º, con un ancho promedio de entre 15 a 20 km. En muchas muestras fueron observadas que los mismos no se hallan fijos y durante ciertos periodos de tiempo pueden oscilar paralelos sobre su eje longitudinal en unos 5 a 10 km, de acuerdo a la observación en 25 años. Otro dato importante, se refiera a que las formaciones de alta densidad de

descargas atmosféricas en su longitud pueden darse de manera parcial o total según las muestras bajadas. El mapeamiento de los pasillos de tormentas expuestos en estas laminas representan el promedio mayor de su formación longitudinal y su ubicación durante los 25 años de monitoreo, bajados desde la base de datos del Satélite LIS (NASA) sobre territorio paraguayo.

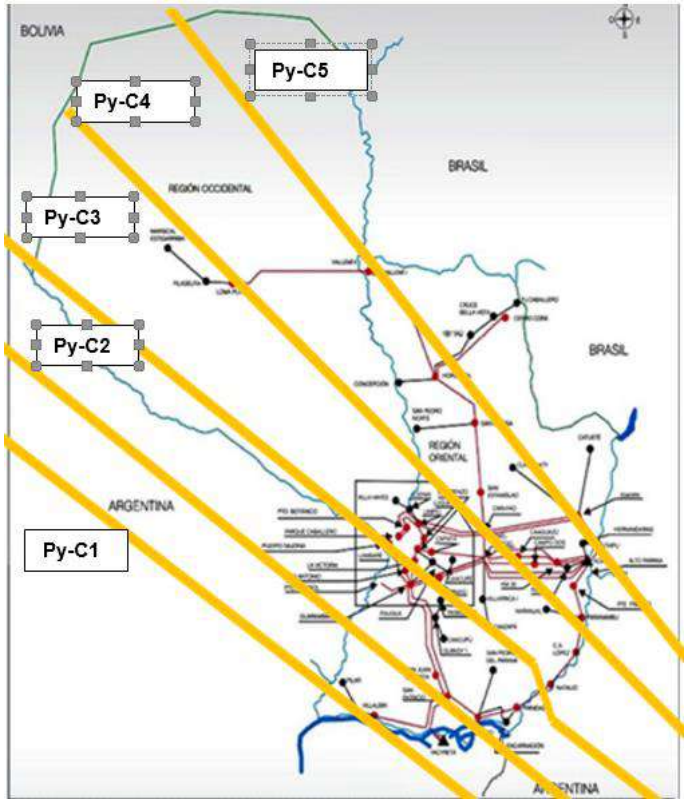

Figura 14. Pasillos de tormentas.

Pasillos de Tormenta Py-C1.

Afecta prácticamente una pequeña parte de la zona sur del país, en el departamento de Ñeembucú parte de la ciudad de Pilar.

- **Pasillos de Tormenta Py-C2.**

Este pasillo agarra mayor parte del País que involucra la zona de, Encarnación, San Ignacio, parte de Alberdi.

- **Pasillos de Tormenta Py-C3.**

Involucra zona Norte de Itapúa, parte de departamento del Guairá y traviesa el departamento de Central, bordeando del Chaco paraguayo, hacia el río Pilcomayo.

- **Pasillos de Tormenta Py-C4.**

Este pasillo afecta el sur del departamento de Alto Paraná, atraviesa a zona Central por los departamentos de Caaguazú y Cordillera, afectando también la zona central de Chaco.

- **Pasillos de Tormenta Py-C5.**

Alcanza el norte del departamento de Alto Paraná, cruza por los departamentos de Canindeyú, San Pedro, Concepción y parte de Alto Paraguay.

Pasillos de Tormenta y a que LTs afectan (Nivel de tensión, tipo de estructura y zona de afectación).

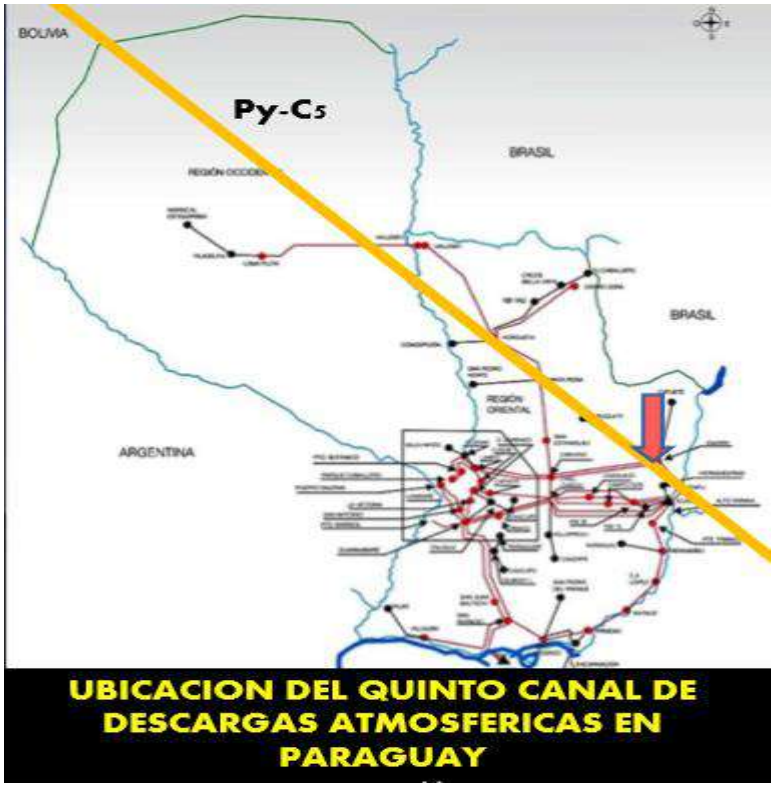

Figura 15. Análisis climatológico de la zona de colapso de dos estructuras de 500 kV

- **PY C5: Pasillo de Tormenta Numero 5**

Afecta a las siguientes LTs:

LT MD-VHA 500 kV (Tramo Margen Derecha Itaipu-Itakyry)

LT MD-IRY 220 kV (Margen Derecha Itaipu-Itakyry)

LT HOR-VMI-II 2020 kV (Horqueta-Vallemí-II)

LT SRO-HOR 220 kV (Santa Rosa-Horqueta)

- **PY C4: Pasillo de Tormenta Numero 4**

LT PBU-NAR 66 kV (Paranambú-Naranjal)

LT FIL-MES 66 kV (Filadelfia-Mariscal Estigarribia)

- **PY C3: Pasillo de Tormenta Numero 3**

LT PPE-CZA 66 kV (Pazo Pe-Caazapá)

LT GUA-PSA 220 kV (Guarambaré-Puerto Sajonia)

LT GUA-LAM-PSA 220 kV (Guarambaré-Lambaré-Puerto Sajonia)

- **PY C2: Pasillo de Tormenta Numero 2**

LT SPA-CBO 220 kV (San Patricio-Coronel Bogado)

- **PY C1: Pasillo de Tormenta Numero 1**

LT VIN-PIL 66 kV (Villalbín-Pilar)

5.2.2.4. Velocidades del viento en Paraguay

Viento máximo de las estaciones automáticas

Las Red de Estaciones Meteorológicas Automáticas, mide la Velocidad y Dirección del Viento, cada 10 minutos en horario UTC. En el siguiente detalle exponemos la Velocidad del Viento Máximo ocurrido del Día en horario Local, con su respectiva Dirección.

La siguiente información es orientativa, no constituyendo una documentación oficial. Para disponer de la misma se deberá solicitar al Departamento de Servicios Meteorológicos e Hidrológicos para el Público por los canales correspondientes.

ESTACIÓN	CIUDAD	DEPARTAMENTO	DIRECCIÓN	VELOCIDAD	FECHA LOCAL	HORA LOCAL
UNCA - Facultad Ciencias de la Producción Filial Juan Manuel Frutos	Dr. Juan Manuel Frutos	Caaguazú		114 Km/h	13-10-2021	20:50 h
Usina (Itaipú)	Hernandarias	Alto Paraná		112 Km/h	13-10-2021	21:50 h
2ª División de Caballería	San Juan Bautista	Misiones		110 Km/h	13-10-2021	17:40 h
Comando de Artillería del Ejército (COMARTE) - Paraguarí	Paraguarí	Paraguarí		109 Km/h	13-10-2021	19:10 h
San Miguel - Quyquyho	Quyquyho	Paraguarí		102 Km/h	13-10-2021	19:00 h
GL South America	Villeta	Central		100 Km/h	13-10-2021	18:50 h
Aeropuerto Internacional Guarani	Minga Guazu	Alto Paraná		99 Km/h	13-10-2021	21:40 h
Puesta del Sol (Itaipú) - Gral. Delgado	Gral. Delgado	Itapua		99 Km/h	13-10-2021	17:20 h
Costanera Encarnación	Encarnación	Itapua		98 Km/h	13-10-2021	17:50 h
Aeropuerto Carlos Miguel Gimenez	Pilar	Ñeembucú		93 Km/h	13-10-2021	16:00 h

Mostrando registros del 1 al 10 de un total de 89 registros

Anterior 1 2 3 4 5 ... 9 Siguiente

Figura 16. Datos obtenidos de la página web.

5.2.3. Índices de Confiabilidad de LTs

5.2.3.1. Confiabilidad de transmisión

El sistema de transmisión (ST), es aquel que está constituido por los equipos e instalaciones necesarias, donde su función primordial es la transportación de energía eléctrica generada en los distintos centros de producción, hacia las principales barras de consumo. En este sistema se incluyen las líneas de transmisión, los transformadores de potencia, equipos de compensación reactiva, etc.

Al ser un sistema que está compuesto por un sin número de componentes, el transmisor es el responsable directo al cumplimiento con los diferentes criterios

de calidad, seguridad y confiabilidad. Es por ello que la evaluación de confiabilidad en la transmisión, resulta pertinente un respectivo estudio; el cual se acorta al cálculo de la disponibilidad del sistema, esto se lo realiza a partir de índices de desempeño.

Dentro del sistema de transmisión (ST), para la respectiva evaluación de confiabilidad, los índices de operación son los siguientes:

DISPL (Disponibilidad para líneas de transmisión): Es aquella que muestra la probabilidad de la correcta operación de líneas de transmisión.

$$DISPL = \frac{\sum_{i=1}^{n}(EXT.LT_i * HD_i)}{\sum_{i=1}^{n}(EXT.LT_i * HP)} * 100$$

Ecuación 5. Disponibilidad para líneas de transmisión

Donde:

HD Horas disponibles en el período estadístico.

HP Horas del período estadístico.

EXT.LT Longitud de la Línea de transmisión.

n Número de líneas de transmisión.

i Contador de número de línea de transmisión.

TFL (Tasa de fallas para líneas de transmisión): Es aquella que nos muestra la probabilidad de ocurrencia de alguna falla en las líneas de transmisión, esto dentro de algún período.

$$TLF = \frac{\sum_{i=1}^{n} \text{Número de fallas}_i}{\sum_{i=1}^{n} \frac{EXT.LT_i}{100}}$$

Ecuación 6. Tasa de fallas para líneas de transmisión

5.3. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

5.3.1. Sustitución de Torres

La estructura de anclaje debe soportar su peso y está expuesta a tensiones adicionales por giro, esto se debe a que este tipo de torre es construida en las deflexiones o ángulos sufridos por el trazado, pero también cuando los tramos rectos de la línea se extienden demasiado se instala una torre de anclaje para evitar sobre-tensiones en la línea por efectos externos como viento o sobrepeso debido a hielo, también permite proporcionar puntos firmes en la línea que impidan la destrucción total de la misma, en caso de ruptura de un conductor o colapso de alguna estructura contenida en tramo.

En esta alternativa se realiza la sustitución de torres de suspensión por torres de anclaje debido a que según normas internacionales ASCE 97.7 de los Estados Unidos y en algunos casos DIN consideradas por Ande la distancia entre Torres de anclaje es de cada 5 km y según manifestado por personal de Ande existe algunos tramos con separación de 14 km entre Torres de anclaje.

5.3.2. Cambio de conductor

Una alternativa a considerar también es el cambio de conductores, esto es cambiar los cuatro conductores por fase del tipo ACSR Rook 636 MCM por dos conductores del tipo HTLS por fase.

Este tipo de conductor tiene un coeficiente de expansión térmica, que se asemeja más a la de un cable convencional con alma de acero tipo ACSR, por lo que el comportamiento mecánico del T-ACSR funciona como un conductor convencional, por tanto, es un cable mucho más barato y de menor calidad que cualquier conductor tipo HTLS.

Cabe recalcar que las temperaturas de este tipo de cables oscilan entre los 80° C en régimen de operación normal y 90° C, en régimen de emergencia, esto demuestra que el cable T-ACSR tiene un comportamiento prácticamente similar a un ACSR convencional, del mismo calibre y el mismo código.
El montaje del conductor es similar al cable convencional con alma de acero, tolera empalme a medio vano, pero presentan muchas pérdidas de origen eléctrico debido a que el alma es de acero y el mismo es un semiconductor lo que ocasiona un considerable de calentamiento del conductor en comparación con otras tecnologías para la misma ampacidad y condiciones ambientales, no precisa de roldanas especiales para el montaje del mismo.

Conductores tipo HTLS con tecnología de Núcleo compuesto
ACCC y ACCR.

Figura 17. Conductores HTLS

Las capas conductoras de ACCR están compuestas de una aleación de aluminio-zirconio, que permite operar a temperaturas en régimen continuo de 210° C, estos tipos de conductores presentan menos pérdidas técnicas que los conductores termo resistente, son de menor peso que el conductor convencional con alma de acero ACSR, pero necesitan de roldanas especiales para su montaje, los mismos toleran empalme a medio vano, además los componentes

del núcleo presentan diferentes coeficientes de dilatación por lo que fisuras internas no se pueden descartar para esta tecnología, por lo que requiere de especial atención durante el montaje y la puesta en servicio del mismo.
Conductor tipo HTLS con tecnología GTACSR:

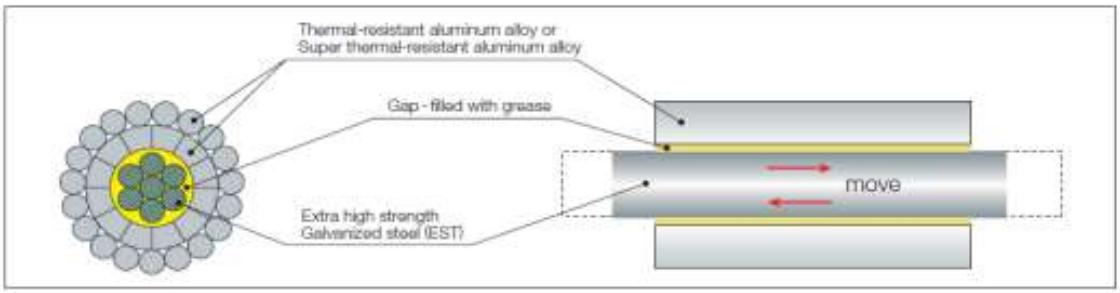

Figura 18. Conductor HTLS con Gap.

El conductor tipo GAP TYPE tiene una capa en material sintético entre el núcleo de acero y la camada conductora de aluminio, que reduce considerablemente las flechas de estos tipos de conductores.
Este conductor tiene un régimen de temperatura de operación de hasta 240° C, su dificultad radica en el montaje del mismo teniendo en cuenta que no permite empalmes a medio vano por lo que los empalmes solo se pueden hacer en las estructuras más próximas.

5.3.3. Otras Alternativas de Solución

5.3.3.1. Apoyo Pivotante

Tradicionalmente el aislamiento de las líneas de alta tensión consiste en torres con aisladores colgantes a diferentes alturas. El objetivo del aislador es impedir el paso de corriente a la cruceta y alejar la línea de la propia torre. Para ello se diseñan aisladores con suficiente longitud, pero eso conlleva un aumento del

arco de balanceo con el viento. Esto limita la capacidad de transporte de la línea, ya que la distancia de seguridad a la torre depende del voltaje de la línea El primer avance en el diseño fue el uso de aisladores en V. Este tipo de aisladores limita el movimiento de la línea, pero provoca que los esfuerzos los absorban tanto los aisladores como la cruceta. Esto hace que el peso del conjunto sea mayor y haya que dimensionar la torre en concordancia. En un primer momento se emplean los tradicionales aisladores de porcelana, pero con el desarrollo de materiales compuesto que permiten reducir el peso y aumentar las prestaciones su uso se ha generalizado.

Para reducir los esfuerzos verticales del brazo se le puede añadir un aislante suspendido a la cruceta. Este diseño es el antecedente de las crucetas aislantes pivotantes. La innovación parte de unir el aislante vertical (la riostra) directamente al poste de la torre, creando una V horizontal. En la cruceta aislante el brazo trabaja generalmente a compresión y la riostra a tracción. Además, esta configuración permite crear una unión pivotante de la cruceta al poste, generando una fuerza restauradora que compense las cargas en la dirección de la línea.

En el caso de las crucetas aislantes pivotantes se limitan las combinaciones de carga permisibles para evitar el fallo del brazo, asegurar las distancias mínimas a la torre y hacer que la riostra trabaje siempre a tracción.

Una de las principales ventajas de las crucetas pivotantes es su capacidad para absorber esfuerzos en la dirección de la línea. Un desequilibrio de estos esfuerzos puede darse bien de forma brusca (como un fallo en el conductor) o de manera constante debido a cargas de viento o hielo

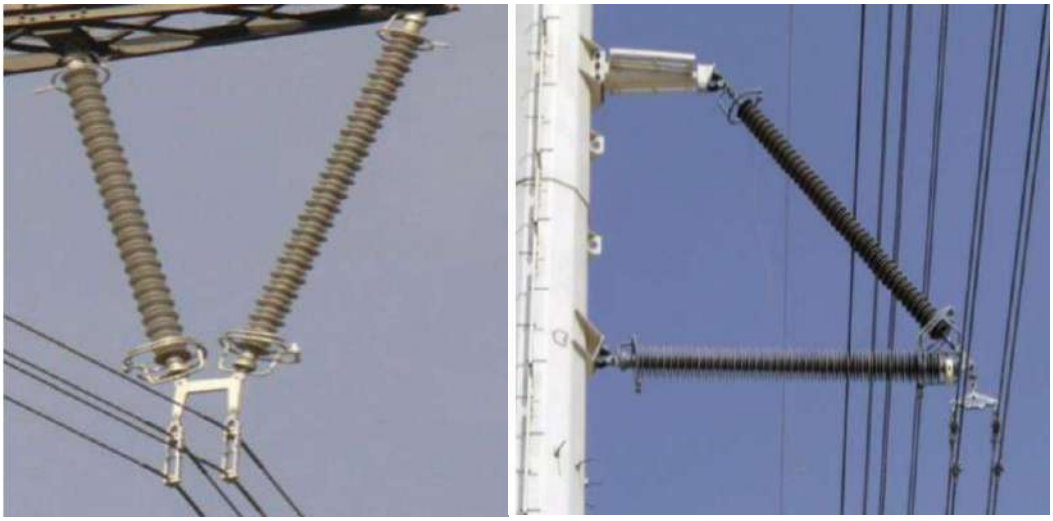

Figura 19. Apoyo Pivotante.

5.3.3.2. Estructuras de Emergencias

Torres de emergencia: la solución para mantener o restablecer la energía rápidamente y a menor costo.

Son estructuras de aluminio, prefabricadas, que pueden erigirse en horas, a lo largo de varios cientos de metros, para reemplazar o derivar temporalmente una línea de transmisión defectuosa. Estas salvan un tiempo primordial tanto al proveedor de electricidad como a sus clientes.

Reutilizables, duraderas, Sencillas, sólidas, son las torres del Sistema de Restauración de Emergencia que son fundamentales como un botiquín de primeros auxilios, tanto en ocasiones de emergencia como en situaciones de planificación de los trabajos.

Las torres son estructuras modulares de aluminio, cuyo montaje es sencillo y rápido semejando un ejercicio de lógica propio de un juego de construcción. Estas torres se instalan en el sitio a proximidad de las torres que se encuentran dañadas o en mantenimiento.

Al establecer un bypass temporal con las torres, las líneas de transmisión eléctrica, que van desde 69 kV a 1200 kV, pueden ser reparadas rápidamente. Efectivamente, es durante la puesta en servicio de las torres, que las torres permanentes pueden ser reparadas en paralelo. Una vez completada la reparación y restablecida la energía en el circuito, las torres de emergencia del Sistema de Restauración de Emergencia se desmantelan y guardan para su uso futuro.

Las diferentes secciones de la torre encajan entre sí, formando una torre de 20 a 120 metros de altura, según sea necesario. La torre se mantiene firmemente sujeta al suelo sobre una placa base anclada con largas estacas

En cuanto al montaje, una torre de 30 metros puede ser instalada en menos de un día por un equipo de 6 personas. Capaces de soportar vientos de 270 km/h y temperaturas entre -45 ° y + 60 ° Celsius, estas torres son particularmente robustas y pueden permanecer varios meses en el patio. Con un peso inferior a 135 kg, las secciones de las torres pueden ser transportadas fácilmente por 2 personas.

5.3.3.3. LAS VENTAJAS DE LAS TORRES DEL SISTEMA DE RESTAURACION DE EMERGENCIA.

Instalación en todo terreno sin necesidad de obras civiles

Resistencia a condiciones climáticas extremas

No requiere de equipos pesados

Despliegue rápido en pocas horas

Permite un gran número de reutilizaciones

Soporte para líneas de transmisión eléctrica de 69 a 1200 kV

Requiere de un pequeño grupo de instalación; de 4 a 6 personas

Solución rentable: ciclo de vida prolongado, sin costo de mantenimiento

Almacenamiento en contenedores ergonómicos y compactos

Figura 20. Refuerzo de estructuras.

5.3.4. ESTIMACIÓN DE CORTES DE CARGA

En la siguiente Figura se observa la configuración eléctrica del SIN adoptada para el año 2022, considerando la operación con las Central Hidroeléctrica de Itaipú y la Central Hidroeléctrica de Yacyretá a través de la red de 500 y 220 kV del SIN.

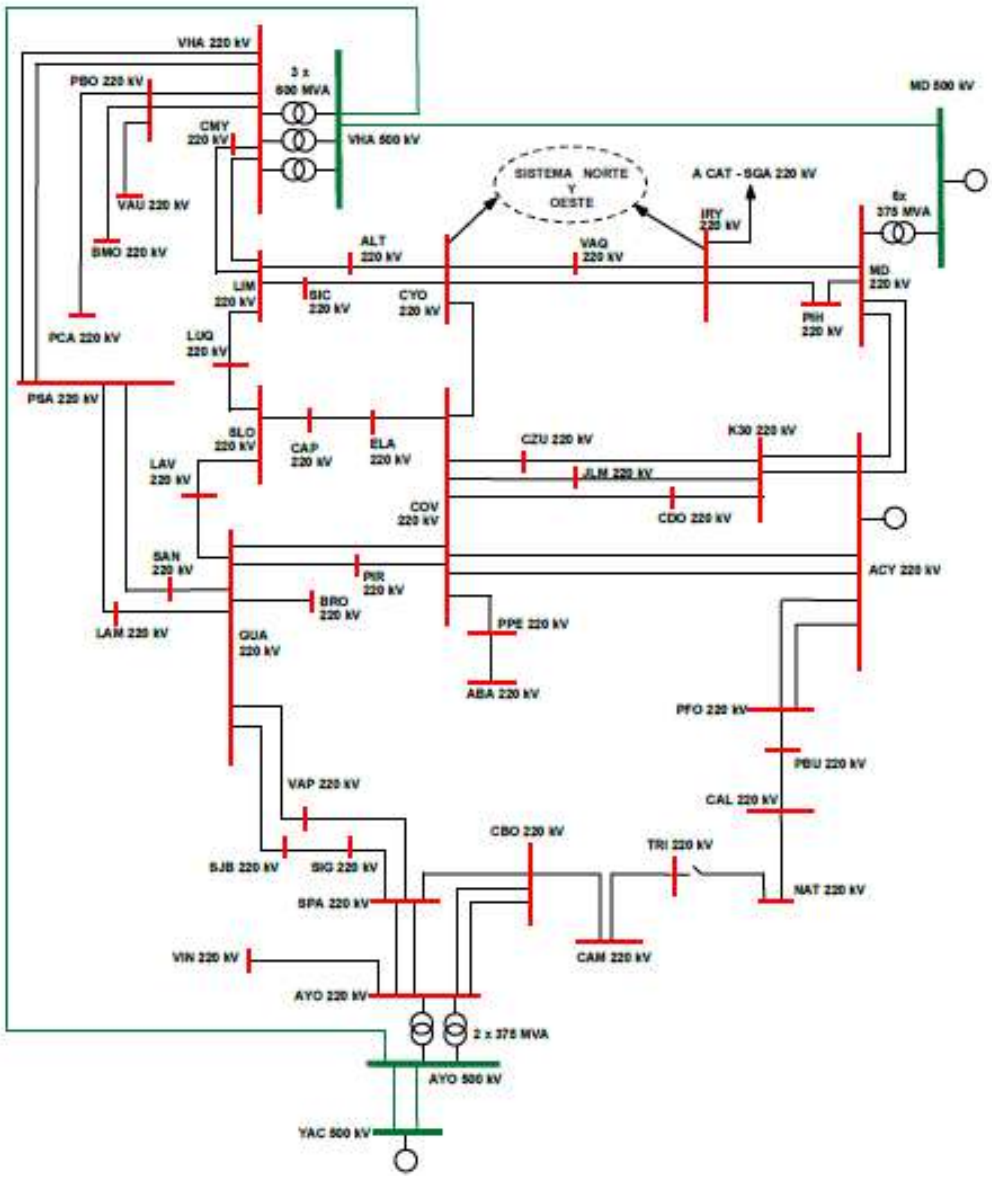

Figura 21. Configuración del SIN para el año 2022.

A continuación, se estima el corte de carga aproximado según afecten los pasillos de tormenta a cada una de las líneas de Transmisión.

5.3.4.1. PY C5: Pasillo de Tormenta Numero 5

Afecta a las siguientes LTs:

- **LT MD-VHA 500 kV (Tramo Margen Derecha Itaipu-Itakyry)**

Ante la indisponibilidad de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, se tendría la necesidad de efectuar algunos cortes de carga en punta con el fin de evitar sobrecargas en algunas líneas del sistema. Valores de cortes de carga estimativos se muestran en la siguiente Tabla según Plan Maestro de Transmisión de la Ande periodo 2021 a 2030.

Años	Carga Base del Año [MW]* (A)	Carga atendida [MW]* (B)	Carga No Atendida [MW]* (C) = (A - B)	Límite de Carga del SIN [MW]* (D)	Margen de Carga [%] (E) = (D-B)/B
2021	3.772	3.536	236	3.743	5,9
2022	3.976	3.574	402	3.778	5,7
2023	4.194	3.883	311	4.193	8,0
2024	4.491	4.316	176	4.592	6,4
2025	4.805	4.714	90	4.980	5,6

Tabla 9. . Corte de carga por Indisponibilidad de la Línea de Transmisión de 500 kV.

Podemos mencionar que el corte a esta línea de transmisión esta entre los 100 y 200 MW para los próximos años, por lo tanto, se toma 150 MW en promedio, este es en los horarios picos de la siesta de 12 a 16 horas y de la noche de 19 a 23 horas. También se considera un fuera de servicio de la línea de aproximadamente de 2 meses o 60 días.

- **LT MD-IRY 220 kV (Margen Derecha Itaipu-Itakyry)**

En la Tabla siguiente, se presentan los niveles de cargas previstos en componentes del sistema de transmisión en 220 kV del SIN en el Sistema Este.

			Carga (MVA)				
	LT	Capacidad (por cto./transf)	2021	2022	2023	2024	2025
Este	M. Derecha - Acaray	**667**	590	615	288	258	316
	M. Derecha - P. Industrial	**550**	297	312	298	222	260
	Acaray - KM 8 / KM 30	**550**	300	322	123	71	97
	Acaray - P. Franco	**550**	145	147	157	167	179
	P. Franco - Paranambú	**180**	115	109	98	105	112
	P. Franco - Alto Paraná	**350**	-	-	106	112	135
	Yguazú - KM 30	**550**	-	-	196	138	159
	Yguazú - C. Nueve / C. Oviedo	**229**	-	-	186	87	134
	KM 30 - J.L. Mallorquín	**229**	176	181	224	114	158
	KM 30 - S. Rita	**350**	-	20	33	40	36
	Itakyry - Catueté	**230**	51	54	57	61	71

Tabla 10. Carga prevista en Líneas de Transmisión del Sistema Este.

Podemos mencionar que la carga se encuentra en 312 MVA, considerando que hay dos líneas en paralelo la carga total de las líneas seria de aproximadamente 620 MW, el corte a esta línea de transmisión esta alrededor de los 70 MW teniendo en cuenta que la capacidad de la línea es de 550 MVA. También se considera un fuera de servicio de la línea de aproximadamente 1 mes o 30 días.

- **LT HOR-VMI-II 220 kV (Horqueta-Vallemí-II)**

			Carga (MVA)				
	LT	Capacidad (por cto./transf)	2021	2022	2023	2024	2025
Este	M. Derecha - Acaray	667	590	615	288	258	316
	M. Derecha - P. Industrial	550	297	312	298	222	260
	Acaray - KM 8 / KM 30	550	300	322	123	71	97
	Acaray - P. Franco	550	145	147	157	167	179
	P. Franco - Paranambú	180	115	109	98	105	112
	P. Franco - Alto Paraná	350	-	-	106	112	135
	Yguazú - KM 30	550	-	-	196	138	159
	Yguazú - C. Nueve / C. Oviedo	229	-	-	186	87	134
	KM 30 - J.L. Mallorquín	229	176	181	224	114	158
	KM 30 - S. Rita	350	-	20	33	40	36
	Itakyry - Catueté	230	51	54	57	61	71
Central	C. Oviedo - Carayaó	350	123	131	105	174	139
	Carayaó - S. Estanislao	350	263	282	305	241	247
	C. Oviedo - Paso Pé	240	106	111	127	135	138
	Valenzuela - C. Oviedo	305	-	-	216	6	83
Sur	Ayolas - S. Patricio	512	124	135	117	181	94
	Ayolas - C. Bogado	295	83	88	83	104	93
	C. Bogado - Cambyretá	350	127	140	68	68	76
Norte	S. Rosa - Horqueta	200	137	150	166	98	94
	Itakyry - Jepopyhy - C.Bado	300	158	167	188	146	159
	V. Hayes - V. Real	350	-	-	-	124	154
Oeste	V. Real - P. Colorado	350	-	-	-	80	86
	Vallemí - L. Plata	240	70	76	82	32	28
Metro-politano	Valenzuela - E. Ayala	305	189	190	263	281	263
	Valenzuela - Pirayú	305	160	161	259	265	234
	Valenzuela - Guarambaré	550	-	-	-	-	232
	Limpio - Luque	525	280	275	179	142	97
	Limpio - Z. Isla	350	-	-	51	51	33
	V. Hayes - P. Botánico	400	273	172	158	172	207
	P. Botánico - V. Aurelia	350	158	131	130	124	226
	P. Botánico - B. Molino	350	52	113	58	104	94
	V. Aurelia - S. Lorenzo	350	-	-	-	-	132
	Guarambaré - La Victoria	562	162	172	160	205	224
	Guarambaré - S. Antonio	250/550	28	28	88	134	182
	Guarambaré - Lambaré	250/550	37	32	100	143	197
	V. Hayes - P. Sajonia	450	211	199	199	170	154
	P. Sajonia - Lambaré	250	231	220	218	183	156

Tabla 11. Demanda de la LT Vallemí – Loma Plata

De la anterior podemos observar que para el año 2022 la demanda de la LT Vallemí – Loma Plata se encuentra en 76 MVA.

HORA	ES-HOR					ES-VMI		ES-VMI-2			ES-VMI-1			ES-CORO				ES-VMI			ES-VMI		
	TR 01 220/66				CEM	TR-1		TR - 1		BARRA	TR - 1 + 2		BARRA	TR - 1		BARRAS		TR-1		BARRA	TR-1		BARRA
	MW	MVAr	220	66	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	220kV	MW	MVAr	220kV	MW	MVAr	220kV	66kV	MW	MVAr	220	MW	220	HE
01:00	14	3	227	68	-4			8	1	220	2	1	220	28	-2	225	67				28	220	17
02:00	13	3	227	68	-2			8	1	220	2	1	220	28	-2	225	67				28	220	
03:00	13	3	227	68	-2			8	1	220	2	1	220	25	-4	224	67				28	220	
04:00	13	3	227	68	-2	19	-2	8	1	220	2	1	220	25	-4	224	67				28	229	11
05:00	15	3	227	67	5	19	-2	10	2	219	2	1	219	25	-4	224	67				30	219	
06:00	17	3	227	67	-3	22	0	11	3	224	2	1	224	29	-4	224	67				36	224	
07:00	18	3	227	67	-5	22	0	10	3	224	2	1	224	30	-4	224	67	3	0	226	36	224	
08:00	18	4	227	67	5	23	0	13	4	223	2	1	223	34	-2	224	67	3	0	225	32	223	
09:00	18	4	227	67	8	23	0	13	4	223	2	1	223	35	-1	224	67	3	0	225	33	223	
10:00	19	6	227	67	14	25	1	13	5	222	1	0	222	37	-1	223	67	3	0	226	35	222	
11:00	22	7	226	67	26	27	2	13	5	220	1	0	220	39	0	223	67	3	0	225	38	220	
12:00	20	6	227	67	-7	27	2	13	4	222	1	0	222	39	1	226	68	3	0	231	35	222	
13:00	17	5	227	68	-11	23	1	12	4	224	1	0	224	36	-1	227	67	3	0	230	31	224	
14:00	17	6	227	67	1	22	1	14	5	221	2	1	221	36	1	226	67	3	0	229	35	221	
15:00	17	6	227	67	2	22	1	14	5	221	2	1	221	36	1	226	67	3	0	229	38	221	
16:00	19	6	227	67	13	23	1	15	6	219	2	1	219	37	1	225	67	3	0	228	41	219	
17:00	19	6	227	67	12	23	1	14	5	219	2	1	219	37	0	225	67	3	0	228	41	219	
18:00	25	7	226	67	19	28	1	14	4	220	2	1	220	40	2	222	66	4	0	229	40	220	
19:00	25	7	226	67	26	28	1	15	4	219	2	1	219	45	3	223	67				43	219	
20:00	22	6	227	67	2	26	0	14	4	222	2	1	222	41	1	225	67				39	222	
21:00	19	6	227	67	-4	24	0	14	4	222	2	1	222	28	0	226	68				36	223	
22:00	18	4	227	67	-8			12	4	225	2	1	225	34	-2	226	68				33	225	
23:00	16	5	228	67	-16			11	3	226	2	1	226	30	-3	226	67				31	226	
00:00	16	4	228	67	-18			11	3	226	2	1	226	28	-3	226	67				29	226	

Tabla 12. Demanda de VMI 1 y VMI 2.

Considerando la tabla el valor máximo de la carga del TR 1 de Vallemí 2 es de 15 MW y los TR 1 y TR 2 de Vallemí 1 es de 2 MW pero esto es sin que esté en funcionamiento la fábrica de INC que tiene una carga reservada de 8 MW.

Podemos considerar que la carga total de la LT Horqueta – Vallemí es de aproximadamente 100 MW. También se considera un fuera de servicio de la línea de aproximadamente 1 mes o 30 días.

- **LT SRO-HOR 220 kV (Santa Rosa-Horqueta)**

De la Tabla 6 tenemos la carga sobre las LTs Santa Rosa – Horqueta 220 kV y Itakyry – Cerro Cora 220 kV, los cuales son de 150 MVA y 167 MVA respectivamente, esto nos da un valor de 317 MVA, al salir fuera de servicio la LT Santa Rosa – Horqueta, todo vendría por Itakyry que tiene capacidad de 300 MVA, por lo tanto, tenemos 17 MVA de corte o 16 MW aproximadamente. También se considera un fuera de servicio de la línea de aproximadamente 1 mes o 30 días.

5.3.4.2. PY C4: Pasillo de Tormenta Numero 4

- **LT PBU-NAR 66 kV (Paranambú-Naranjal)**

ESTE	PFO	96,7	43,4	105,9	12,0	101,6	113,3	90%
	IRY	22,9	6,4	23,8	-	23,8	41,7	57%
	K30	46,1	15,4	48,6	6,0	47,1	60,0	78%
	PBU	16,9	4,8	17,6	-	17,6	41,7	42%
	PIH	23,4	12,6	26,5	6,0	24,3	41,7	58%
	CAT	40,5	20,3	45,4	6,0	43,0	61,7	70%
	CDO	66,9	22,2	70,5	12,0	67,7	80,0	85%
	JUM	15,9	6,6	17,3	3,0	16,3	41,7	39%
	JEP	12,9	3,8	13,4	6,0	13,0	41,7	31%
	CAL	12,6	3,2	13,0	-	13,0	20,0	65%
	SGA	29,4	10,9	31,4	6,0	29,8	80,0	37%
	ACY	62,9	20,0	66,0	6,0	64,4	81,7	79%
	APR	91,9	40,0	100,2	18,0	94,5	120,0	79%
	DES	35,0	12,7	37,3	12,0	35,0	60,0	58%
	MCE	55,1	22,0	59,3	12,0	56,0	100,0	56%
	CUR	39,8	13,4	42,0	24,0	41,2	42,0	98%
	NAR	38,9	16,0	42,1	12,0	39,1	52,0	75%
	HER	41,0	15,3	43,8	12,0	41,2	60,0	69%
	MPO	21,0	5,5	21,7	6,0	21,0	30,0	70%
	K15	44,9	13,1	46,8	6,0	45,5	60,0	76%
	SRI	21,3	7,8	22,7	12,0	21,7	83,3	26%
	WMA	3,9	1,2	4,1				
	CAR	7,8	1,8	8,0				
	INP	6,2	2,1	6,5				

Tabla 13. Carga de la Subestación Naranjal

La carga de la LT Paranambú – Naranjal 66 kV corresponde a la Subestación de Naranjal, el cual tiene una carga de 38,9 MW. Se considera un fuera de servicio de la línea de aproximadamente 10 días.

- **LT FIL-MES 66 kV (Filadelfia-Mariscal Estigarribia).**

OESTE	LPA23	5,7	-	5,7	3,0
	FIL	9,1	3,0	9,6	3,0
	MES	8,6	2,7	9,0	3,0
	CHO	34,4	7,3	35,2	
	FER	21,1	5,8	21,9	

Tabla 14. Carga de Subestación Mariscal Estigarribia.

La carga de la LT Filadelfia – Mariscal Estigarribia 66 kV corresponde a la Subestación de Mariscal Estigarribia, el cual tiene una carga de 8,6 MW. También se considera un fuera de servicio de la línea de aproximadamente 10 días.

5.3.4.3. PY C3: Pasillo de Tormenta Numero 3

- **LT PPE-CZA 66 kV (Pazo Pe-Caazapá)**

CENTRAL	COV	63,3	23,8	67,7	12,0
	SRO	49,2	13,9	51,1	6,0
	PPE	40,1	15,3	42,9	6,0
	CZU	63,0	20,4	66,2	12,0
	ABA	17,7	6,2	18,8	-
	SES	43,5	12,7	45,3	6,0
	BSP	20,9	7,2	22,1	6,0
	IRO	24,3	7,7	25,5	-
	CYO	24,1	10,1	26,1	6,0
	VAQ	11,9	2,6	12,2	6,0
	VIL	16,7	6,3	17,9	3,6
	CZA	22,0	8,8	23,7	6,0
	SPN	21,4	7,4	22,6	3,0
	LCO	9,0	2,8	9,4	6,0
	CLY	30,6	8,5	31,7	

Tabla 15. Carga Subestación Caazapá

La carga de la LT Paso Pé – Caazapá 66 kV corresponde a la Subestación de Caazapá, el cual tiene una carga de 22 MW. También se considera un fuera de servicio de la línea de aproximadamente 10 días.

- **LT GUA-PSA 220 kV (Guarambaré-Puerto Sajonia)**

SISTEMA	NOMBRE	MW	MVAr	MVA
METROPOLITANO	VHA	41,3	16,8	44,6
	SLO	148,0	57,8	158,9
	LAM	140,2	52,8	149,8
	PBO	126,3	47,4	134,9
	LIM	96,1	36,7	102,9
	PSA	50,6	20,7	54,7
	PCA	118,3	47,7	127,6
	VAU	144,6	35,0	148,8
	BMO	69,6	20,5	72,5
	GUA	88,1	35,8	95,1
	PIR	23,2	9,2	24,9
	VAP	1,8	0,5	1,8
	ELA	41,9	24,6	48,6
	CAP	89,7	37,9	97,3
	LAV	116,1	27,2	119,2
	LUQ	171,6	60,9	182,1
	SAN	108,0	33,8	113,1
	ALT	28,3	6,9	29,2
	SMI	76,2	30,4	82,0
	CEN	47,3	17,9	50,6
	BPA	92,3	27,3	96,2
	TBO	84,8	33,4	91,1
	GDI	46,0	14,9	48,4
	REP	79,8	31,5	85,8
	MRA	74,4	28,0	79,5
	FDM	78,0	27,3	82,6
	MBU	65,2	21,1	68,6
	VTA	26,7	12,0	29,3
	ITG	68,0	24,1	72,1
	CAE	44,9	17,4	48,1
	CNU	46,8	18,7	50,4
	PAR	34,0	13,0	36,4
	QUI	23,0	9,2	24,7
	CAU	16,4	7,2	17,9
	BTW	10,9	3,6	11,5
	BRO	26,7	12,0	29,3
	VEL	41,6	14,1	43,9
	ADM	9,7	3,6	10,4
	CMY	11,8	5,1	12,8
	SIC	1,2	-	1,2
	ELK	17,7	-	17,7
	BCP	24,5	9,7	26,4
	VCE_23	5,9	2,5	6,4
	VCE_66	11,6	3,0	11,9
	ACE	1,2	0,5	1,3
	GHN	16,5	5,8	17,5
	CVP	9,5	3,3	10,0
	CAI	8,9	2,7	9,3
	VMC	5,3	-	5,3
	ING	15,9	5,8	16,9

Tabla 16. Carga Subestaciones del Metropolitano.

La carga de la LT Guarambaré – Puerto Sajonia 220 kV corresponde a las Subestaciones de San Antonio y Villa Elisa que se encuentran en derivación de la línea de transmisión, el cual tienen una carga de 108 MW y 41,6 MW

respectivamente, o sea el corte de carga total seria de 150 MW. También se considera un fuera de servicio de la línea de aproximadamente 1 mes o 30 días.

- **LT GUA-LAM-PSA 220 kV (Guarambaré-Lambaré-Puerto Sajonia)**

Para esta línea de transmisión no se considera corte de energía debido a que la Estación de Lambaré esta seccionado de la línea Guarambaré – Puerto Sajonia, por lo cual si queda fuera de servicio uno de los tramos se alimentaria desde la otra Estación.

5.3.4.4. PY C2: Pasillo de Tormenta Numero 2

- **LT AYO-VHA 500 kV (AYOLAS – VILLA HAYES)**
- **LT AYO-SPA 220 kV (AYOLAS – SAN PATRICIO)**
- **LT AYO-CBO-CAM 220 kV (AYOLAS – CORONEL BOGADO - CAMBYRETA)**

Para estas líneas de transmisión se considera que no habrá cortes de carga debido a los cambios de configuración que se pueden realizar abarcando más con la generación de Itaipu y llegando hasta San Patricio o hasta la Estación de Trinidad o de Cambyreta.

5.3.4.5. PY C1: Pasillo de Tormenta Numero 1

- **LT VIN-PIL 66 kV (Villalbín-Pilar)**

SUR	AYO	17,3	7,9	19,1
	TRI	31,4	14,1	34,5
	VIN	6,3	1,3	6,5
	CBO	24,6	9,2	26,3
	SPA	18,1	7,0	19,4
	SJB	28,1	11,6	30,4
	NAT	36,6	19,0	41,3
	CAM	33,9	9,3	35,2
	ENC	91,3	36,3	98,3
	PIL	36,1	16,9	39,9
	SPP	17,2	7,4	18,8
	PPO	14,9	7,3	16,6
	FRAM	23,8	9,1	25,5
	SIG	23,4	9,4	25,2

Tabla 17. Carga Subestación Pilar.

La carga de la LT Villalbín – Pilar 66 kV corresponde a la Subestación de Pilar, el cual tiene una carga de 36 MW. También se considera un fuera de servicio de la línea de aproximadamente 10 días.

5.4. CALCULO DE AHORRO POR ENERGÍA NO SUMINISTRADA

A continuación, se calcula en $ el corte de carga:

- **PY C5: Pasillo de Tormenta Numero 5**

Para la línea de 500 kV se considera todo lo mencionado en el ítem anterior y también el costo de ganancia por venta de energía se encuentra en torno a 35 $, tenemos lo siguiente.

C1= 150 [MW]x8 [Hs/días]x60 [días]x35 [$/MW.Hs] = 2.520.000 [$]

Para la línea de 220 kV MD – IRY se considera todo lo mencionado en el ítem anterior y también el costo de ganancia por venta de energía se encuentra en torno a 35 $, tenemos lo siguiente.

C1= 70 [MW]x8 [Hs/días]x30 [días]x35 [$/MW.Hs] = 588.000 [$]

Para la línea de 220 kV HOR – VMI II se considera todo lo mencionado en el ítem anterior y también el costo de ganancia por venta de energía se encuentra en torno a 35 $, tenemos lo siguiente.

C1= 100 [MW]x8 [Hs/días]x30 [días]x35 [$/MW.Hs] = 840.000 [$]

Para la línea de 220 kV SRO – HOR se considera todo lo mencionado en el ítem anterior y también el costo de ganancia por venta de energía se encuentra en torno a 35 $, tenemos lo siguiente.

C1= 16 [MW]x8 [Hs/días]x30 [días]x35 [$/MW.Hs] = 134.400 [$].

- **PY C4: Pasillo de Tormenta Numero 4**

Para la línea de 66 kV PBU – NAR se considera todo lo mencionado en el ítem anterior y también el costo de ganancia por venta de energía se encuentra en torno a 35 $, tenemos lo siguiente.

C1= 38,9 [MW]x8 [Hs/días]x10 [días]x35 [$/MW.Hs] = 108.920 [$]

Para la línea de 66 kV FIL – MES se considera todo lo mencionado en el ítem anterior y también el costo de ganancia por venta de energía se encuentra en torno a 35 $, tenemos lo siguiente.

C1= 8,6 [MW]x8 [Hs/días]x10 [días]x35 [$/MW.Hs] = 24.080 [$]

- **PY C3: Pasillo de Tormenta Numero 3**

Para la línea de 66 kV PPE – CZA se considera todo lo mencionado en el ítem anterior y también el costo de ganancia por venta de energía se encuentra en torno a 35 $, tenemos lo siguiente.

C1= 22 [MW]x8 [Hs/días]x10 [días]x35 [$/MW.Hs] = 61.600 [$]

Para la línea de 220 kV GUA – PSA se considera todo lo mencionado en el ítem anterior y también el costo de ganancia por venta de energía se encuentra en torno a 35 $, tenemos lo siguiente.

C1= 150 [MW]x8 [Hs/días]x30 [días]x35 [$/MW.Hs] = 1.260.000 [$]

- **PY C2: Pasillo de Tormenta Numero 2**

Para este pasillo de tormenta no se tiene corte de carga.

- **PY C1: Pasillo de Tormenta Numero 1**

Para la línea de 66 kV VIN – PIL se considera todo lo mencionado en el ítem anterior y también el costo de ganancia por venta de energía se encuentra en torno a 35 $, tenemos lo siguiente.

C1= 36 [MW]x8 [Hs/días]x10 [días]x35 [$/MW.Hs] = 100.800 [$]

5.5. ANALISIS ECONOMICO

5.5.1. Inversiones

Se considera cada pasillo de tormenta de 10 km aproximadamente para cada una de las alternativas de solución.

5.5.1.1. Costos de Sustitución de estructuras

Según normas internacionales ASCE 97.7 de los Estados Unidos y en algunos casos DIN consideradas por Ande la distancia entre Torres de anclaje es de cada 5 km y según manifestado por personal de Ande existe algunos tramos con separación de 14 km entre Torres de anclaje.

El costo de cada Torre de anclaje en el nivel de 500 kV es de $ 1.000.000 y la Torre de suspensión es de $ 500.000, en cuanto al nivel de tensión 220 kV la Torre de anclaje tiene un costo de $ 350.000 y la Torre de suspensión $ 200.000, la misma consideración para el nivel de tensión en 66 kV, la Torre de anclaje su costo es de $ 200.000 y la torre se suspensión de $ 120.000.

Para la línea de 500 kV se debería colocar en el pasillo dos Torres de anclaje, esto da un valor de $ 2.000.000.

5.5.1.2. Costos de cambio de conductor

Una alternativa a considerar también es el cambio de conductores, esto es cambiar los cuatro conductores por fase del tipo ACSR Rook 636 MCM por dos conductores del tipo HTLS por fase.

El costo por km del conductor HTLS es de $ 12.500, para el pasillo de la línea de 500 kV en los 10 km con conductor HTLS es de $ 750.000.

Se considerarán para el análisis económico para la línea de 500 kV las dos alternativas de solución, la primera relacionada al cambio de estructura de suspensión por anclaje y la segunda se considera el cambio de conductor.

5.5.1.3. Costos de otras Alternativas

5.5.1.3.1. Costos Aisladores pivotantes

El costo de la implementación de Aislador pivotante por Torre es de $ 30.000, o sea para el pasillo de la línea de 500 kV se necesitaría para veinte Torres, esto costaría en total $ 600.000.

5.5.1.3.2. Costos de Torres de Emergencia

El costo de cada pieza de Torre de Emergencia de 3 m es de $ 2.000. Para el nivel de tensión de 500 kV se necesitan trece piezas para cada fase o sea en total 39 piezas.

Se considera también los accesorios para la implementación que tiene un costo de $ 30.000 por cada estructura considerada.

Para el pasillo de la línea de 500 kV consideramos la afectación de cuatro Torres, o sea 156 piezas, esto nos da un total de $ 672.000.

5.5.2. Flujo de caja

Es una herramienta financiera, que permite ordenar las entradas y salidas de dinero de la empresa, en un periodo determinado de tiempo, usada para calcular el sado de efectivo al inicio y al final de dicho periodo y tomar decisiones de inversión o financiamiento

El flujo de caja establece la capacidad de pago de las obligaciones de la empresa y permite disminuir posibles riesgos de iliquidez.

Para la primera alternativa:

Flujo de Caja			
Periodo [Año]	Inversión [$]	Ahorro en Energia [$]	Flujo [$]
0	-2.000.000		-2.000.000
1		0	0
2		0	0
3		2.520.000	2.520.000
4		0	0
5		0	0
6		2.520.000	2.520.000
7		0	0
8		0	0
9		2.520.000	2.520.000
10		0	0

Tabla 18. Flujo de caja Alternativa 1.

Para la segunda alternativa:

Flujo de Caja			
Periodo [Año]	Inversión [$]	Ahorro en Energia [$]	Flujo [$]
0	-750.000		-750.000
1		0	0
2		0	0
3		2.520.000	2.520.000
4		0	0
5		0	0
6		2.520.000	2.520.000
7		0	0
8		0	0
9		2.520.000	2.520.000
10		0	0

Tabla 19. Flujo de caja Alternativa 2.

5.5.3. Valor Actualizado Neto

El valor actual neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuantos se va a ganar o perder con una inversión.

Para ello trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. El VAN va expresar una medida de rentabilidad del proyecto en términos absolutos netos.

Para la primera alternativa:

VAN				
Periodo [Año]	Inversión [$]	Ahorro en Energia [$]	Depreciación	Valor Presente [$]
0	-2.000.000			-2.000.000
1		0	0,892857143	0
2		0	0,797193878	0
3		2.520.000	0,711780248	1.793.686
4		0	0,635518078	0
5		0	0,567426856	0
6		2.520.000	0,506631121	1.276.710
7		0	0,452349215	0
8		0	0,403883228	0
9		2.520.000	0,360610025	908.737
10		0	0,321973237	0
VAN				1.979.134

Tabla 20. Valor actualizado neto Alternativa 1.

Para la segunda alternativa:

VAN				
Periodo [Año]	Inversión [$]	Ahorro en Energia [$]	Depreciación	Valor Presente [$]
0	-750.000			-750.000
1		0	0,892857143	0
2		0	0,797193878	0
3		2.520.000	0,711780248	1.793.686
4		0	0,635518078	0
5		0	0,567426856	0
6		2.520.000	0,506631121	1.276.710
7		0	0,452349215	0
8		0	0,403883228	0
9		2.520.000	0,360610025	908.737
10		0	0,321973237	0
VAN				3.229.134

Tabla 21. Valor actualizado neto Alternativa 2.

5.5.4. Tasa Interna de Retorno

La tasa interna de retorno (TIR) es la rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las

cantidades que no se han retirado del proyecto. Es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión para comprobar la viabilidad de una inversión.

Para la primera alternativa:

TIR		
Periodo [Año]	Valor Presente [$]	TIR [%]
0	-2.000.000	15%
1	-	
2	-	
3	1.793.686	
4	-	
5	-	
6	1.276.710	
7	-	
8	-	
9	908.737	
10	-	

Tabla 22. Tasa interna de retorno Alternativa 1.

Para la segunda alternativa:

TIR		
Periodo [Año]	Valor Presente [$]	TIR [%]
0	-750.000	45%
1	-	
2	-	
3	1.793.686	
4	-	
5	-	
6	1.276.710	
7	-	
8	-	
9	908.737	
10	-	

Tabla 23. Tasa interna de retorno Alternativa 2.

5.5.5. Análisis de Sensibilidad

Se analizarán dos análisis de modificación de las variables que más afecten a las soluciones.

1) Costo de Inversión con 30 % de sobrecosto, con esta variación en la modificación de los costos obtenemos los siguientes resultados para el VAN y el TIR

Para la primera alternativa:

VAN				
Periodo [Año]	Inversión [$]	Ahorro en Energia [$]	Depreciación	Valor Presente [$]
0	-2.600.000			-2.600.000
1		0	0,892857143	0
2		0	0,797193878	0
3		2.520.000	0,711780248	1.793.686
4		0	0,635518078	0
5		0	0,567426856	0
6		2.520.000	0,506631121	1.276.710
7		0	0,452349215	0
8		0	0,403883228	0
9		2.520.000	0,360610025	908.737
10		0	0,321973237	0
VAN				1.379.134

Tabla 24. VAN Alternativa 1 con sobrecosto.

TIR		
Periodo [Año]	Valor Presente [$]	TIR [%]
0	-2.600.000	9%
1	-	
2	-	
3	1.793.686	
4	-	
5	-	
6	1.276.710	
7	-	
8	-	
9	908.737	
10	-	

Tabla 25. TIR Alternativa 1 con sobrecosto.

Para la segunda alternativa:

VAN				
Periodo [Año]	Inversión [$]	Ahorro en Energia [$]	Depreciación	Valor Presente [$]
0	-975.000			-975.000
1		0	0,892857143	0
2		0	0,797193878	0
3		2.520.000	0,711780248	1.793.686
4		0	0,635518078	0
5		0	0,567426856	0
6		2.520.000	0,506631121	1.276.710
7		0	0,452349215	0
8		0	0,403883228	0
9		2.520.000	0,360610025	908.737
10		0	0,321973237	0
VAN				3.004.134

Tabla 26. VAN Alternativa 2 con sobrecosto.

TIR		
Periodo [Año]	Valor Presente [$]	TIR [%]
0	-975.000	36%
1	-	
2	-	
3	1.793.686	
4	-	
5	-	
6	1.276.710	
7	-	
8	-	
9	908.737	
10	-	

Tabla 27. TIR Alternativa 2 con sobrecosto.

2) Consideración de ocurrencia de fallas cada 4 años, con esta variación en la modificación de los costos obtenemos los siguientes resultados para el VAN y el TIR

Para la primera alternativa:

VAN				
Periodo [Año]	Inversión [$]	Ahorro en Energia [$]	Depreciación	Valor Presente [$]
0	-2.000.000			-2.000.000
1		0	0,892857143	0
2		0	0,797193878	0
3		-	0,711780248	-
4		2520000	0,635518078	1601506
5		0	0,567426856	0
6		-	0,506631121	-
7		0	0,452349215	0
8		2520000	0,403883228	1017786
9		-	0,360610025	-
10		0	0,321973237	0
VAN				619.291

Tabla 28. VAN Alternativa 1 con menor correncia de fallas.

TIR		
Periodo [Año]	Valor Presente [$]	TIR [%]
0	-2.000.000	5%
1	-	
2	-	
3	-	
4	1.601.506	
5	-	
6	-	
7	-	
8	1.017.786	
9	-	
10	-	

Tabla 29.TIR Alternativa 1 con menor correncia de fallas

Para la segunda alternativa

VAN				
Periodo [Año]	Inversión [$]	Ahorro en Energia [$]	Depreciación	Valor Presente [$]
0	-750.000			-750.000
1		0	0,892857143	0
2		0	0,797193878	0
3		-	0,711780248	-
4		2520000	0,635518078	1601506
5		0	0,567426856	0
6		-	0,506631121	-
7		0	0,452349215	0
8		2520000	0,403883228	1017786
9		-	0,360610025	-
10		0	0,321973237	0
VAN				1.869.291

Tabla 30. VAN Alternativa 2 con menor correncia de fallas.

TIR		
Periodo [Año]	Valor Presente [$]	TIR [%]
0	-750.000	28%
1	-	
2	-	
3	-	
4	1.601.506	
5	-	
6	-	
7	-	
8	1.017.786	
9	-	
10	-	

Tabla 31. TIR Alternativa 2 con menor correncia de fallas.

V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la elaboración de un plan de contingencia se realizó un mapa de riesgo por tormentas con cinco pasillos identificados y las líneas de transmisión afectadas siendo el pasillo número cinco el más crítico de todos debido a que afecta a la línea de transmisión de 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes y a varias líneas de transmisión en 220 kV.

La variable más crítica para los pasillos de tormentas fueron los relacionados a las velocidades máximas del viento.

Los cortes de carga evaluados fueron realizados gracias a los cálculos de demanda y flujos de potencia del Plan Maestro de Transmisión de la Administración Nacional de Electricidad.

El corte a la línea de transmisión de 500 kV es de aproximadamente 150 MW en promedio, este es en los horarios picos de la siesta de 12 a 16 horas y de la noche de 19 a 23 horas y el fuera de servicio de la línea es de 2 meses o 60 días.

Para la línea de 500 kV la ganancia por venta de energía se encuentra en torno a 35 $, y por lo tanto, la energía no suministrada es de 2.520.000 [$]

En el cálculo de costos se debería colocar en el pasillo dos Torres de anclaje, esto da un valor de $ 2.000.000. El costo conductor HTLS para el pasillo de la línea de 500 kV en los 10 km con conductor HTLS es de $ 750.000.

Por medio de la evaluación económica se obtiene que la segunda alternativa de sustitución de conductores por HTLS es el más económico y factible, por medio del análisis del valor actualizado neto nos da $ 3.229.134 y la tasa interna de retorno es de 45 %

VI. CONCLUSIONES

En la elaboración de un plan de contingencia se realizó un mapa de riesgo donde se identificó cinco pasillos de tormenta y el mayor riesgo es debido a las velocidades máximas del viento.

El pasillo de tormentas número cinco afecta a la línea de transmisión Margen Derecha – Villa Hayes 500 kV y las líneas en 220 kV Margen Derecha-Itakyry, Horqueta-Valle Mi-II y Santa Rosa-Horqueta.

Se plantearon alternativas de solución donde las más significativas corresponden a la sustitución de torres de suspensión por torres de anclaje y la sustitución de conductores ACSR por conductores termo resistentes HTLS.

Se demostró que las dos primeras alternativas de solución son técnicamente posibles, no obstante, la segunda alternativa es la mas económica.

Podemos concluir que la alternativa 2 es la más factible con un valor actualizado neto de $ 3.229.134 y una tasa interna de retorno del 45 %, inclusive admite el sobrecosto del 30 % con el cual el VAN da $ 3.004.134 y el TIR da 36 %, también si se disminuye la cantidad de ocurrencias de fallas cada 4 o 5 años el VAN nos da $ 1.869.291 y el TIR da 28 %. Por lo tanto, la Alternativa 2 es la solución elegida para este proyecto.

VII. RECOMENDACIONES

En base a los análisis y cálculos realizados en capítulos anteriores se recomienda lo siguiente:

La sustitución de los cuatro conductores ACSR de cada fase en la línea de transmisión de 500 kV por dos conductores por fase, resultando en la misma capacidad de la línea actual en el tramo correspondiente al pasillo de tormenta número cinco y en los tramos correspondientes a las líneas de 220 kV.

También se recomienda a futuro la compra de mayor cantidad de estructuras de emergencia debido a que con la cantidad actual solo se cubre a las líneas de 220 kV.

VIII. APÉNDICE

Apéndice A: Resumen ejecutivo.

Apéndice A.1: Corte de carga

A.1.1. PY C5: Pasillo de Tormenta Numero 5

Afecta a las siguientes LTs:

- **LT MD-VHA 500 kV (Tramo Margen Derecha Itaipu-Itakyry)**

Ante la indisponibilidad de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, se tendría la necesidad de efectuar algunos cortes de carga en punta con el fin de evitar sobrecargas en algunas líneas del sistema. Valores de cortes de carga estimativos se muestran en la siguiente Tabla según Plan Maestro de Transmisión de la Ande periodo 2021 a 2030.

Años	Carga Base del Año [MW]* (A)	Carga atendida [MW]* (B)	Carga No Atendida [MW]* (C) = (A - B)	Límite de Carga del SIN [MW]* (D)	Margen de Carga [%] (E) = (D-B)/B
2021	3.772	3.536	236	3.743	5,9
2022	3.976	3.574	402	3.778	5,7
2023	4.194	3.883	311	4.193	8,0
2024	4.491	4.316	176	4.592	6,4
2025	4.805	4.714	90	4.980	5,6

Tabla 32. Corte de carga por Indisponibilidad de la Línea de Transmisión de 500 kV.

Podemos mencionar que el corte a esta línea de transmisión esta entre los 100 y 200 MW para los próximos años, por lo tanto, se toma 150 MW en promedio, este es en los horarios picos de la siesta de 12 a 16 horas y de la noche de 19 a 23 horas. También se considera un fuera de servicio de la línea de aproximadamente de 2 meses o 60 días.

- **LT MD-IRY 220 kV (Margen Derecha Itaipu-Itakyry)**

En la Tabla siguiente, se presentan los niveles de cargas previstos en componentes del sistema de transmisión en 220 kV del SIN en el Sistema Este.

			Carga (MVA)				
	LT	Capacidad (por cto./transf)	2021	2022	2023	2024	2025
Este	M. Derecha - Acaray	**667**	590	615	288	258	316
	M. Derecha - P. Industrial	**550**	297	312	298	222	260
	Acaray - KM 8 / KM 30	**550**	300	322	123	71	97
	Acaray - P. Franco	**550**	145	147	157	167	179
	P. Franco - Paranambú	**180**	115	109	98	105	112
	P. Franco - Alto Paraná	**350**	-	-	106	112	135
	Yguazú - KM 30	**550**	-	-	196	138	159
	Yguazú - C. Nueve / C. Oviedo	**229**	-	-	186	87	134
	KM 30 - J.L. Mallorquín	**229**	176	181	224	114	158
	KM 30 - S. Rita	**350**	-	20	33	40	36
	Itakyry - Catueté	**230**	51	54	57	61	71

Tabla 33. Carga prevista en Líneas de Transmisión del Sistema Este.

Podemos mencionar que la carga se encuentra en 312 MVA, considerando que hay dos líneas en paralelo la carga total de las líneas seria de aproximadamente 620 MW, el corte a esta línea de transmisión esta alrededor de los 70 MW teniendo en cuenta que la capacidad de la línea es de 550 MVA. También se considera un fuera de servicio de la línea de aproximadamente 1 mes o 30 días.

- **LT HOR-VMI-II 220 kV (Horqueta-Vallemí-II)**

			Carga (MVA)				
	LT	Capacidad (por cto./transf)	2021	2022	2023	2024	2025
Este	M. Derecha - Acaray	667	590	615	288	258	316
	M. Derecha - P. Industrial	550	297	312	298	222	260
	Acaray - KM 8 / KM 30	550	300	322	123	71	97
	Acaray - P. Franco	550	145	147	157	167	179
	P. Franco - Paranambú	180	115	109	98	105	112
	P. Franco - Alto Paraná	350	-	-	106	112	135
	Yguazú - KM 30	550	-	-	196	138	159
	Yguazú - C. Nueve / C. Oviedo	229	-	-	186	87	134
	KM 30 - J.L. Mallorquín	229	176	181	224	114	158
	KM 30 - S. Rita	350	-	20	33	40	36
	Itakyry - Catueté	230	51	54	57	61	71
Central	C. Oviedo - Carayaó	350	123	131	105	174	139
	Carayaó - S. Estanislao	350	263	282	305	241	247
	C. Oviedo - Paso Pé	240	106	111	127	135	138
	Valenzuela - C. Oviedo	305	-	-	216	6	83
Sur	Ayolas - S. Patricio	512	124	135	117	181	94
	Ayolas - C. Bogado	295	83	88	83	104	93
	C. Bogado - Cambyretá	350	127	140	68	68	76
Norte	S. Rosa - Horqueta	200	137	150	166	98	94
	Itakyry - Jepopyhy - C.Bado	300	158	167	188	146	159
	V. Hayes - V. Real	350	-	-	-	124	154
Oeste	V. Real - P. Colorado	350	-	-	-	80	86
	Vallemí - L. Plata	240	70	76	82	32	28
Metro-politano	Valenzuela - E. Ayala	305	189	190	263	281	263
	Valenzuela - Pirayú	305	160	161	259	265	234
	Valenzuela - Guarambaré	550	-	-	-	-	232
	Limpio - Luque	525	280	275	179	142	97
	Limpio - Z. Isla	350	-	-	51	51	33
	V. Hayes - P. Botánico	400	273	172	158	172	207
	P. Botánico - V. Aurelia	350	158	131	130	124	226
	P. Botánico - B. Molino	350	52	113	58	104	94
	V. Aurelia - S. Lorenzo	350	-	-	-	-	132
	Guarambaré - La Victoria	562	162	172	160	205	224
	Guarambaré - S. Antonio	250/550	28	28	88	134	182
	Guarambaré - Lambaré	250/550	37	32	100	143	197
	V. Hayes - P. Sajonia	450	211	199	199	170	154
	P. Sajonia - Lambaré	250	231	220	218	183	156

Tabla 34. Demanda de la LT Vallemí – Loma Plata

De la anterior podemos observar que para el año 2022 la demanda de la LT Vallemí – Loma Plata se encuentra en 76 MVA.

HORA	ES-HOR					ES-VMI		ES-VMI-2			ES-VMI-1			ES-CORO												
	TR 01 220/66				CEM	TR-1		TR - 1		BARRA	TR - 1 + 2		BARRA	TR - 1		BARRA 0		TR-1		BARRA	TR-1	BARRA				
	MW	MVAr	220	66	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	220kV	MW	MVAr	220kV	MW	MVAr	220kV	66kV	MW	MVAr	220	MW	220				
01:00	14	3	227	68	-4			8	1	220	2	1	220	28	-2	225	67				28	220	17			
02:00	13	3	227	68	-2			8	1	220	2	1	220	28	-2	225	67				28	220				
03:00	13	3	227	68	-2			8	1	220	2	1	220	25	-4	224	67				28	220				
04:00	13	3	227	68	-2	19	-2	8	1	220	2	1	220	25	-4	224	67				28	229	11			
05:00	15	3	227	67	5	19	-2	10	2	219	2	1	219	25	-4	224	67				30	219				
06:00	17	3	227	67	-3	22	0	11	3	224	2	1	224	28	-4	224	67				36	224				
07:00	18	3	227	67	-6	22	0	10	3	224	2	1	224	30	-4	224	67	3	0	226	35	224				
08:00	18	4	227	67	5	23	0	13	4	223	2	1	223	34	-2	224	67	3	0	225	32	223				
09:00	18	4	227	67	8	23	0	13	4	223	2	1	223	35	-1	224	67	3	0	225	33	223				
10:00	19	6	227	67	14	25	1	13	5	222	1	0	222	37	-1	223	67	3	0	225	35	222				
11:00	22	7	226	67	26	27	2	13	5	220	1	0	220	39	0	223	67	3	0	225	38	220				
12:00	20	6	227	67	-7	27	2	13	4	222	1	0	222	39	1	226	68	3	0	231	35	222				
13:00	17	5	227	68	-11	23	1	12	4	224	1	0	224	36	-1	227	67	3	0	230	31	224				
14:00	17	6	227	67	1	22	1	14	5	221	2	1	221	36	1	226	67	3	0	229	35	221				
15:00	17	6	227	67	2	22	1	14	5	221	2	1	221	36	1	226	67	3	0	229	38	221				
16:00	19	6	227	67	13	23	1	15	6	219	2	1	219	37	1	225	67	3	0	228	41	219				
17:00	19	6	227	67	12	23	1	14	5	219	2	1	219	37	0	225	67	3	0	228	41	219				
18:00	25	7	226	67	19	28	1	14	4	220	2	1	220	40	2	222	66	4	0	229	40	220				
19:00	25	7	226	67	26	28	1	15	4	219	2	1	219	45	3	223	67				43	219				
20:00	22	6	227	67	2	26	0	14	4	222	2	1	222	41	1	225	67				39	222				
21:00	19	6	227	67	-4	24	0	14	4	222	2	1	222	28	0	226	68				36	223				
22:00	18	4	227	67	-8			12	4	225	2	1	225	34	-2	226	68				33	225				
23:00	16	5	228	67	-16			11	3	226	2	1	226	30	-3	226	67				31	226				
00:00	15	4	228	67	-18			11	3	226	2	1	226	28	-3	225	67				29	226				

Tabla 35. Demanda de VMI 1 y VMI 2.

Considerando la tabla el valor máximo de la carga del TR 1 de Vallemí 2 es de 15 MW y los TR 1 y TR 2 de Vallemí 1 es de 2 MW pero esto es sin que esté en funcionamiento la fábrica de INC que tiene una carga reservada de 8 MW.

Podemos considerar que la carga total de la LT Horqueta – Vallemí es de aproximadamente 100 MW. También se considera un fuera de servicio de la línea de aproximadamente 1 mes o 30 días.

- **LT SRO-HOR 220 kV (Santa Rosa-Horqueta)**

De la Tabla 6 tenemos la carga sobre las LTs Santa Rosa – Horqueta 220 kV y Itakyry – Cerro Cora 220 kV, los cuales son de 150 MVA y 167 MVA respectivamente, esto nos da un valor de 317 MVA, al salir fuera de servicio la LT Santa Rosa – Horqueta, todo vendría por Itakyry que tiene capacidad de 300 MVA, por lo tanto, tenemos 17 MVA de corte o 16 MW aproximadamente. También se considera un fuera de servicio de la línea de aproximadamente 1 mes o 30 días.

A.1.2. PY C4: Pasillo de Tormenta Numero 4

- **LT PBU-NAR 66 kV (Paranambú-Naranjal)**

ESTE	PFO	96,7	43,4	105,9	12,0	101,6	113,3	90%
	IRY	22,9	6,4	23,8	-	23,8	41,7	57%
	K30	46,1	15,4	48,6	6,0	47,1	60,0	78%
	PBU	16,9	4,8	17,6	-	17,6	41,7	42%
	PIH	23,4	12,6	26,5	6,0	24,3	41,7	58%
	CAT	40,5	20,3	45,4	6,0	43,0	61,7	70%
	CDO	66,9	22,2	70,5	12,0	67,7	80,0	85%
	JUM	15,9	6,6	17,3	3,0	16,3	41,7	39%
	JEP	12,9	3,8	13,4	6,0	13,0	41,7	31%
	CAL	12,6	3,2	13,0	-	13,0	20,0	65%
	SGA	29,4	10,9	31,4	6,0	29,8	80,0	37%
	ACY	62,9	20,0	66,0	6,0	64,4	81,7	79%
	APR	91,9	40,0	100,2	18,0	94,5	120,0	79%
	DES	35,0	12,7	37,3	12,0	35,0	60,0	58%
	MCE	55,1	22,0	59,3	12,0	56,0	100,0	56%
	CUR	39,8	13,4	42,0	24,0	41,2	42,0	98%
	NAR	38,9	16,0	42,1	12,0	39,1	52,0	75%
	HER	41,0	15,3	43,8	12,0	41,2	60,0	69%
	MFO	21,0	5,5	21,7	6,0	21,0	30,0	70%
	K15	44,9	13,1	46,8	6,0	45,5	60,0	76%
	SRI	21,3	7,8	22,7	12,0	21,7	83,3	26%
	WMA	3,9	1,2	4,1				
	CAR	7,8	1,8	8,0				
	INP	6,2	2,1	6,5				

Tabla 36. Carga de la Subestación Naranjal

La carga de la LT Paranambú – Naranjal 66 kV corresponde a la Subestación de Naranjal, el cual tiene una carga de 38,9 MW. Se considera un fuera de servicio de la línea de aproximadamente 10 días.

- **LT FIL-MES 66 kV (Filadelfia-Mariscal Estigarribia).**

OESTE	LPA23	5,7	-	5,7	3,0
	FIL	9,1	3,0	9,6	3,0
	MES	8,6	2,7	9,0	3,0
	CHO	34,4	7,3	35,2	
	FER	21,1	5,8	21,9	

Tabla 37. Carga de Subestación Mariscal Estigarribia.

La carga de la LT Filadelfia – Mariscal Estigarribia 66 kV corresponde a la Subestación de Mariscal Estigarribia, el cual tiene una carga de 8,6 MW. También se considera un fuera de servicio de la línea de aproximadamente 10 días.

A.1.3. PY C3: Pasillo de Tormenta Numero 3

- **LT PPE-CZA 66 kV (Pazo Pe-Caazapá)**

CENTRAL	COV	63,3	23,8	67,7	12,0
	SRO	49,2	13,9	51,1	6,0
	PPE	40,1	15,3	42,9	6,0
	CZU	63,0	20,4	66,2	12,0
	ABA	17,7	6,2	18,8	-
	SES	43,5	12,7	45,3	6,0
	BSP	20,9	7,2	22,1	6,0
	IRO	24,3	7,7	25,5	-
	CYO	24,1	10,1	26,1	6,0
	VAQ	11,9	2,6	12,2	6,0
	VIL	16,7	6,3	17,9	3,6
	CZA	22,0	8,8	23,7	6,0
	SPN	21,4	7,4	22,6	3,0
	LCO	9,0	2,8	9,4	6,0
	CLY	30,6	8,5	31,7	

Tabla 38. Carga Subestación Caazapá.

La carga de la LT Paso Pé – Caazapá 66 kV corresponde a la Subestación de Caazapá, el cual tiene una carga de 22 MW. También se considera un fuera de servicio de la línea de aproximadamente 10 días.

- **LT GUA-PSA 220 kV (Guarambaré-Puerto Sajonia)**

SISTEMA	NOMBRE	MW	MVAr	MVA
METROPOLITANO	VHA	41,3	16,8	44,6
	SLO	148,0	57,8	158,9
	LAM	140,2	52,8	149,8
	PBO	126,3	47,4	134,9
	LIM	96,1	36,7	102,9
	PSA	50,6	20,7	54,7
	PCA	118,3	47,7	127,6
	VAU	144,6	35,0	148,8
	BMO	69,6	20,5	72,5
	GUA	88,1	35,8	95,1
	PIR	23,2	9,2	24,9
	VAP	1,8	0,5	1,8
	ELA	41,9	24,6	48,6
	CAP	89,7	37,9	97,3
	LAV	116,1	27,2	119,2
	LUQ	171,6	60,9	182,1
	SAN	108,0	33,8	113,1
	ALT	28,3	6,9	29,2
	SMI	76,2	30,4	82,0
	CEN	47,3	17,9	50,6
	BPA	92,3	27,3	96,2
	TBO	84,8	33,4	91,1
	GDI	46,0	14,9	48,4
	REP	79,8	31,5	85,8
	MRA	74,4	28,0	79,5
	FDM	78,0	27,3	82,6
	MBU	65,2	21,1	68,6
	VTA	26,7	12,0	29,3
	ITG	68,0	24,1	72,1
	CAE	44,9	17,4	48,1
	CNU	46,8	18,7	50,4
	PAR	34,0	13,0	36,4
	QUI	23,0	9,2	24,7
	CAU	16,4	7,2	17,9
	BTW	10,9	3,6	11,5
	BRO	26,7	12,0	29,3
	VEL	41,6	14,1	43,9
	ADM	9,7	3,6	10,4
	CMY	11,8	5,1	12,8
	SIC	1,2	-	1,2
	ELK	17,7	-	17,7
	BCP	24,5	9,7	26,4
	VCE_23	5,9	2,5	6,4
	VCE_66	11,6	3,0	11,9
	ACE	1,2	0,5	1,3
	GHN	16,5	5,8	17,5
	CVP	9,5	3,3	10,0
	CAI	8,9	2,7	9,3
	VMC	5,3	-	5,3
	ING	15,9	5,8	16,9

Tabla 39.Carga Subestaciones del Metropolitano.

La carga de la LT Guarambaré – Puerto Sajonia 220 kV corresponde a las Subestaciones de San Antonio y Villa Elisa que se encuentran en derivación de la línea de transmisión, el cual tienen una carga de 108 MW y 41,6 MW respectivamente, o sea el corte de carga total seria de 150 MW. También se considera un fuera de servicio de la línea de aproximadamente 1 mes o 30 días.

- **LT GUA-LAM-PSA 220 kV (Guarambaré-Lambaré-Puerto Sajonia)**

Para esta línea de transmisión no se considera corte de energía debido a que la Estación de Lambaré esta seccionado de la línea Guarambaré – Puerto Sajonia, por lo cual si queda fuera de servicio uno de los tramos se alimentaria desde la otra Estación.

A.1.4. PY C2: Pasillo de Tormenta Numero 2

- **LT AYO-VHA 500 kV (AYOLAS – VILLA HAYES)**
- **LT AYO-SPA 220 kV (AYOLAS – SAN PATRICIO)**
- **LT AYO-CBO-CAM 220 kV (AYOLAS – CORONEL BOGADO - CAMBYRETA)**

Para estas líneas de transmisión se considera que no habrá cortes de carga debido a los cambios de configuración que se pueden realizar abarcando más con la generación de Itaipu y llegando hasta San Patricio o hasta la Estación de Trinidad o de Cambyreta.

A.1.5. PY C1: Pasillo de Tormenta Numero 1

- **LT VIN-PIL 66 kV (Villalbín-Pilar)**

SUR	AYO	17,3	7,9	19,1
	TRI	31,4	14,1	34,5
	VIN	6,3	1,3	6,5
	CBO	24,6	9,2	26,3
	SPA	18,1	7,0	19,4
	SJB	28,1	11,6	30,4
	NAT	36,6	19,0	41,3
	CAM	33,9	9,3	35,2
	ENC	91,3	36,3	98,3
	PIL	36,1	16,9	39,9
	SPP	17,2	7,4	18,8
	PPO	14,9	7,3	16,6
	FRAM	23,8	9,1	25,5
	SIG	23,4	9,4	25,2

Tabla 40. Carga Subestación Pilar.

La carga de la LT Villalbín – Pilar 66 kV corresponde a la Subestación de Pilar, el cual tiene una carga de 36 MW. También se considera un fuera de servicio de la línea de aproximadamente 10 días.

Apéndice A.3: Reducción de PENF

A continuación, se calcula en $ el corte de carga:

A.3.1. PY C5: Pasillo de Tormenta Numero 5

Para la línea de 500 kV se considera todo lo mencionado en el ítem anterior y también el costo de ganancia por venta de energía se encuentra en torno a 35 $, tenemos lo siguiente.

C1= 150 [MW]x8 [Hs/días]x60 [días]x35 [$/MW.Hs] = 2.520.000 [$]

Para la línea de 220 kV MD – IRY se considera todo lo mencionado en el ítem anterior y también el costo de ganancia por venta de energía se encuentra en torno a 35 $, tenemos lo siguiente.
C1= 70 [MW]x8 [Hs/días]x30 [días]x35 [$/MW.Hs] = 588.000 [$]

Para la línea de 220 kV HOR – VMI II se considera todo lo mencionado en el ítem anterior y también el costo de ganancia por venta de energía se encuentra en torno a 35 $, tenemos lo siguiente.
C1= 100 [MW]x8 [Hs/días]x30 [días]x35 [$/MW.Hs] = 840.000 [$]

Para la línea de 220 kV SRO – HOR se considera todo lo mencionado en el ítem anterior y también el costo de ganancia por venta de energía se encuentra en torno a 35 $, tenemos lo siguiente.
C1= 16 [MW]x8 [Hs/días]x30 [días]x35 [$/MW.Hs] = 134.400 [$]

A.3.2. PY C4: Pasillo de Tormenta Numero 4

Para la línea de 66 kV PBU – NAR se considera todo lo mencionado en el ítem anterior y también el costo de ganancia por venta de energía se encuentra en torno a 35 $, tenemos lo siguiente.
C1= 38,9 [MW]x8 [Hs/días]x10 [días]x35 [$/MW.Hs] = 108.920 [$]

Para la línea de 66 kV FIL – MES se considera todo lo mencionado en el ítem anterior y también el costo de ganancia por venta de energía se encuentra en torno a 35 $, tenemos lo siguiente.
C1= 8,6 [MW]x8 [Hs/días]x10 [días]x35 [$/MW.Hs] = 24.080 [$]

A.3.3. PY C3: Pasillo de Tormenta Numero 3

Para la línea de 66 kV PPE – CZA se considera todo lo mencionado en el ítem anterior y también el costo de ganancia por venta de energía se encuentra en torno a 35 $, tenemos lo siguiente.

C1= 22 [MW]x8 [Hs/días]x10 [días]x35 [$/MW.Hs] = 61.600 [$]

Para la línea de 220 kV GUA – PSA se considera todo lo mencionado en el ítem anterior y también el costo de ganancia por venta de energía se encuentra en torno a 35 $, tenemos lo siguiente.

C1= 150 [MW]x8 [Hs/días]x30 [días]x35 [$/MW.Hs] = 1.260.000 [$]

A.3.4. PY C2: Pasillo de Tormenta Numero 2

Para este pasillo de tormenta no se tiene corte de carga.

A.3.5. PY C1: Pasillo de Tormenta Numero 1

Para la línea de 66 kV VIN – PIL se considera todo lo mencionado en el ítem anterior y también el costo de ganancia por venta de energía se encuentra en torno a 35 $, tenemos lo siguiente.

C1= 36 [MW]x8 [Hs/días]x10 [días]x35 [$/MW.Hs] = 100.800 [$]

Apéndice B: Ingeniería de diseño

Apéndice B.1: Pasillos de Tormentas.

B.1.1. Identificación de los Pasillos de Tormentas.

El mapeamiento de los pasillos de tormentas expuestos en estas laminas representan el promedio mayor de su formación longitudinal y su ubicación durante los 25 años de monitoreo, bajados desde la base de datos del Satélite LIS (NASA) sobre territorio paraguayo.

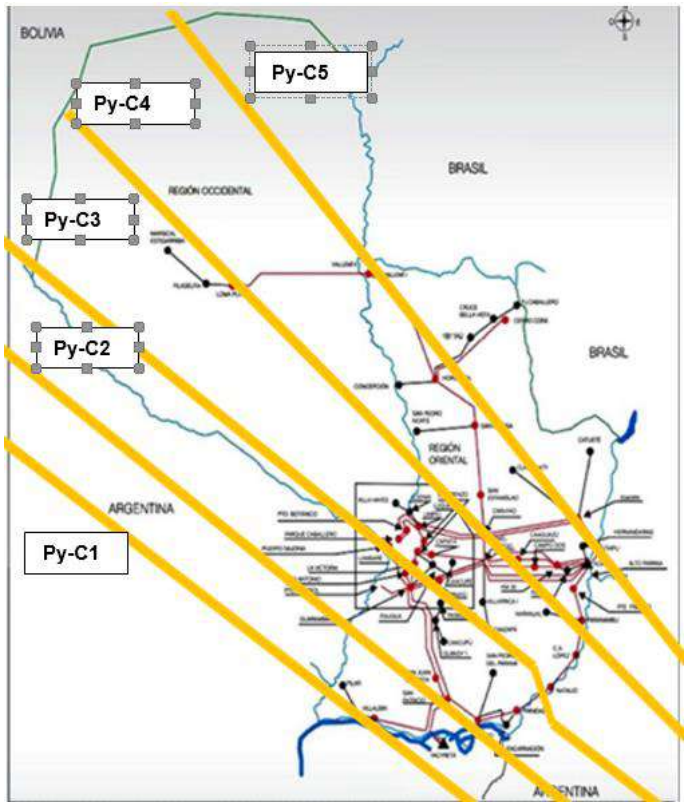

Figura 22. Pasillos de tormentas.

- **Pasillos de Tormenta Py-C1.**

Afecta prácticamente una pequeña parte de la zona sur del país, en el departamento de Ñeembucú parte de la ciudad de Pilar.

- **Pasillos de Tormenta Py-C2.**

Este pasillo agarra mayor parte del País que involucra la zona de, Encarnación, San Ignacio, parte de Alberdi.

- **Pasillos de Tormenta Py-C3.**

Involucra zona Norte de Itapúa, parte de departamento del Guairá y traviesa el departamento de Central, bordeando del Chaco paraguayo, hacia el río Pilcomayo.

- **Pasillos de Tormenta Py-C4.**

Este pasillo afecta el sur del departamento de Alto Paraná, atraviesa a zona Central por los departamentos de Caaguazú y Cordillera, afectando también la zona central de Chaco.

- **Pasillos de Tormenta Py-C5.**

Alcanza el norte del departamento de Alto Paraná, cruza por los departamentos de Canindeyú, San Pedro, Concepción y parte de Alto Paraguay.

Apéndice B.2: Relación con las Líneas de Transmisión

B.2.1. Identificación de Líneas de Transmisión

- **PY C5: Pasillo de Tormenta Numero 5**

Afecta a las siguientes LTs:

LT MD-VHA 500 kV (Tramo Margen Derecha Itaipu-Itakyry)

LT MD-IRY 220 kV (Margen Derecha Itaipu-Itakyry)

LT HOR-VMI-II 2020 kV (Horqueta-Vallemí-II)

LT SRO-HOR 220 kV (Santa Rosa-Horqueta)

- **PY C4: Pasillo de Tormenta Numero 4**

LT PBU-NAR 66 kV (Paranambú-Naranjal)

LT FIL-MES 66 kV (Filadelfia-Mariscal Estigarribia)

- **PY C3: Pasillo de Tormenta Numero 3**

LT PPE-CZA 66 kV (Pazo Pe-Caazapá)

LT GUA-PSA 220 kV (Guarambaré-Puerto Sajonia)

LT GUA-LAM-PSA 220 kV (Guarambaré-Lambaré-Puerto Sajonia)

- **PY C2: Pasillo de Tormenta Numero 2**

LT SPA-CBO 220 kV (San Patricio-Coronel Bogado)

- **PY C1: Pasillo de Tormenta Numero 1**

LT VIN-PIL 66 kV (Villalbín-Pilar)

Apéndice C: Evaluación económica

Apéndice C.1: Determinación del Valor Actualizado Neto, la Tasa Interna de Retorno y el Análisis de Sensibilidad

C.1.1 Elaboración del Flujo de Caja

El flujo de caja es realizado teniendo en cuenta las inversiones y los ahorros generados por la implementación de la alternativa de solución.

Para la segunda alternativa:

Flujo de Caja			
Periodo [Año]	Inversión [$]	Ahorro en Energia [$]	Flujo [$]
0	-750.000		-750.000
1		0	0
2		0	0
3		2.520.000	2.520.000
4		0	0
5		0	0
6		2.520.000	2.520.000
7		0	0
8		0	0
9		2.520.000	2.520.000
10		0	0

Tabla 41. . Flujo de caja Alternativa 2.

C.1.2 Determinación del valor actualizado neto

Se considera los valores obtenidos del flujo de caja con una tasa de descuento del 12 % y para un periodo de estudio de 10 años. En la siguiente figura se puede observar el valor resultante al sumar todos los valores traídos al presente.

Para la segunda alternativa:

VAN				
Periodo [Año]	Inversión [$]	Ahorro en Energia [$]	Depreciación	Valor Presente [$]
0	-750.000			-750.000
1		0	0,892857143	0
2		0	0,797193878	0
3		2.520.000	0,711780248	1.793.686
4		0	0,635518078	0
5		0	0,567426856	0
6		2.520.000	0,506631121	1.276.710
7		0	0,452349215	0
8		0	0,403883228	0
9		2.520.000	0,360610025	908.737
10		0	0,321973237	0
VAN				3.229.134

Tabla 42. Valor actualizado neto Alternativa 2.

C.1.3 Determinación de la tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno se calcula con los valores obtenidos del valor actualizado neto.

Para la segunda alternativa:

TIR		
Periodo [Año]	Valor Presente [$]	TIR [%]
0	-750.000	45%
1	-	
2	-	
3	1.793.686	
4	-	
5	-	
6	1.276.710	
7	-	
8	-	
9	908.737	
10	-	

Tabla 43. Tasa interna de retorno Alternativa 2.

C.1.4 Análisis de Sensibilidad

Se analizarán dos análisis de modificación de las variables que más afecten a las soluciones.

1) Costo de Inversión con 30 % de sobrecosto, con esta variación en la modificación de los costos obtenemos los siguientes resultados para el VAN y el TIR

Para la segunda alternativa:

VAN				
Periodo [Año]	Inversión [$]	Ahorro en Energia [$]	Depreciación	Valor Presente [$]
0	-975.000			-975.000
1		0	0,892857143	0
2		0	0,797193878	0
3		2.520.000	0,711780248	1.793.686
4		0	0,635518078	0
5		0	0,567426856	0
6		2.520.000	0,506631121	1.276.710
7		0	0,452349215	0
8		0	0,403883228	0
9		2.520.000	0,360610025	908.737
10		0	0,321973237	0
VAN				3.004.134

Tabla 44. VAN Alternativa 2 con sobrecosto.

TIR		
Periodo [Año]	Valor Presente [$]	TIR [%]
0	-975.000	36%
1	-	
2	-	
3	1.793.686	
4	-	
5	-	
6	1.276.710	
7	-	
8	-	
9	908.737	
10	-	

Tabla 45. TIR Alternativa 2 con sobrecosto.

2) Consideración de ocurrencia de fallas cada 4 años, con esta variación en la modificación de los costos obtenemos los siguientes resultados para el VAN y el TIR

Para la segunda alternativa:

VAN				
Periodo [Año]	Inversión [$]	Ahorro en Energia [$]	Depreciación	Valor Presente [$]
0	-750.000			-750.000
1		0	0,892857143	0
2		0	0,797193878	0
3		-	0,711780248	-
4		2520000	0,635518078	1601506
5		0	0,567426856	0
6		-	0,506631121	-
7		0	0,452349215	0
8		2520000	0,403883228	1017786
9		-	0,360610025	-
10		0	0,321973237	0
VAN				1.869.291

Tabla 46. VAN Alternativa 2 con menor correncia de fallas

TIR		
Periodo [Año]	Valor Presente [$]	TIR [%]
0	-750.000	28%
1	-	
2	-	
3	-	
4	1.601.506	
5	-	
6	-	
7	-	
8	1.017.786	
9	-	
10	-	

Tabla 47. TIR Alternativa 2 con menor correncia de fallas.

Bibliografía

[1] F. Morales Padilla, Diseño de torres de transmisión electrica, Mexico DF, 2005.

[2] Unicef., Aprendamos a prevenir Desastres, Paraguay: Unicef, 2019.

[3] BID., Perfil de Riesgos de Desastres para Paraguay, Paraguay: Banco Interamericano de Desarrollo., 2018.

[4] SEN., Atlas del Riesgo de Desastres, Paraguay: Secretaria de Emergencia Nacional., 2018.

[5] J. Yanque, Protección contra Descargas Atmosféricas., Perú: UNI FIEE., 2012.

[6] W. Sullivan, Ingeniería Económica de Degarmo., México: Pearson Prentice Hall., 2004.

[7] G. Baca Urbina, Fundamentos de Ingeniería Económica., México: Mc Graw Hill, 2007.

[8] F. Barrero, Sistemas de Energía Eléctrica. Editorial, España: Thomson, 2004.