

TABLA No. 3.40: PRESUPUESTO POR AÑO EN KUSD

Año	Proyectos en ejecución	Nuevos proyectos (sin sistema de transmisión 500 kV)	Total
2012	98.028	10.454	108.482
2013	89.204	66.787	155.990
2014	-	176.245	176.245
2015	-	14.795	14.795
2016	1.307	34.964	36.272
2017	-	29.002	29.002
2018	-	29.318	29.318
2019	-	-	-
2020	-	-	-
2021	-	-	-
2022	-	-	-
Total	188.539	361.564	550.103

Fuente: CELEC EP

Dado que estas cifras tienen como única finalidad proporcionar una visión indicativa sobre los requerimientos presupuestarios globales, los montos indicados para cada año fueron determinados considerando que la inversión total es realizada recién en el año de entrada en operación de cada proyecto. Es necesario tener presente que el flujo real de fondos que demanda la ejecución de proyectos de este tipo, con periodos de ejecución normales de dos a tres años, es generalmente de tipo multianual, por lo que para tener información más detallada sobre el flujo de fondos es necesario definir la programación y el cronograma pormenorizado de cada uno de los proyectos.

En lo concerniente al financiamiento, es necesario recordar que con fecha 23 de julio de 2008 la Asamblea Nacional Constituyente emitió el Mandato Constituyente No. 15, que estableció cambios importantes en el manejo del sector eléctrico, particularmente en el tema tarifario, eliminando la componente destinada a financiar la expansión de la transmisión y determinando que los recursos necesarios para tales fines serían cubiertos por el Estado, a través de su presupuesto general.

Sin embargo, el cumplimiento de este mandato se ha realizado de manera parcial, por cuanto no se ha efectivizado la transferencia total y oportuna de los recursos determinados para el desarrollo de los proyectos de expansión, lo cual implica la necesidad de obtener fuentes de financiamiento nuevas para la ejecución del Plan.

Con este fin CELEC EP –TRANSELECTRIC, conjuntamente con los ministerios de Electricidad y Energía Renovable y de Finanzas, está desarrollando desde el mes de julio de 2009 las actividades necesarias para concretar el financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo para las obras que se señalan a continuación, por un monto total de USD 52,99 millones. A la fecha se cuenta con la autorización del préstamo por parte del Comité del Banco y está pendiente la suscripción del contrato de préstamo por parte del Ministerio de Finanzas:

- Subestación Pomasqui, instalación del segundo transformador 230/138 kV, 300 MVA,
- Línea de transmisión Lago de Chongón – Santa Elena, 230 kV (que será energizada a 138 kV), doble circuito, montaje inicial de uno,
- Subestación Cuenca, ampliación de una bahía de línea de 69 kV,
- Subestación Quinindé 138/69 kV, 100 MVA,
- Sistema de transmisión 138 kV Cuenca – Loja,
- Sistema de transmisión 138 kV Loja – Cumbaratza.



3.3.5 Proyectos de transmisión adicionales por incremento en la demanda en el S.N.I.

3.3.5.1 Antecedentes

En marzo de 2012 sobre la base de los lineamientos, objetivos y políticas sectoriales e intersectoriales dados por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable se elaboró el Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022, que consideraba una proyección de la demanda que adicionalmente al crecimiento tendencial del consumo incorporaba importantes cargas al sistema, contemplaba el cambio de la matriz energética del país, la conexión al S.N.I. de la Refinería del Pacífico autoabastecida, y la incorporación de proyectos del sector petrolero al SNT. Además este plan identifica las necesidades de financiamiento que demandarán los proyectos de transmisión propuestos.

En julio de 2012, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable estableció nuevas políticas para el sector eléctrico, por lo que en septiembre de 2012, el Consejo Nacional de Electricidad realizó ajustes importantes a los valores de proyección de la demanda.

Estos cambios en la proyección de la demanda consideran la sustitución del uso del gas licuado de petróleo GLP por electricidad para cocción de alimentos (incorporación de 3,5 millones de cocinas entre los años 2015 y 2017), la alimentación desde el S.N.I. a las instalaciones de la Refinería del Pacífico (370 MW) a partir del 2016, y el incremento de demanda por la interconexión del sistema petrolero al S.N.I.

Con el objeto de hacer una evaluación de los requerimientos adicionales de equipamiento para la nueva demanda, CELEC EP encargada de la planificación de la expansión del SNT, realizó los estudios eléctricos que permitieron determinar el impacto causado en el sistema de transmisión por la inclusión de estas políticas así como los costos asociados.

3.3.5.2 Plan de equipamiento futuro por incremento en la demanda

En razón de que los principales incrementos de la nueva demanda se producirán a partir del 2016, los análisis eléctricos del sistema se enfocaron a los años 2016, 2017, 2019 y 2022, considerados representativos del periodo 2013 - 2022.

Sobre la base de los resultados de estos análisis, en la tabla No. 3.41 se presenta un resumen de los requerimientos de equipamiento y montos de inversión adicionales que se deberían ejecutar en el sistema de transmisión.

TABLA No. 3.41: REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN TOTAL

Inversiones año 2016 (kUSD)		
Subestación Riobamba	Cambio de transformador a 167 MVA	2.884
Subestación Mulaló	Nueva subestación	11.285
Alimentación a la Refinería del Pacífico	Varias instalaciones	63.405
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		3.879
Costos indirectos (10%)		7.757
Total 2016		89.210
Inversiones año 2017 (kUSD)		
Subestación Tisaleo 230/69 kV	Nueva subestación	15.192
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		760
Costos indirectos (10%)		1.519
Total 2017		17.471



TABLA No. 3.41: REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN TOTAL (cont.)

Inversiones año 2018 (kUSD)		
Subestación Tulcán 230/69 kV	Nueva subestación	11.285
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		564
Costos indirectos (10%)		1.129
Total 2018		12.978
Inversiones año 2019 (kUSD)		
Subestación Lago de Chongón 138/69 kV	Nueva subestación	5.377
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		269
Costos indirectos (10%)		538
Total 2019		6.184
Inversiones año 2020 (kUSD)		
Subestación Sinincay 230/138 kV	Nueva subestación	8.060
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		403
Costos indirectos (10%)		806
Total 2020		9.269
Inversiones año 2021 (kUSD)		
Subestación Posorja	Cambio de transformador	4.106
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		205
Costos indirectos (10%)		411
Total 2021		4.722
Total 2016 - 2021		139.834

Fuente: CELEC EP

3.3.6 Operación a 500 kV del enlace Quito - Guayaquil

3.3.6.1 Antecedentes

Las instalaciones que conforman actualmente el SNT presentan en diferentes puntos restricciones operativas del sistema en condiciones de demanda máxima, tales como: bajos perfiles de voltaje a nivel de 138 kV y 69 kV, cargabilidad por sobre el 80% de varios transformadores, situación que incide negativamente en la economía, seguridad, calidad y confiabilidad operativa del S.N.I., debido a la falta de asignación de recursos económicos, suficientes y oportunos para la ejecución de las obras de expansión de transmisión planificadas.

El sostenido incremento de la demanda de potencia, así como el establecimiento de nuevas políticas respecto a su crecimiento, dadas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, implicará la necesidad del desarrollo de nuevos proyectos de generación para abastecerla, así como la de reconsiderar determinados criterios técnicos definidos inicialmente para la expansión del sistema de transmisión propuesto.

Adicionalmente, la zona norte del país es en la actualidad deficitaria en cuanto a oferta de energía, dependiendo la seguridad del suministro en gran parte de la confiabilidad operativa de la línea de transmisión 230 kV Totoras – Santa Rosa, cuando no se dispone de la energía importada de Colombia.



Por otra parte, la demanda de energía de CNEL Regional Sucumbíos que atiende a las provincias nororientales de Orellana y Sucumbíos, es suministrada actualmente desde el S.N.I. a través de la línea de transmisión de 138 kV Tena – Francisco de Orellana, sin que se logre cubrir toda su demanda, por lo que es necesario la operación de unidades termoeléctricas en esa zona. Siendo además, la confiabilidad operativa de esta interconexión deficiente debido a las condiciones atmosféricas y de vegetación de la zona por la que atraviesa la línea de transmisión. Adicionalmente, las empresas petroleras ubicadas en esta zona del país, consumen para su abastecimiento eléctrico, grandes cantidades de combustible.

El suministro de energía desde el S.N.I. a la Refinería del Pacífico se ha previsto hacerlo básicamente desde la subestación Daule, alimentada desde las centrales hidroeléctricas Molino y Mazar, y del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair a través del sistema de transmisión El Inga – Central – Daule diseñado para 500 kV pero planificado operar a 230 kV, conforme lo analizado por CELEC EP TRANSELECTRIC en el plan de expansión de transmisión elaborado a marzo de 2012.

Actualmente se encuentra en ejecución la construcción del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, con una capacidad instalada de 1.500 MW, cuya energía deberá ser inyectada al Sistema Nacional Interconectado, a través de un sistema de transmisión de extra alta tensión de 500 kV, que permite el transporte de grandes bloques de energía a largas distancias.

Por otra parte el Gobierno Nacional ha emprendido la construcción de otros importantes proyectos hidroeléctricos, como el Sopladora (487 MW), Minas San Francisco (276 MW), Toachi Pilatón (253 MW), los que permitirán cambiar la matriz energética en el país, suplantando la generación térmica que consume combustibles de alto costo, con generación hidroeléctrica económica. Estos proyectos necesitan que el SNT garantice la optimización del uso de los recursos energéticos renovables disponibles para beneficio nacional.

En análisis realizados para la expansión del sistema de transmisión a marzo de 2012, se previó que para la evacuación de la energía del Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, el sistema de transmisión Coca Codo Sinclair – San Rafael - El Inga esté constituido por una doble línea, operando desde un inicio a 500 kV; y el sistema de transmisión El Inga – Central – Daule, simple circuito, diseñado para 500 kV operando a 230 kV, interconectando de esta manera Coca Codo Sinclair con los centros de mayor consumo del país.

3.3.6.2 Mejoramiento de la confiabilidad operativa del Sistema Nacional Interconectado

Sobre la base de lo indicado, CELEC EP ha definido que las condiciones operativas del Sistema Nacional de Transmisión y por tanto del Sistema Nacional Interconectado, se verían sustancialmente mejoradas si desde un principio, el sistema de transmisión de 500 kV a construirse opera con su voltaje nominal, con lo cual, las condiciones de cargabilidad, de niveles de voltaje, confiabilidad y suministro del sistema de transmisión en general, se verán sustancialmente incrementadas.

Adicionalmente, es importante recalcar que el sistema de transmisión de 500 kV, ayudará al desarrollo social y económico del país, mejorando las condiciones de servicio de electricidad a toda la población y, permitiendo el desarrollo de la industria y de todo el aparato productivo, abastecido de forma importante con recursos de generación hidráulica.

3.3.6.3 Plan de equipamiento para la operación a 500 kV del enlace Coca Codo Sinclair – Quito – Guayaquil

Considerando que el Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair entrará en operación en el 2016, CELEC EP ha previsto en el plan de equipamiento para la operación del Sistema de 500 kV desde un inicio a éste valor de voltaje, las obras de transmisión de las características técnicas indicadas a continuación:



TABLA No. 3.42: PROYECTO SISTEMA DE TRANSMISIÓN 500 kV COCA CODO SINCLAIR - QUITO – GUAYAQUIL

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Sistema de transmisión Coca Codo Sinclair – San Rafael - El Inga: Línea de transmisión El Inga – San Rafael - Coca Codo Sinclair, 500 kV, 126 km, 2 circuitos independientes, 4 x 1100 ACAR.	4to. trimestre 2015
	Subestación San Rafael 450 MVA 500/230 kV.	4to. trimestre 2015
	Subestación El Inga 1800 MVA 500/230 kV.	4to. trimestre 2015
	Sistema de transmisión El Inga- Central - Daule: Línea de transmisión El Inga - Central, 500 kV, 150 km, 3 x 1100 ACAR.	1er. trimestre 2016
	Subestación Central 450 MVA 500/230 kV.	1er. trimestre 2016
	Línea de transmisión Central - Daule, 500 kV, 180 km, 3 x 1100 ACAR.	1er. trimestre 2016
	Subestación Daule 900 MVA 500/230 kV.	1er. trimestre 2016
	Centro de Control de Operación Sistema de 500 kV.	1er. trimestre 2016

Fuente: CELEC EP

3.3.6.4 Presupuesto para el plan de equipamiento, operación a 500 kV

CELEC EP estima que para la operación del SNT en estas condiciones, el presupuesto, requerido será el siguiente:

TABLA No. 3.43: PRESUPUESTO SISTEMA DE TRANSMISIÓN 500 kV COCA CODO SINCLAIR – QUITO – GUAYAQUIL

Ítem	Descripción	Total (kUSD)
1	Línea de transmisión El Inga – San Rafael - Coca Codo Sinclair, 500 kV, 126 km, 2 circuitos independientes, 4 x 1100 ACAR.	106.885
2	Subestación San Rafael 450 MVA 500/230 kV.	61.657
3	Subestación El Inga 1800 MVA 500/230 kV.	93.424
4	Línea de transmisión El Inga - Central, 500 kV, 150 km, 3 x 1100 ACAR.	61.610
5	Subestación Central 450 MVA 500/230 kV.	64.902
6	Línea de transmisión Central - Daule, 500 kV, 180 km, 3 x 1100 ACAR.	78.042
7	Subestación Daule 900 MVA 500/230 kV.	85.886
8	Centro de Control de Operación Sistema de 500 kV.	1.049
9	Costos de terrenos, indemnizaciones, costos indirectos.	22.904
Total		576.359

Fuente: CELEC EP

3.3.7 Presupuesto del Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022

En la tabla No. 3.44 se indican las inversiones anuales totales requeridas para la expansión del sistema de transmisión, desglosando los requerimientos para: el plan analizado a marzo de 2012 (sin obras de 500 kV), los de la nueva demanda y el sistema de transmisión operando a 500 kV, asumiendo que las inversiones se realizan hipotéticamente en los años en que entran en operación las instalaciones de transmisión.



TABLA No. 3.44: PRESUPUESTO ANUAL REQUERIDO PARA EL PET 2013 - 2022

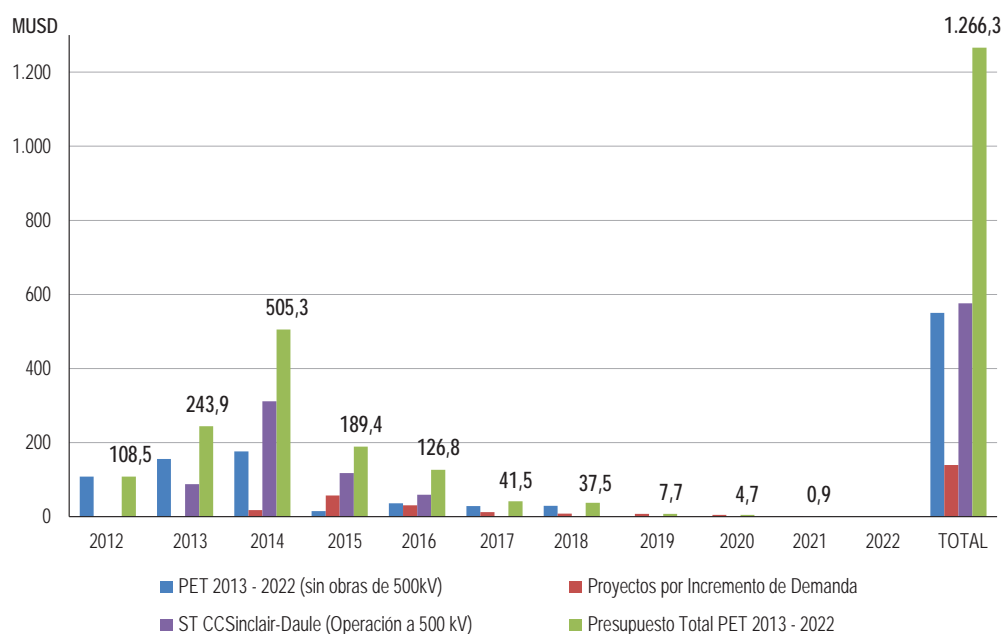
Inversiones PET 2012 – 2022 (MUSD)				
Año	Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022 (Sin obras de 500 kV)*	Proyectos de transmisión por aumento de demanda	Sistema de transmisión Coca Codo Sinclair - San Rafael - El Inga - Central - Daule. Operación 500 kV	Presupuesto total Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022
2012	108,48	-	-	108,48
2013	155,99	-	87,96	243,95
2014	176,24	17,84	311,24	505,32
2015	14,79	57,02	117,59	189,41
2016	36,27	30,92	59,57	126,76
2017	29,00	12,52	-	41,52
2018	29,32	8,16	-	37,48
2019	-	7,74	-	7,74
2020	-	4,69	-	4,69
2021	-	0,94	-	0,94
2022	-	-	-	-
Total	550,10	139,83	576,36	1.266,30

Fuente: CELEC EP

(*) Estimación marzo 2012

Estas cifras son una estimación del requerimiento presupuestario global de las inversiones en cada uno de los años del periodo del Plan.

La figura No. 3.29 muestra gráficamente los valores indicados.



Fuente: CELEC EP

FIG. No. 3.29: INVERSIONES REQUERIDAS EN EL PET 2013 - 2022 (MUSD)

Es necesario tener en cuenta que el flujo real de fondos necesarios para que el transmisor ejecute los proyectos de transmisión, demanda en la mayoría de los casos de cronogramas plurianuales con periodos de entre 2 y 3 años.



3. Expansión de la Transmisión

Considerando las inversiones reales en obras en ejecución realizadas por el transmisor, así como las obras relacionadas a la nueva demanda, y las del sistema de transmisión de 500 kV, en la tabla No. 3.45 se presenta el flujo de fondos necesario para la realización del Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022.

TABLA No. 3.45: FLUJOS FINANCIEROS PET 2013 - 2022

Flujos Financieros 2012 – 2022 (MUSD)				
Año	Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022 (Sin obras de 500 kV)*	Proyectos de transmisión por aumento de demanda	Sistema de transmisión Coca Codo Sinclair - San Rafael - El Inga - Central - Daule. Operación 500 kV	Presupuesto total Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022
2012	156,63	-	22,37	179,00
2013	109,10	-	65,06	174,15
2014	93,94	17,84	311,24	423,02
2015	51,28	57,02	117,59	225,89
2016	29,47	30,92	59,57	119,97
2017	28,09	12,52	-	40,61
2018	21,53	8,16	-	29,69
2019	-	7,74	-	7,74
2020	-	4,69	-	4,69
2021	-	0,94	-	0,94
2022	-	-	-	-
Total	490,03	139,83	575,83	1.205,69

Fuente: CELEC EP

(*) Estimación marzo 2012

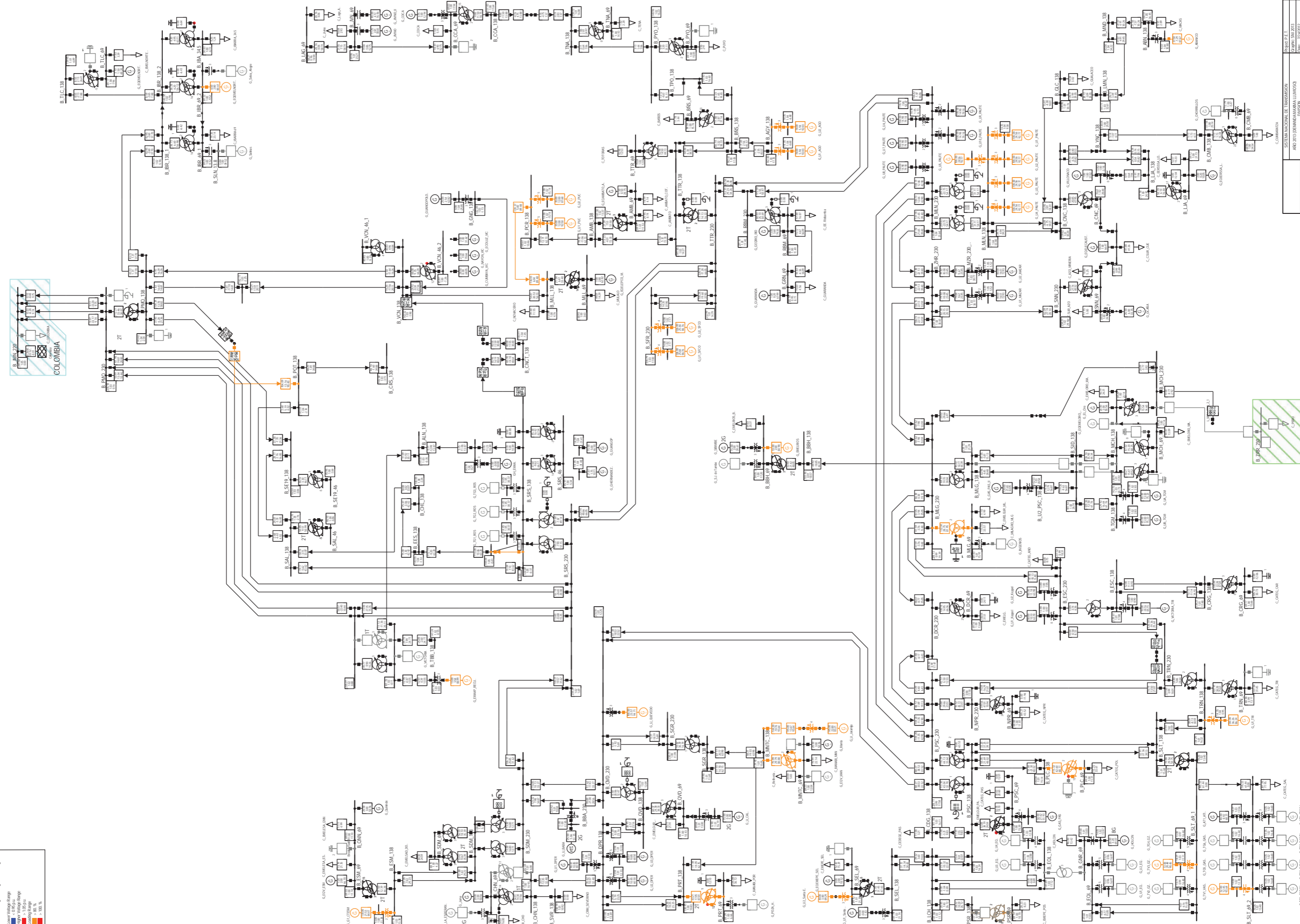
Cabe indicar que, si bien los planes de expansión de transmisión cubren un periodo de 10 años de análisis, su elaboración se inicia dos años antes de que empiece el periodo, razón por la cual el estudio de las condiciones de operación del Sistema, considerando las obras de transmisión y generación en ejecución de los dos años previos, es una proyección realizada por el Transmisor y el Operador.

La no ejecución de los proyectos en los términos contenidos en este Plan generaría situaciones de riesgo para el Sistema Nacional de Transmisión, que podrían afectar a mediano plazo la calidad y la seguridad en el suministro de energía en el S.N.I.



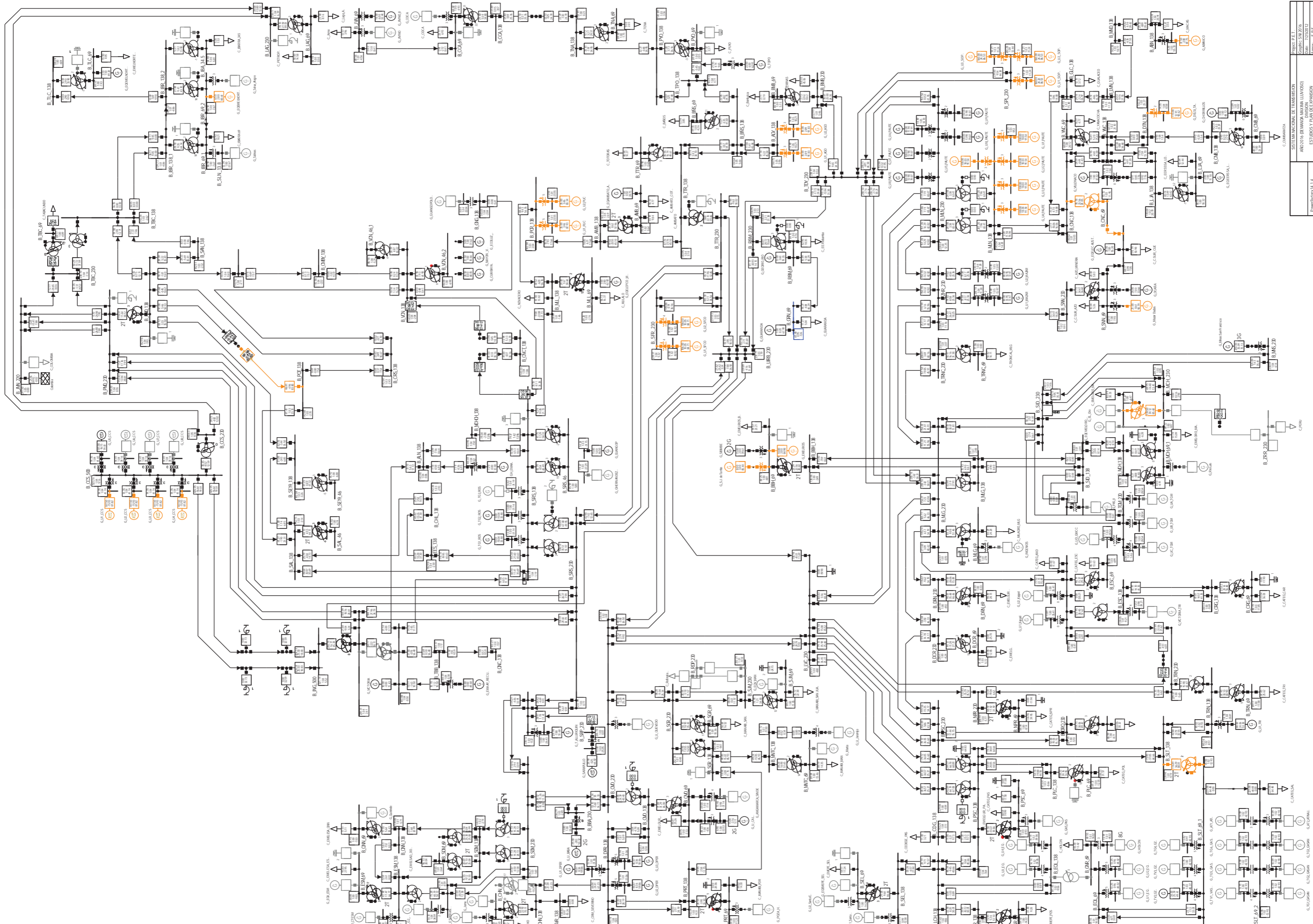
3.1

Anexo Flujos de Potencia (Demanda Máxima)



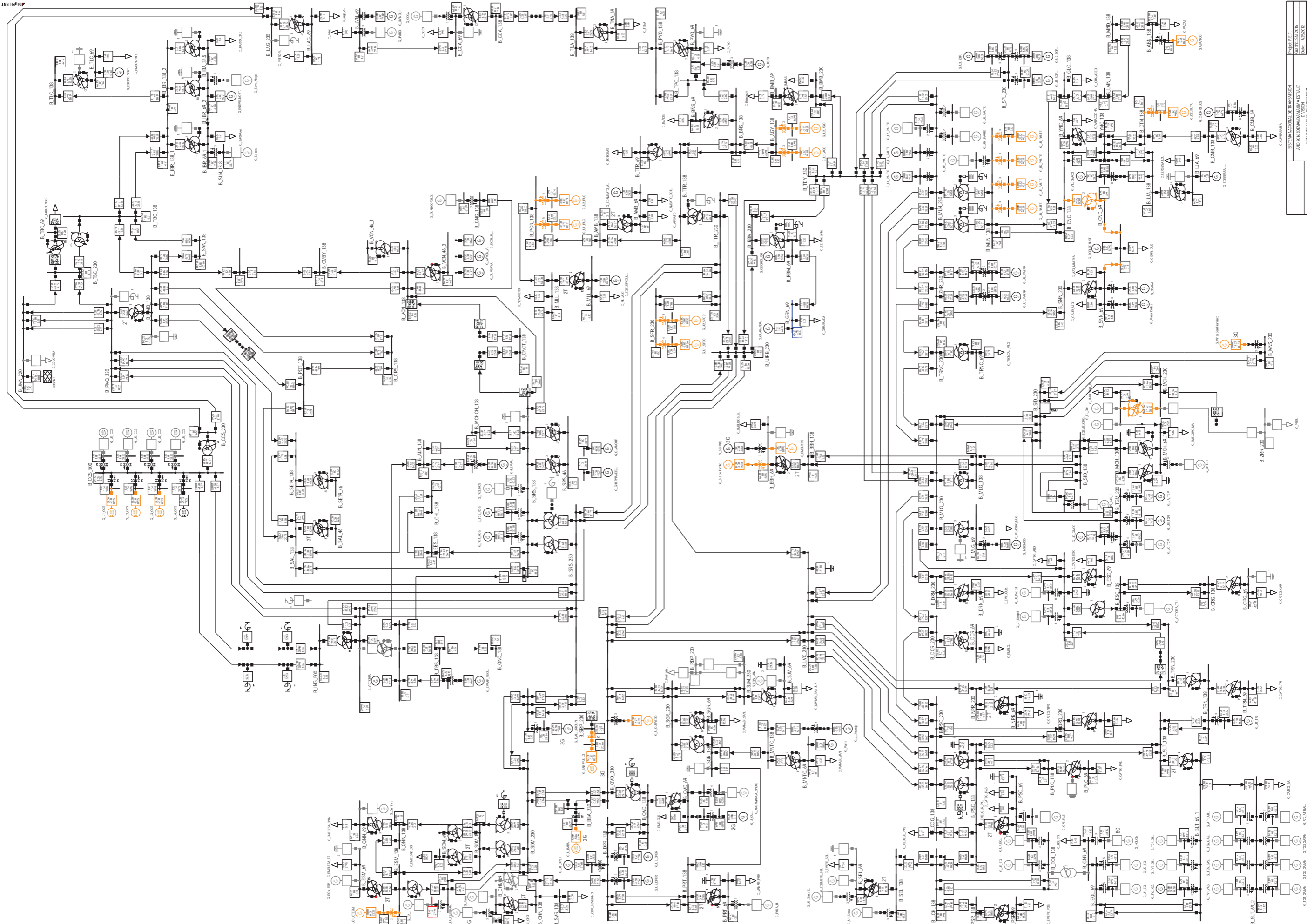
Low and High Voltage / Loading
 Lower Voltage Range
 Higher Voltage Range
 > 100% Full
 > 50% Full
 > 100%
 > 50%

ESTACIONES DE TRANSFORMACION	ESTACIONES DE TRANSFORMACION
ANIL 2011 (DEMANDA MÁXIMA)	ANIL 2011 (DEMANDA MÁXIMA)
DIVISION	DIVISION
ESTUDIOS PLAN DE EXPANSION	ESTUDIOS PLAN DE EXPANSION
PowerFlow 11.1.4	PowerFlow 11.1.4

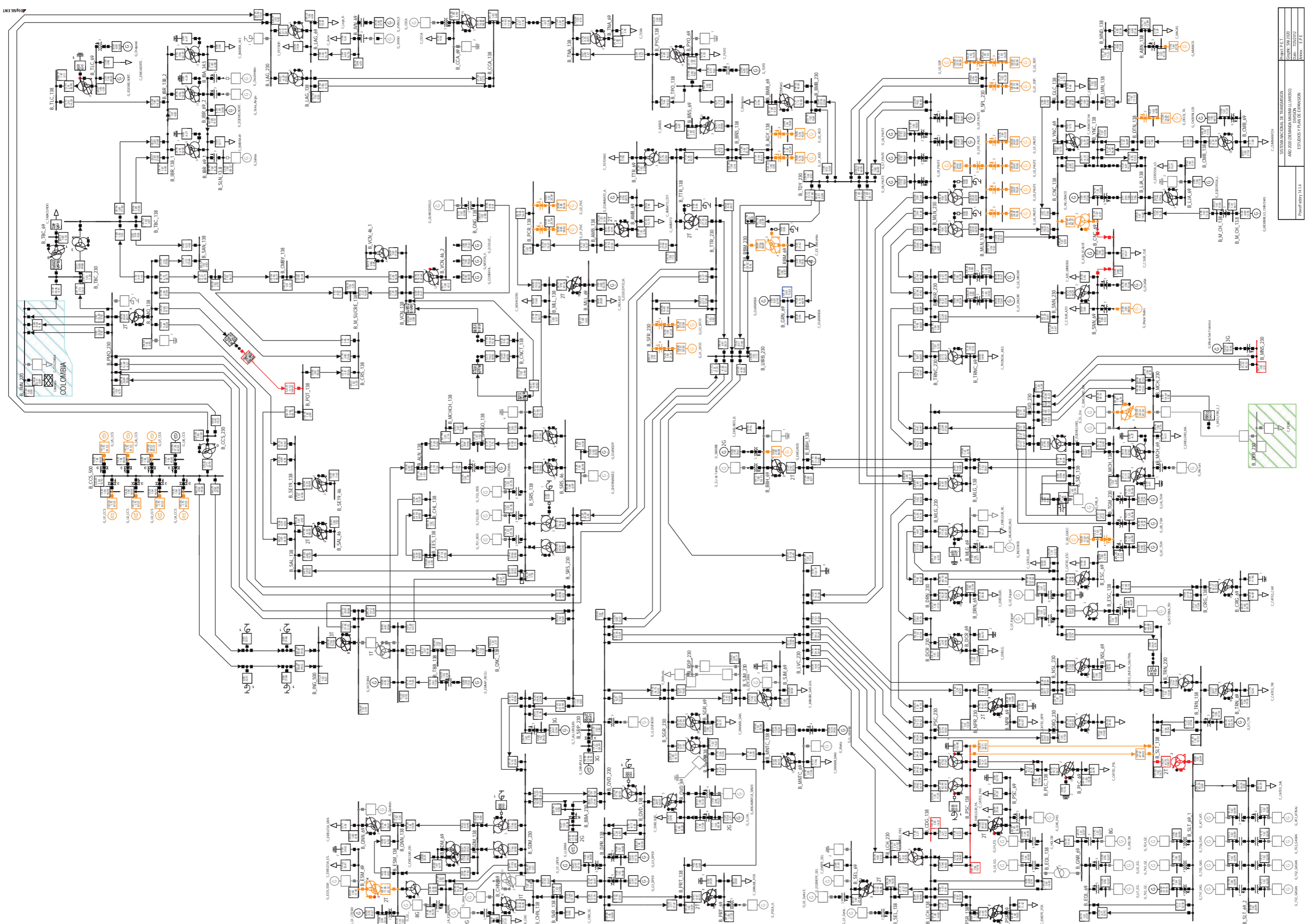


PROYECTO	PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 2013-2022
FECHA	15/05/2013
ESTADISTICA	ESTUDIO Y PLAN DE EXPANSION
PROYECTISTA	INTEC

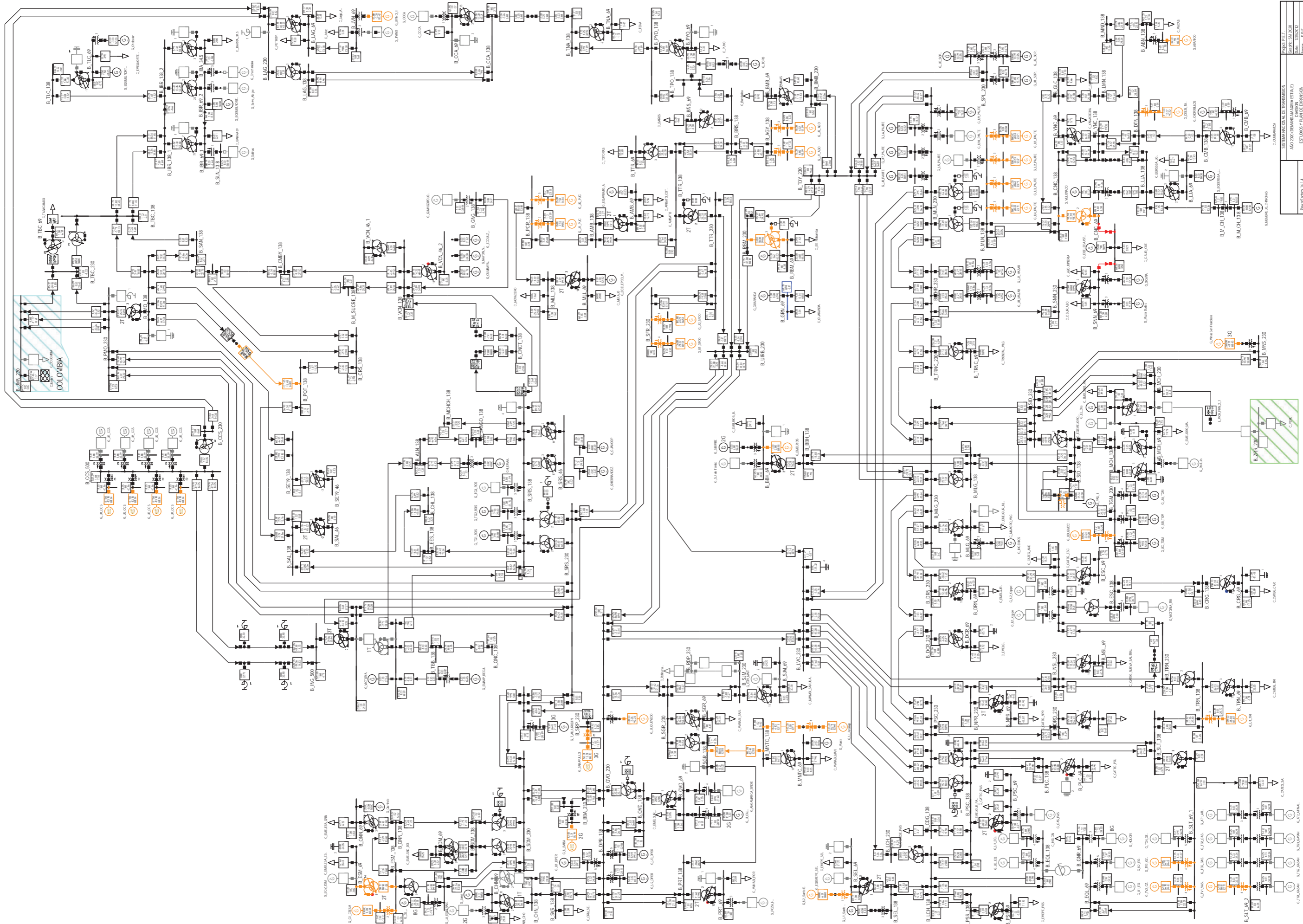
Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022
 Anexo 3.1: Flujos de Potencia (Demanda Máxima)



PROYECTO	ESTADÍSTICA DE TRANSFORMACION
FECHA	ANEXO 3.1 (DEMANDA MÁXIMA ESTADÍSTICA)
PROYECTANTE	INGENIERIA
REVISOR	ESTADÍSTICA DE TRANSFORMACION
APROBADO	ESTADÍSTICA DE TRANSFORMACION



PROYECTO	ESTADÍSTICA DE TRANSMISIÓN
FECHA	15/05/2012
PROYECTO	ESTADÍSTICA DE TRANSMISIÓN
FECHA	15/05/2012



PROYECTO	ESTUDIOS Y PLAN DE EJECUCIÓN
FECHA	NOVIEMBRE 2011
ESCALA	1:1

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN
ANEXO 3.1: FLUJOS DE POTENCIA (DEMANDA MÁXIMA)
ESTUDIOS Y PLAN DE EJECUCIÓN

COLOMBIA

CINPA

3.2

Anexo Diagramas del SNT

