



La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la .ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL. Bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN ESTADO ESTABLE
DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA
ELÉCTRICA QUITO**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

**ANTONIO DE JESÚS ORTIZ LÓPEZ
antoniodj.ortiz.l@gmail.com**

**DIRECTOR: DR. JESÚS AMADO JÁTIVA IBARRA
jjativa@yahoo.com**

Quito, febrero de 2012

DECLARACIÓN

Yo, Antonio De Jesús Ortiz López, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se induyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Antonio De Jesús Ortiz López

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Antonio De Jesús Ortiz López, bajo mi supervisión.

DR. JESÚS JÁTIVA
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A la Escuela Politécnica Nacional por la valiosa y trascendental educación técnica y moral que nos ha brindado a lo largo de estos años, en especial a los profesores de la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Al Dr. Jesús Játiva, director de este proyecto por su disposición y acertada orientación en el desarrollo del mismo, así como también por su constante aliento y apoyo para llegar pronto al final de este proyecto.

Agradecemos a todos nuestros amigos y compañeros ya que con ellos se ha compartido varios años en esta importante etapa de nuestras vidas, con quienes se ha cruzado por buenas y malas experiencias.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres, Alfonso Emiliano Ortiz y Carmen Ibelia López, por haber depositado su confianza en mi, por su cariño y amor constante, por su sacrificio y esfuerzo para darme todo lo necesario, por haberme apoyado en los momentos buenos y malos de la vida, por estar junto a mi cuando mas lo necesitaba, por ser un ejemplo de superación durante toda mi vida y por haberme dado la oportunidad de ser un profesional, a mi hermana, Karina Ortiz, por apoyarme constantemente durante toda mi carrera universitaria, por comprender mis ideales y guiarme por buen camino durante toda mi vida, a mi sobrina, Fabia Emilia, por su ternura y amor, a mis mejores amigos por todos los buenos y malos momentos compartidos en este duro trayecto de vida universitaria.

ANTONIO DE JESÚS ORTIZ LÓPEZ

CONTENIDO

CAPÍTULO 1	22
1.1 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	22
1.2 OBJETIVOS	22
1.2.1 OBJETIVO GENERAL	22
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	22
1.3 ALCANCE	23
1.4 COLAPSOS DE VOLTAJE OCURRIDOS EN LOS ÚLTIMOS AÑOS	23
CAPÍTULO 2	25
2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO	25
2.1.1 ÁREA DE CONCESIÓN	25
2.1.2 PUNTOS DE CONEXIÓN CON EL SNT	25
2.1.3 RESEÑA HISTÓRICA	26
2.2 CONEXIÓN CON CENTRALES PROPIAS	27
2.3 CONEXIÓN CON AUTOGENERADORES	27
2.4 CONEXIÓN CON AUTOPRODUCTORES Y SUS CONSUMIDORES	28
2.5 SISTEMA ELÉCTRICO AISLADO Y CONEXIÓN A OTROS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	29
2.6 INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN	30
2.7 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN	30
2.8 COMPONENTES DE UN SISTEMA ELÉCTRICO	31
2.8.1 GENERADORES	31
2.8.1.1 Sistemas de Excitación	31
2.8.1.2 Curva de Capacidad del Generador	32
2.8.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN	32
2.8.3 COMPENSACIÓN	36
2.8.3.1 Compensación Reactiva Inductiva	36
2.8.3.2 Compensación Reactiva Capacitiva	36
2.8.3.2.1 Compensación Paralelo (Capacitores en Derivación)	37
2.8.3.2.2 Compensación Serie (Capacitores en Serie)	37
2.8.3.2.3 Capacitores Sincrónicos	38
2.8.3.3 Compensador Estático de VARs (SVC)	38
2.8.4 TRANSFORMADORES	39

2.8.5	CARGA	41
2.9	DESCRIPCIÓN DE EQUIVALENTES DE RED DEL SNI PARA EL ESTUDIO.....	42
2.9.1	EQUIVALENTES DE RED MEDIANTE EL CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS MONOFÁSICO Y TRIFÁSICO.....	43
2.9.2	EQUIVALENTES DE RED DEL SNI.....	44
2.9.3	METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE EQUIVALENTES DE RED MEDIANTE CORTOCIRCUITOS MONOFÁSICO Y TRIFÁSICO.....	47
CAPÍTULO 3	50
3.1	ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA	50
3.1.1	CLASIFICACIÓN	51
3.1.2	ESTABILIDAD DE ÁNGULO DEL ROTOR	52
3.1.3	ESTABILIDAD DE FRECUENCIA	54
3.2	ESTABILIDAD DE VOLTAJE	55
3.2.1	DEFINICIONES.....	55
3.2.2	CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE.....	56
3.2.2.1	Clasificación Según la Naturaleza de la Perturbación.....	56
3.2.2.2	Clasificación en Base al Tiempo de la Perturbación.....	57
3.2.3	CAUSAS PARA LLEGAR A LA INESTABILIDAD DE VOLTAJE.....	58
3.2.4	MITIGACIÓN DE PROBLEMAS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE.....	60
3.3	LÍMITES Y RESTRICCIONES EN LA TRANSFERENCIA DE POTENCIA	60
3.3.1	RESTRICCIONES EN LA TRANSFERENCIA DE POTENCIA GENERACION-CARGA.....	60
3.3.2	RESTRICCIONES EN GENERADORES	63
3.3.2.1	Curva de Capacidad de Generadores de Polos Salientes	64
3.3.2.1.1	Límite por Corriente de Armadura	64
3.3.2.1.2	Límite por Corriente Máxima de Campo.....	64
3.3.2.1.3	Límite por Corriente Mínima de Campo	66
3.3.2.1.4	Límite por Potencia Máxima	67
3.3.2.1.5	Potencia Mínima	67
3.3.2.1.6	Límite por Margen de Estabilidad	68
3.3.2.1.7	Límite por Voltaje Máximo y Mínimo de Servicios Auxiliares.....	69
3.3.3	RESTRICCIONES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN-	71
3.3.3.1	Límite Térmico	71
3.3.3.2	Límite por Caída de Voltaje	72
3.3.3.3	Límite de Estabilidad	73
3.3.3.4	Capacidad de Cortocircuito.....	74
3.3.3.5	Sobrecarga Temporal	74
3.3.4	RESTRICCIONES EN TRANSFORMADORES.....	74

3.4	MÉTODOS DE ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE	76
3.4.1	CURVAS PV.....	76
3.4.1.1	Métodos de Obtención de las Curvas PV	81
3.4.1.1.1	Método de Continuación Aplicado a la Solución de Flujos de Potencia	81
3.4.1.1.2	Incremento de Carga y Newton Raphson Aplicado a la Solución de Flujos de Potencia	84
3.5	DigSILENT PowerFactory APLICADO AL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE	88
3.5.1	DIGSILENT PROGRAMMING LANGUAGE (DPL)	88
3.5.2	CURVAS PV CONSIDERANDO LA TASA DE INCREMENTO ANUAL	90
3.5.3	DIAGRAMA DE BLOQUES DEL CÓDIGO (SCRIPT) DPL.....	91
CAPÍTULO 4		93
4.1	CONDICIONES ACTUALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO	93
4.1.1	BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA	93
4.1.2	CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO.....	93
4.1.3	CARGAS DE PRIMARIOS Y SUBESTACIONES.....	94
4.1.4	POTENCIA GENERADA E IMPORTACIÓN DE POTENCIA.....	97
4.2	PLAN DE EXPANSIÓN DE LA EEQ	100
4.2.1	INVERSIONES EN GENERACIÓN	101
4.2.2	TASA DE CRECIMIENTO DE CARGAS EN SUBESTACIONES.....	101
4.3	METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE	102
4.3.1	PASOS PREVIOS AL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE.....	102
4.3.2	METODOLOGÍA.....	103
4.4	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA AL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEQ 2010.....	104
4.4.1	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	135
4.5	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA AL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEQ AL AÑO 2020	136
4.5.1	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	178
4.6	ANÁLISIS DE RESULTADOS AÑO 2010-2020.....	179
CAPÍTULO 5		181
5.1	CONCLUSIONES	181
5.2	RECOMENDACIONES.....	183

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1-1 PRINCIPALES COLAPSOS DE VOLTAJE EN EL MUNDO	24
FIGURA 2-1 SISTEMA RADIAL SIMPLE.....	33
FIGURA 2-2 POTENCIA REACTIVA EN FUNCIÓN DEL ÁNGULO	35
FIGURA 2-3 CONEXIÓN DE CAPACITORES EN SERIE Y PARALELO.....	37
FIGURA 2-4 COMPENSADOR ESTÁTICO DE VARS.....	39
FIGURA 2-5 EQUIVALENTE DE UN TRANSFORMADOR CON TAPS EN EL LADO PRIMARIO Y SECUNDARIO	40
FIGURA 2-6 MODELO GENERALIZADO π DEL TRANSFORMADOR.....	40
FIGURA 2-7 COMPORTAMIENTO DE LA POTENCIA ACTIVA (P_{12}), POTENCIA REACTIVA (Q_{12} Y $-Q_{21}$) Y POTENCIA REACTIVA DE PÉRDIDAS (QL) EN UN TRANSFORMADOR.....	41
FIGURA 2-8 CARACTERÍSTICA DE LA CARGA RESPECTO AL VOLTAJE	42
FIGURA 2-9 CIRCUITO EQUIVALENTE FALLA TRIFÁSICA.....	43
FIGURA 2-10 CIRCUITO EQUIVALENTE FALLA MONOFÁSICA.....	43
FIGURA 2-11 AISLAMIENTO DE LA ZONA NORTE PARA EL CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS	48
FIGURA 3-1 CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA.....	52
FIGURA 3-2 (B) ANÁLISIS DE ESTABILIDAD POR ÁNGULO DEL ROTOR DE LOS GENERADORES.....	54
FIGURA 3-3 SISTEMA RADIAL SIMPLE.....	61
FIGURA 3-4 GRAFICO DE POTENCIA ACTIVA VS POTENCIA REACTIVA.....	62
FIGURA 3-5 DIAGRAMA FASORIAL DE UN GENERADOR SINCRÓNICO DE POLOS SALIENTES.....	65
FIGURA 3-6 CURVA DE EFICIENCIA DE GENERADORES SINCRÓNICOS	67
FIGURA 3-7 DIAGRAMA UNIFILAR DE UNA CENTRAL CON LA CARGA DE SERVICIOS AUXILIARES.....	70
FIGURA 3-8 CURVA DE CAPABILIDAD GENERADORES.....	71
FIGURA 3-9 CURVA DE ÁNGULO DE POTENCIA	73
FIGURA 3-10 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE UNA CURVA PV	77
FIGURA 3-11 CURVAS PV PARA DIFERENTES VALORES DEL FACTOR DE POTENCIA.....	78
FIGURA 3-12 VOLTAJE EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA.....	79
FIGURA 3-13 CURVAS QV	80
FIGURA 3-14 CURVAS PQ.....	80
FIGURA 3-15 MÉTODO DE CONTINUACIÓN CON PREDICTOR TANGENTE	83
FIGURA 3-16 PARÁMETRO DE CONTINUACIÓN. (A) PARÁMETRO CON INTERSECCIÓN PERPENDICULAR. (B) PARÁMETRO FIJO.....	84
FIGURA 3-17 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA "CURVAS PV"	92
FIGURA 4-1 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES ADELCA Y BARRIONUEVO. (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	106
FIGURA 4-2 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES CRISTIANÍA Y COTOCOLLAO. (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	108

FIGURA 4-3 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES EPICLACHIMA Y EUGENIO ESPEJO. (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	109
FIGURA 4-4 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES LULUNCOTO Y POMASQUI. (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	111
FIGURA 4-5 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES RIO COCA Y TUMBACO. (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	112
FIGURA 4-6 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES DIEZ NUEVA, DIEZ VIEJA, ANDALUCÍA Y BELISARIO QUEVEDO. (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	114
FIGURA 4-7 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES LOS BANCOS, EL BOSQUE, CAROLINA Y CHIMBACALLE. (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	115
FIGURA 4-8 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES LA FLORESTA, CONOCOTO, GRANDA CENTENO Y IÑAQUITO. (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	117
FIGURA 4-9 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES LA MARÍN, MACHACHI, OLÍMPICO Y MIRAFLORES. (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	118
FIGURA 4-10 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES PAPALLACTA, PÉREZ GUERRE RO, SANGOLQUI Y EL QUINCHE. (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	120
FIGURA 4-11 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES SAN RAFAEL, SANTA ROSA, SAN ROQUE Y ESCUELA SUCRE. (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	121
FIGURA 4-12 CURVAS PV DE LA SUBESTACIÓN TABABELA. (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	123
FIGURA 4-13 COMPORTAMIENTO INDIVIDUAL DE LA POTENCIA Y VOLTAJE EN LAS SUBESTACIONES DEL SEQ. (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	124
FIGURA 4-14 COMPORTAMIENTO INDIVIDUAL DE LA POTENCIA Y VOLTAJE EN LAS SUBESTACIONES DEL SEQ. (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	126
FIGURA 4-15 COMPORTAMIENTO DEL VOLTAJE EN LAS SUBESTACIONES SANTA ROSA, SELVA ALEGRE, POMASQUI Y VICENTINA EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA TOTAL DEL SEQ. (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	127
FIGURA 4-16 POTENCIA TOTAL INICIAL, POTENCIA TOTAL FINAL Y	132
FIGURA 4-17 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES DIEZ NUEVA Y ADELCA CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	141
FIGURA 4-18 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES ALANGASÍ Y EL BOSQUE CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	143
FIGURA 4-19 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES CAROLINA Y CHIMBACALLE CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	144
FIGURA 4-20 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES CRISTIANÍA Y COTOCOLLAO CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	146
FIGURA 4-21 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES COTOCOLLAO NUEVA Y CUMBAYÁ CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	147

FIGURA 4-22 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES EPICLACHIMA Y EUGENIO ESPEJO CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	149
FIGURA 4-23 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES VICENTINA IÑAQUITO Y PÉREZ GUERRERO CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	150
FIGURA 4-24 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES POMASQUI Y RIO COCA CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	152
FIGURA 4-25 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES SANGOLQUI Y SANTA ROSA CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	153
FIGURA 4-26 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES TABABELA Y ZÁMBIZA CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	155
FIGURA 4-27 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES DIEZ VIEJA, ANDALUCÍA, BELISARIO QUEVEDO Y BAEZA CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	156
FIGURA 4-28 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES LOS BANCOS, BARRIONUEVO, CHILIBULO Y CONOCOTO CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	158
FIGURA 4-29 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES ENKADOR, LA FLORESTA, GRANDA CENTENO Y LULUNCOTO CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	159
FIGURA 4-30 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES LA MARÍN, MACHACHI, MIRAFLORES Y OLÍMPICO CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	161
FIGURA 4-31 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES PAPALLACTA, EL QUINCHE, SAN ANTONIO Y SAN ROQUE CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	162
FIGURA 4-32 CURVAS PV DE LAS SUBESTACIONES ESCUELA SUCRE Y VICENTINA NUEVA CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	164
FIGURA 4-33 COMPORTAMIENTO INDIVIDUAL DE LA POTENCIA Y VOLTAJE EN LAS SUBESTACIONES DEL SEQ CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	165
FIGURA 4-34 COMPORTAMIENTO INDIVIDUAL DE LA POTENCIA Y VOLTAJE EN LAS SUBESTACIONES DEL SEQ CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	167
FIGURA 4-35 COMPORTAMIENTO INDIVIDUAL DE LA POTENCIA Y VOLTAJE EN LAS SUBESTACIONES DEL SEQ CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	168
FIGURA 4-36 COMPORTAMIENTO INDIVIDUAL DE LA POTENCIA Y VOLTAJE EN LAS SUBESTACIONES DEL SEQ CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	170

FIGURA 4-37 COMPORTAMIENTO DE LA POTENCIA TOTAL Y EL VOLTAJE DEL SEQ CON LA RED AL AÑO 2020: (A) DEMANDA MÁXIMA, (B) DEMANDA MEDIA Y (C) DEMANDA MÍNIMA.....	171
FIGURA 4-38 ESCENARIOS DE INCREMENTO DE CARGA CON LA RED AL AÑO 2020	176
FIGURA 4-39 CONDICIONES INICIALES Y MÁXIMA CARGA DEL SEQ AL 2010 Y 2020	179

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2-1 CENTRALES HIDRÁULICAS PERTENECIENTES AL SEQ.....	27
TABLA 2-2 AUTOPRODUCTORES Y CONSUMIDORES DEL SEQ	28
TABLA 2-3 EQUIVALENTES DE RED Y TIPO DE BARRA EN LOS PUNTOS DE CONEXIÓN CON EL SNT	45
TABLA 2-4 CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA	45
TABLA 2-5 CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN LA SUBESTACIÓN POMASQUI	46
TABLA 2-6 CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN LA SUBESTACIÓN VICENTINA	46
TABLA 2-7 CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN LA SUBESTACIÓN VICENTINA	47
TABLA 2-8 RESULTADOS OBTENIDOS DEL CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO.....	48
TABLA 2-9 RESULTADOS OBTENIDOS DEL CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO.....	48
TABLA 3-1 LÍMITES DE CÁIDA DE VOLTAJE	73
TABLA 4-1 CARGAS DE PRIMARIOS Y SUBESTACIONES EN DEMANDA MÁXIMA.....	95
TABLA 4-2 CARGAS DE PRIMARIOS Y SUBESTACIONES EN DEMANDA MEDIA.....	95
TABLA 4-3 CARGAS DE PRIMARIOS Y SUBESTACIONES EN DEMANDA MÍNIMA	96
TABLA 4-4 GENERACIÓN HIDRÁULICA DE CENTRALES PERTENECIENTES A LA EEQ	97
TABLA 4-5 GENERACIÓN TÉRMICA DE CENTRALES PERTENECIENTES A LA EEQ	98
TABLA 4-6 GENERACIÓN PERTENECIENTE A AUTO PRODUCTORES	99
TABLA 4-7 REGISTROS DE POTENCIA CONSUMIDA EN LOS PUNTOS DE CONEXIÓN AL SNI.....	100
TABLA 4-8 PORCENTAJE DE INCREMENTO EN LAS SUBESTACIONES DE LA EEQ 2010.....	101
TABLA 4-9 RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS DEL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DEL SEQ AL 2010	129
TABLA 4-10 ELEMENTOS SOBRECARGADOS EN CADA CONDICIÓN DE DEMANDA EN EL PUNTO DE COLAPSO DE VOLTAJE.....	132
TABLA 4-11 POTENCIA ENTREGADA POR LOS EQUIVALENTES DE RED DURANTE LAS CONDICIONES INICIALES Y DESPUÉS DEL INCREMENTO MÁXIMO DE CARGA	135
TABLA 4-12 BAJOS VOLTAJES PRESENTADOS EN EL PUNTO MÁXIMO DE CARGABILIDAD CON LA RED DE 2010	136
TABLA 4-13 PROYECCIÓN DE CARGAS AL AÑO 2020	137
TABLA 4-14 PORCENTAJE DE INCREMENTO EN LAS SUBESTACIONES DE LA EEQ 2020	139
TABLA 4-15 RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS DEL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DEL SEQ AL AÑO 2020	173
TABLA 4-16 ELEMENTOS SOBRECARGADOS EN EL PUNTO MÁXIMO DE CARGABILIDAD CON LA RED AL AÑO 2020	176
TABLA 4-17 BAJOS VOLTAJES PRESENTADOS EN EL PUNTO MÁXIMO DE CARGABILIDAD CON LA RED AL AÑO 2020	179
TABLA 4-18 POTENCIA Y PORCENTAJE DE CRECIMIENTO EN LOS AÑOS 2010 Y 2020.....	180

LISTADO DE ANEXOS

- ANEXO 1** DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SEQ EN LOS AÑOS 2010 Y 2020
- ANEXO 2** FLUJOS DE POTENCIA TOMADOS DEL CENEMS DEL CENTRO DE CONTROL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO
- ANEXO 3** PLAN DE EXPANSIÓN DEL SEQ 2010-2020
- ANEXO 4** CÓDIGO DEL PROGRAMA “CURVAS PV” DESARROLLADO EN DigSILENT PowerFactory EN LENGUAJE DPL
- ANEXO 5** CÓDIGO DEL PROGRAMA DESARROLLADO EN MATLAB PARA OBTENER LAS CURVAS PV DE UN SISTEMA RADIAL SIMPLE

GLOSARIO DE TÉRMINOS

ANSI	Instituto Nacional Americano de Estándares
CELEC EP	Corporación Eléctrica del Ecuador Empresa Publica
CONELLEC	Concejo Nacional de Electrificación
E	Voltaje interno del generador
E_i	Voltaje interno del generador en la zona de subexcitación para una condición " i " dada considerando δ_{MAX-i}
E_n	Voltaje interno nominal del generador
FACTS	Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna
HVDC	Corriente directa de alto voltaje
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
I_d	Corriente de eje directo
$I_{f\ 3\phi}$	Corriente de falla trifásica
$I_{f\ 1\phi}$	Corriente de falla monofásica
I_{kss}	Corriente de cortocircuito
I_q	Corriente de eje de cuadratura
LTC	Cambiador de tomas bajo carga
ME	Margen de estabilidad
P_a	Potencia activa de servicios auxiliares
P_D	Potencia Activa consumida por una carga
P_g	Potencia Activa generada por un generador
P_{MAX-i}	Potencia activa máxima del generador en un valor " i " dado en la zona de subexcitación
P_{nom}	Potencia Activa nominal del generador
P_{0-i}	Potencia activa del generador una vez que se a considerado el margen de estabilidad en la zona de subexcitación
P_S	Potencia activa consumida del sistema

P_{12}	Potencia Activa transmitida del nodo 1 al nodo 2
Q_a	Potencia reactiva de servicios auxiliares.
Q_D	Potencia Reactiva consumida por una carga
Q_g	Potencia Reactiva generada por un generador
Q_L	Potencia Reactiva de pérdidas
Q_S	Potencia reactiva consumida del sistema
Q_{0-i}	Potencia reactiva del generador una vez que se a considerado el margen de estabilidad en la zona de subexcitación considerando E_i y δ_i .
Q_{XC}	Potencia Reactiva generada por la línea
Q_{XL}	Potencia Reactiva consumida por la línea
Q_{12}	Potencia Reactiva transmitida del nodo 1 al nodo 2
SVC	Compensador estático de VARs
SEQ	Sistema Eléctrico Quito
SIL	Potencia transmitida a través de una línea de transmisión en donde la línea no genera ni consume potencia reactiva
SNI	Sistema Nacional Interconectado
S_{kss}	Potencia de cortocircuito
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
t_a	Porcentaje de variación de voltaje del transformador de servicios auxiliares
t_p	Porcentaje de variación de voltaje del transformador principal
V	Voltaje a terminales del generador
V_a	Voltaje en barra de servicios auxiliares
V_f	Voltaje de falla
V_n	Voltaje en el nodo n
V_s	Voltaje del sistema
V_t	Voltaje a terminales del generador
X_a	Reactancia del transformador de servicios auxiliares
X_{CL}	Reactancia capacitiva de la línea

X_d	Reactancia de eje directo del rotor
X_{XL}	Reactancia inductiva de la línea
X_q	Reactancia de eje de cuadratura del rotor
X_t	Reactancia del transformador principal
θ_n	Angulo de voltaje en el nodo n
θ_{ts}	Diferencia entre el ángulo de voltaje a terminales del generador y ángulo de voltaje del sistema
θ_f	Angulo del voltaje de falla
$\theta_{3\phi}$	Angulo de la corriente de falla trifásica
$\theta_{1\phi}$	Angulo de la corriente de falla monofásica
δ	Angulo de carga
δ_n	Angulo de carga nominal
δ_{MAX}	Angulo de carga máximo
δ_i	Angulo de carga del generador en la zona de subexcitación para una condición "i" dada una vez que se a considerado el margen de estabilidad de la potencia activa del generador considerando E_i y P_{0-i} .
δ_{MAX-i}	Angulo de carga máximo del generador en la zona de subexcitación para una condición "i" dada considerando E_i .
ϕ	Angulo de desfaseamiento entre el voltaje y la corriente

RESUMEN

En el presente trabajo se describe los diferentes componentes del Sistema Eléctrico Quito. Se realiza una clasificación de la estabilidad en sistemas de potencia, haciendo hincapié en la estabilidad de voltaje en estado estable. Se señala las causas para llegar al colapso de voltaje y de igual manera los medios para mitigar este problema. Se detallan los límites en la transferencia de potencia de generadores, líneas de transmisión y transformadores.

Se ilustra un método de las curvas PV para análisis de estabilidad de voltaje en estado estable, tomando como ejemplo un sistema radial simple, sometiéndolo a incrementos de carga hasta llegar al punto de colapso de voltaje. Se resumen diferentes métodos para la obtención de las curvas PV en sistemas de potencia. En este trabajo se utiliza el modulo de programación en lenguaje DPL del programa DlgSILENT PowerFactory. Se desarrolla un código para estudios de estabilidad de voltaje en estado estable considerando diferentes incrementos porcentuales en cada carga.

Se utiliza esta herramienta para el análisis de estabilidad de voltaje del Sistema Eléctrico Quito y se presenta muestran los resultados de las curvas PV en cada subestación y la respectiva carga total del sistema.

PRESENTACIÓN

Este trabajo se ha dividido en 5 capítulos en los cuales se desarrollan los siguientes temas:

Capítulo 1 es la introducción al presente trabajo y contiene la justificación, objetivos, alcance y se da un breve resumen acerca de los últimos colapsos de voltaje ocurridos alrededor del mundo.

Capítulo 2 comienza con una breve descripción del Sistema Eléctrico Quito en donde se detalla las centrales eléctricas pertenecientes al sistema, su área de concesión y su sistema de subtransmisión, posterior a esto se hace una descripción de los diferentes componentes de un sistema eléctrico tal como generadores, transformadores, líneas, sistemas de compensación y cargas. Finalmente se describe una metodología de cálculo de equivalentes de red para poder utilizarlos en estudios de estabilidad en estado estable y se realiza un ejemplo de cálculo utilizando el software PowerFactory.

Capítulo 3 se describe los diferentes tipos de estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia, esto se lo hace dando una clasificación y describiendo el fenómeno involucrado en cada tipo de estabilidad enfatizando en la estabilidad de voltaje. Subsecuentemente se detalla la clasificación de la estabilidad de voltaje, las causas para llegar a la inestabilidad de voltaje y los métodos de mitigación de este problema, se describe los métodos de análisis de estabilidad de voltaje mediante el uso de las curvas PV, para esto se utiliza el PowerFactory desarrollando un código en el módulo DPL para estudios de estabilidad de voltaje en estado estable mediante las curvas PV.

Capítulo 4 se centra directamente al análisis de estabilidad de voltaje en estado estable del sistema de subtransmisión de la EEQ, desarrollando una metodología de análisis y aplicándolo al SEQ al año 2010 y 2020, se realiza un análisis de resultados y se compara los márgenes de cargabilidad en los años analizados, para esto se utiliza el código desarrollado en DPL.

Las conclusiones y recomendaciones se exponen en el Capítulo 5.

Finalmente las referencias técnicas, en las que se basa la elaboración de este proyecto, son presentadas, además de los anexos.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

El continuo crecimiento de la demanda ha obligado a los Sistemas Eléctricos a mejorar sus sistemas de generación, transmisión, subtransmisión y distribución, para lo cual es necesario realizar varios estudios del estado actual y la proyección de expansión conforme al crecimiento de la carga. Uno de estos estudios es el análisis de estabilidad de voltaje que permite identificar la máxima cargabilidad de redes y subestaciones, es decir, la potencia máxima que se puede suministrar a las barras de carga antes de que el sistema colapse por bajo voltaje.

La Empresa Eléctrica Quito EEQ requiere la ejecución de un estudio de estabilidad de voltaje en su sistema de subtransmisión, de ahí la importancia de realizar dicho análisis para identificar los puntos débiles de la red y tomar medidas correctivas.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

- ✓ Realizar un estudio de estabilidad de voltaje en estado estable del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito utilizando el programa DlgSILENT PowerFactory.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Realizar un estudio de las condiciones actuales del sistema de subtransmisión de la EEQ al 2010 para determinar los niveles de voltaje con los que se encuentra operando el sistema.

- ✓ Graficar las curvas P-V en las barras de carga considerando la tasa de crecimiento anual para determinar los puntos de colapso de voltaje para los años 2010 y 2020.
- ✓ Comparar las condiciones actuales del sistema con los puntos de colapso de voltaje en barras de carga para determinar el margen de crecimiento de la carga.
- ✓ Plantear recomendaciones al plan de expansión del sistema de la EEQ.

1.3 ALCANCE

- ✓ El sistema de subtransmisión de la EEQ se modela en el programa DlgSILENT PowerFactory.
- ✓ Se desarrolla en DPL (DlgSILENT Programming Language) una herramienta de análisis de estabilidad de voltaje, la cual considere como incremento de carga la tasa de crecimiento anual del sistema en cada subestación de carga.
- ✓ El estudio se realiza en estado estable para lo cual se considera tres escenarios de demanda: máxima, media y mínima.
- ✓ Se representa las conexiones con el SNI mediante equivalentes de red en las subestaciones Pomasqui, Santa Rosa y Vicentina.

1.4 COLAPSOS DE VOLTAJE OCURRIDOS EN LOS ÚLTIMOS AÑOS¹⁻²

En los últimos años se ha incrementado el número de apagones en el mundo por colapso de voltaje, de tal manera, que en promedio de los últimos 20 años se ha presentado al menos un apagón de gran magnitud por año. A continuación se listan e ilustran en la Figura 1-1 los principales colapsos de voltaje.

- New York Power Pool, septiembre 22 de 1970.

- Nueva Zelanda y Dinamarca, 1979.
- Florida, diciembre 28 de 1982.
- Francia, diciembre 19 de 1978 y enero de 1987.
- Norte de Bélgica, agosto 4 de 1982.
- Suecia, diciembre 27 de 1983.
- Japón, julio 23 de 1987.
- Estados Unidos, julio 2 de 1996.
- Estados Unidos, agosto 10 de 1996.
- Suecia y Dinamarca, septiembre 23 de 2003.
- Italia, septiembre 28 de 2003.
- Estados Unidos, agosto 14 de 2003.
- Ecuador, 01 de marzo de 2003.
- Ecuador, abril 12 de 2004.

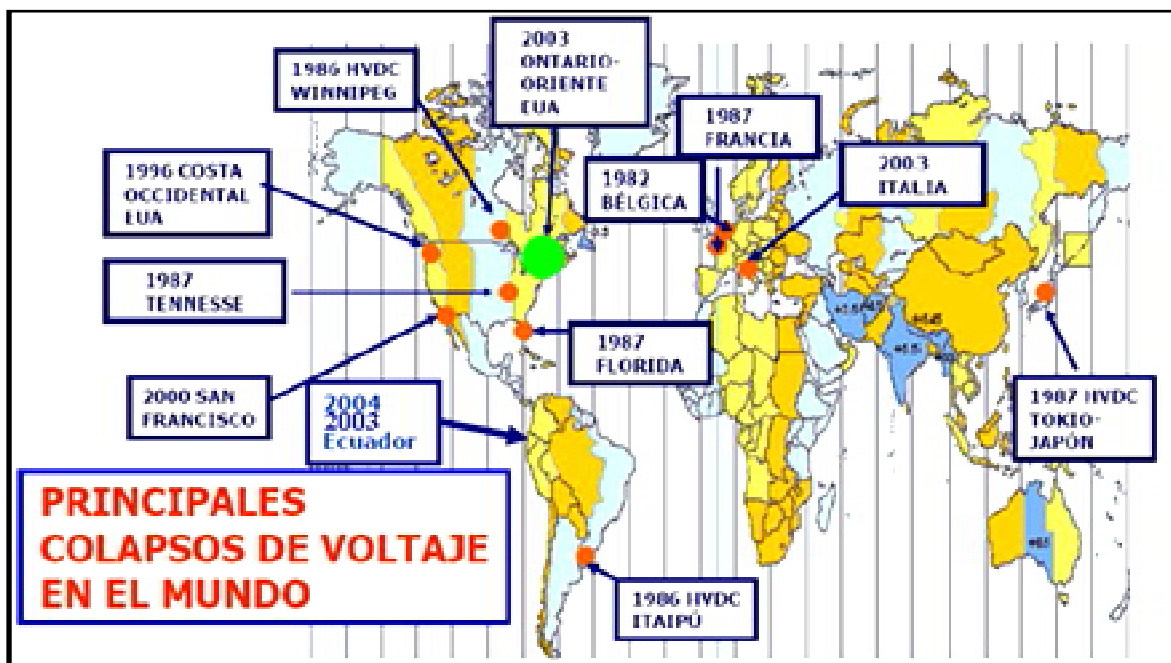


Figura 1-1 Principales colapsos de voltaje en el mundo

CAPÍTULO 2

MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO

2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO³

2.1.1 ÁREA DE CONCESIÓN

El área de concesión otorgada por el CONELEC a la EEQ es de 14971 km^2 , que corresponde a los cantones de:

- Quito
- Rumiñahui
- Mejía
- Pedro Vicente Maldonado
- San Miguel de los Bancos
- Una parte de: Puerto Quito y Cayambe en la Provincia del Pichincha, Quijos y el Chaco en la Provincia del Napo.

2.1.2 PUNTOS DE CONEXIÓN CON EL SNT

Para atender el crecimiento intensivo del consumo de energía y potencia de sus clientes, la Empresa solicitó a CELEC EP-UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC la ampliación de los puntos de transferencia del SNT al SEQ, por lo que, ha venido sistemáticamente ampliando sus instalaciones eléctricas a 230 kV, 138 kV y 46 kV, disponiendo en la actualidad de 9 puntos de conexión con el SNT, de los cuales:

- 4 están en Santa Rosa: 3 a 138 kV y una en 46 kV
- 2 en Vicentina: uno a 138 kV y uno a 46 kV
- 2 en Pomasqui a 138 kV

- 1 en Guangopolo a 138 kV

Las entregas en Santa Rosa son: dos en las salidas de líneas a 138 kV S/E Eugenio Espejo y a S/E Selva Alegre, una es en el lado primario del transformador de 138/46 kV, 45/60/75 MVA de EEQ y la entrega en 46 kV es en el lado secundario del transformador de 138/46 kV, 45/60/75 MVA de CELEC EP-UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC.

En Vicentina la entrega es una en el lado primario del transformador de 138/46 kV, 60/80/100 MVA de EEQ y una en el lado de 46 kV del trafo de 138/46 kV, 48/48/16 MVA.

En la S/E Pomasqui de CELEC EP-UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC dos en las salidas de la línea a 138 kV a S/E Pomasqui EEQ y S/E Cotocollao.

Además de los puntos indicados, la EEQ para distribuir la energía en su sistema de 46 kV dispone de la subestación Selva Alegre 138/46 kV, 2 x 60/80/100 MVA y de la subestación No. 19 Cotocollao, 138/46 kV, 60/80/100 MVA, así como, de 6 subestaciones a 138/23 kV, 10 subestaciones 46/23 kV, 19 subestaciones 46/6.3 kV y 1 subestación 46/13.8 kV.

2.1.3 RESEÑA HISTÓRICA

En 1894, los señores Víctor Gangotena, Manuel Jijón y Julio Urrutia, se asociaron para fundar la empresa denominada "La Eléctrica", que inicia la generación eléctrica con una central con capacidad de 200 kW, ubicada en el sector de "Chimbacalle" junto al río Machángara, donde funcionaban los molinos El Retiro. En 1905 inicia la operación la central Guápulo, con un grupo de 200 kW, situada al noreste de Quito y utiliza las aguas del río Machángara. Progresivamente se instala tres generadores adicionales, llegando a disponer en 1919 de una capacidad instalada total de 920 kW. En 1915 se formó "The Quito Electric Light and Power Company". La compañía amplía su capacidad en 1922, instalando la Central Hidroeléctrica "Los Chillos", con una potencial total de 1760 kW, la misma que se encuentra ubicada en el cantón Rumiñahui y utiliza las aguas del río Pita.

El 16 de julio de 1932 "The Quito Electric Light and Power Company", vende a "Eléctrica Quito" todos sus bienes muebles e inmuebles. El I. Municipio de Quito, el 16 de mayo de 1935, celebró un contrato con la casa AEG de Alemania para la instalación de la Central Guangopolo. El 6 de octubre de 1937, el Concejo Municipal dictó la Ordenanza No. 479, creando la Empresa Municipal como Empresa Técnica Comercial, dependiente del Concejo. El 21 de noviembre del mismo año se inaugura el servicio de la planta eléctrica municipal ubicada junto a la población de Guangopolo y el 5 de noviembre de 1946 el I. Municipio compró "La Eléctrica Quito" con todas sus instalaciones y equipos. En este entonces contaba con 15,790 abonados y una demanda máxima de 7840 kW.

2.2 CONEXIÓN CON CENTRALES PROPIAS

Además de los puntos de conexión con el SNT, el SEQ tiene 5 puntos de enlace con sus centrales eléctricas hidráulicas y térmicas propias, Tabla 2-1:

Tabla 2-1 Centrales Hidráulicas Pertenecientes al SEQ

CENTRALES HIDRÁULICAS	POTENCIA (MW)	NIVEL DE VOLTAJE (kV)
CUMBAYÁ	40	4,16
NAYÓN	30	6,9
GUANGOPOLO	20	2,3 (5)-6,6 (1)
PASOCHOA	4,5	4,16
CHILLOS	1,8	2,3
CENTRALES TÉRMICAS	POTENCIA (MW)	NIVEL DE VOLTAJE (kV)
GUALBERTO HERNÁNDEZ	34,2	13,8
LULUNCOTO	9	6,3

2.3 CONEXIÓN CON AUTOGENERADORES

También existen conexiones con Autogeneradores hidráulicos como:

- La Calera, de 2 MW de capacidad instalada, que se conecta a 22,8 kV en la subestación Machachi

- La Sillunchi de 0,4 MW se conecta al circuito primario B-Machachi
- La HCJB (ECOLUZ) de 7,8 MW de capacidad instalada que se conecta a 22,8 kV con el circuito primario C-Tumbaco en Pifo y en Papallacta para alimentar al primario: Papallacta-Baeza-Quijos-El Chaco
- La Equinoccial de 3 MW se conecta en la S/E Equinoccial 13,8/22,8 kV, al circuito primario D-Pomasqui
- La Perlabí de 2,7 MW se conecta al circuito primario E-Pomasqui
- La central EMAAPQ-Noroccidente de 0,250 MW, se conecta en 6,3 kV al circuito primario A-15
- Uravía de 0,95 MW se conecta a 22,8kV al circuito primario A-Quinche.

2.4 CONEXIÓN CON AUTOPRODUCTORES Y SUS CONSUMIDORES

Un Autoproducer es un generador independiente que produce energía eléctrica para su propio consumo, pudiendo, además, tener excedentes a disposición de terceros o del Mercado Eléctrico Mayorista, a través del Sistema Nacional Interconectado o de los sistemas aislados, la Tabla 2-2 muestra los Autoproduceros conectados y que comercializan al Sistema Eléctrico Quito.

Tabla 2-2 Autoproduceros y Consumidores del SEQ

	CLIENTE	CONEXIÓN	OBSERVACIÓN
1	ADELCA 46 kV	Lado primario del trafo 46/6,3 kV de la S/E FCA. ADELCA	Desde julio 2007 diente regular de la EEQ
2	ADELCA 138 kV	Lado primario del trafo 138/23 kV de la S/E FCA. ADELCA	Desde agosto 2008 diente regular de la EEQ

3	ENKADOR	Lado secundario del trafo 23/13,2 kV, primario C-24 S.RAFAEL (desde ago.09 está alimentado a 23 kV de la S/E Sangolquí).	Desde julio 2007 diente regular de la EEQ
4	BOOP	Primario 22,8 kV, B-57 Pomasqui	Desde julio 2007 diente regular de la EEQ
5	DELTEX	Varios primarios (16-A, 27-A, 36-F)	Desde julio 2007 diente regular de la EEQ
6	DANEC	Primario 22,8 kV, A-55 Sangolquí	Desde julio 2007 diente regular de la EEQ
15	INCASA	Varios primarios (18-E, 21-E)	Desde julio 2009 diente regular de la EEQ
16	TESALIA	Primario 22,8 kV, A-34 Machachi	Desde julio 2008 diente regular de la EEQ
17	LANAFIT	Primario 6,3 kV, G-16 y C-16 Río Coca	Desde julio 2008 diente regular de la EEQ
19	HCJB	Varios primarios	Autoprodutor Ecoluz.
20	IDEAL ALAMBREC	Varios primarios	Autoprodutor Perlabí.
21	URAVÍA	Primario 22,8 kV, A-Quinche.	Autoprodutor hacienda San Elías, Plus Hotel, hacienda. La Clemencia.

Adicionalmente se tiene a 138 kV en la S/E Santa Rosa de CELEC EP-UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC un punto de conexión con el sistema eléctrico "Proyecto Papallacta" para el bombeo de agua del proyecto del mismo nombre y el suministro de energía de sus centrales hidráulicas El Camen y Recuperadora de la Empresa Municipal de Agua Potable del Municipio del D. M. Quito.

2.5 SISTEMA ELÉCTRICO AISLADO Y CONEXIÓN A OTROS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

A partir del contrato de concesión con el CONELEC se entregó a la EEQ el sistema eléctrico Oyacachi, sistema eléctrico aislado perteneciente al Cantón El Chaco en la Provincia del Napo, que dispone de una micro central hidráulica de 50 kW para el suministro de energía a los consumidores de la población de Oyacachi, mediante un banco de 3 transformadores monofásicos de 25 kVA cada uno, 121/210 voltios, energía que es distribuida a los consumidores mediante 1 transformador trifásico de 30 kVA, 2 monofásicos de 15 kVA y 1 monofásico de 25 kVA.

2.6 INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

La Empresa para garantizar el servicio eléctrico y el crecimiento de la demanda eléctrica a sus clientes, a diciembre de 2010 dispone de 31 subestaciones de distribución, en las cuales:

- 10 transformadores son de 138/23 kV
- 10 transformadores de 46/23 kV
- 1 transformador de 46/13,8 kV
- 1 transformador 23/13,8 kV
- 24 transformadores de 46/6,3 kV

Con una capacidad instalada total de: 591,25 MVA en "OA", 776,75 MVA en "FA" y 843,75 MVA en "FOA".

Estas subestaciones están alimentadas por un sistema de líneas de subtransmisión de 216,5 km a 46 kV y 54,2 km a 138 kV y para distribuir la energía en las diferentes zonas de servicio, dispone de 158 circuitos de distribución primaria a 22,8 kV, 6,3 kV y 13,2 kV, con una longitud de 6767 km; así como, 1979 MVA instalados en 31317 transformadores de red; más de 6 300 kilómetros de redes secundarias, así como, 410591 acometidas y 795 650 medidores, entre monofásicos, bifásicos y trifásicos, de los cuales, 4386 están instalados en medio voltaje y 13 en alto voltaje; todo orientado a disponer de un sistema eléctrico de alta confiabilidad, seguridad y eficiencia, que garantice calidad del servicio a sus clientes, sin restricciones.

2.7 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

Los puntos de conexión con el SNT se unen con las subestaciones de distribución mediante un sistema de subestaciones de reducción de 138/46 kV, de líneas de subtransmisión a 138 kV y 46 kV y varias subestaciones de seccionamiento a 138 kV y 46 kV. Estas configuraciones permiten disponer de varios anillos de alimentación a las subestaciones de distribución, tanto desde los puntos de enlace con el SNT a 138 kV y 46 kV como con los de enlace a las centrales

eléctricas propias a 46 kV y la central Chillós 23 kV. De esta manera se dispone de un sistema de subtransmisión confiable y seguro.

2.8 COMPONENTES DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

La estabilidad de voltaje está estrechamente ligada a las características de los elementos que conforman el sistema de potencia. Para comprender estos efectos se realiza brevemente un análisis de cada uno de estos, de tal manera que se pueda tener una mejor comprensión de lo que ocurre desde el punto de vista del voltaje, cuando el sistema por alguna razón cambia sus condiciones de operación.

2.8.1 GENERADORES

Los generadores son la fuente de la energía eléctrica en el sistema de potencia. Sin embargo, estos generadores y sus controles son quizás los elementos del sistema de potencia más complejos en cuanto a la operación y modelación para los programas de simulación. En los estudios de estabilidad y control de voltaje es de vital importancia considerar la capacidad de entrega y absorción de potencia reactiva de los generadores, dada por la curva de capacidad de los generadores.

2.8.1.1 Sistemas de Excitación

El sistema de excitación de los generadores es usado para cambiar el voltaje terminal y la producción de los reactivos y consecuentemente cambiar el perfil de voltaje del sistema de potencia. Al aumentar el nivel del voltaje de excitación la producción de reactivos aumenta y viceversa. Los reguladores de voltaje pueden ser operados en forma automática o manual. Cuando está en modo automático la corriente de excitación es modificada por el AVR dependiendo de las condiciones del sistema. El Control Automático de Voltaje (AVR) censa el nivel de voltaje terminal y luego compara con un nivel de referencia. Si la medida del voltaje es menor que la referencia, el AVR hace que se incremente la corriente de excitación. Esta corriente es aplicada a los devanados del rotor del generador para que aumente la producción reactivos y consecuentemente el nivel del voltaje terminal en el generador.

Cuando se encuentra en modo manual la corriente de excitación es constante, lo que hace que el generador no responda a los cambios en el voltaje terminal, y sea necesaria la intervención de un operador. Desde el punto de vista de la operación, los reguladores deben permanecer en modo automático, ya que con esto se mejora no sólo la calidad en el control sino la seguridad del sistema.

2.8.1.2 Curva de Capacidad del Generador

Un generador es capaz de generar potencia activa y reactiva dentro de cierto rango de valores. Los límites de generación se pueden alcanzar cuando se opera a la máxima temperatura permitida en algún elemento del generador. A su vez, la elevación de la temperatura depende de la disipación de las pérdidas en el hierro del núcleo y en el cobre los devanados. Las pérdidas en el hierro son prácticamente constantes; por lo que el límite de temperatura y por ende los límites de capacidad dependen de las pérdidas en los devanados del generador. Los puntos (P, Q) corresponden a los límites de operación y se conoce como curva de capacidad del generador.

Todos los generadores poseen su propia curva de capacidad, así como el sistema de protecciones que permiten garantizar que no operen fuera de esta curva. Dependiendo de qué tan lejos se salga de su punto de operación, estas protecciones pueden activar una alarma, realizar un frenado automático y enviar una orden de disparo. Finalmente, cuando un generador está generando o entregando potencia reactiva al sistema se dice que está sobre-excitado, mientras que si está absorbiendo potencia reactiva se dice que está sub-excitado.

2.8.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN⁴

Para analizar el comportamiento del flujo de potencia en un sistema de transmisión, se considera el sistema radial de la Figura 2-1

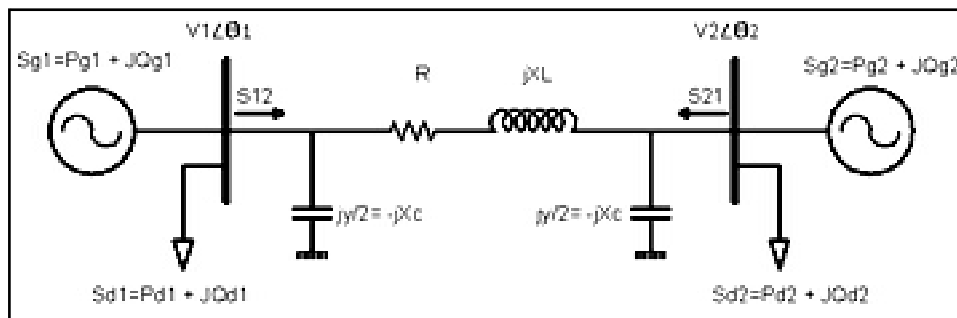


Figura 2-1 Sistema radial simple

Las inyecciones netas de potencia a los nodos son:

$$S_1 = S_{12} = S_{g1} - S_{d1} = (P_{g1} - P_{d1}) + j(Q_{g1} - Q_{d1}) \quad (2-1)$$

$$S_{21} = S_{g2} - S_{d2} = (P_{g2} - P_{d2}) + j(Q_{g2} - Q_{d2}) \quad (2-2)$$

La potencia neta del nodo 1 al nodo 2 es:

$$S_{12} = V_1 \angle \theta_1 \left[\frac{V_1 \angle -\theta_1 - V_2 \angle -\theta_2}{R - jX_L} - j \frac{Y}{2} V_1 \angle -\theta_1 \right] \quad (2-3)$$

$$\frac{1}{R - jX_L} = \frac{R}{R^2 + X_L^2} + j \frac{X_L}{R^2 + X_L^2} = g + jb \quad (2-4)$$

Donde θ se conoce como el ángulo de potencia y corresponde a $\theta = \theta_1 - \theta_2$, separando la parte real e imaginaria se tiene P_{12} y Q_{12} .

$$P_{12} = V_1 [(V_1 - V_2 \cos(\theta))g + V_2 \sin(\theta)b] \quad (2-5)$$

$$Q_{12} = V_1 [(V_1 - V_2 \cos(\theta))b - V_2 \sin(\theta)g - \frac{Y}{2} V_1] \quad (2-6)$$

La potencia activa y reactiva neta del nodo 2 se deriva de igual manera, obteniendo:

$$P_{21} = V_2 [(V_2 - V_1 \cos(\theta))g - V_1 \sin(\theta)b] \quad (2-7)$$

$$Q_{21} = V_2 [(V_2 - V_1 \cos(\theta))b + V_1 \sin(\theta)g - \frac{Y}{2} V_2] \quad (2-8)$$

Las pérdidas de potencia activa y reactiva en la línea se calculan sumando las ecuaciones (2-5) más (2-7) y (2-6) más (2-7).

$$P_L = P_{12} + P_{21} = (V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2\cos(\theta))g \quad (2-9)$$

$$Q_L = Q_{12} + Q_{21} = (V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2\cos(\theta))b - \frac{y}{2}(V_1^2 + V_2^2) \quad (2-10)$$

El balance de potencia reactiva total del sistema se obtiene sumando:

$$Q_{g1} + Q_{g2} = V_1 \left[(V_1 - V_2\cos(\theta))b - V_2\sin(\theta)g - \frac{y}{2}V_1 \right] + V_2 \left[(V_2 - V_1\cos(\theta))b + V_1\sin(\theta)g - \frac{y}{2}V_2 \right] + (Q_{d1} + Q_{d2}) \quad (2-11)$$

Se desprecia la resistencia R de la línea:

$$Q_{12} = \frac{V_1^2}{X_L} - \frac{V_1V_2}{X_L}\cos(\phi) - \frac{V_1^2}{X_C} \quad (2-12)$$

$$Q_{21} = \frac{V_2^2}{X_L} - \frac{V_1V_2}{X_L}\cos(\phi) - \frac{V_2^2}{X_C} \quad (2-13)$$

$$Q_{g1} + Q_{g2} = (Q_{d1} + Q_{d2}) + \frac{1}{X_L}(V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2\cos(\phi)) - \frac{1}{X_C}(V_1^2 + V_2^2) \quad (2-14)$$

Los términos en la ecuación (2-15) son los siguientes:

Q_g - Potencia reactiva generada por las máquinas 1 y 2

Q_D - Potencia reactiva consumida por las cargas en cada nodo 1 y 2

Q_{XL} - Potencia reactiva consumida por la reactancia inductiva de la línea (XL)

Q_{XC} - Potencia reactiva generada por la reactancia capacitiva de la línea (XC)

$$Q_g = Q_D + Q_{XL} - Q_{XC} \quad (2-15)$$

Suponiendo que la magnitud de los voltajes de generación se mantiene en el valor nominal $V_1 = V_2 = 1,0$ (pu), Q_{XL} y Q_{XC} se puede escribir como:

$$Q_{XL} = k_1 - k_1\cos(\phi) \quad (2-16)$$

$$Q_{XC} = k_2 \quad (2-17)$$

Donde $k_1 = 2/X_L$ y $k_2 = -2/X_C$

En la Figura 2-2 se gráfica el comportamiento de las ecuaciones (2-16) y (2-17) en función del ángulo. En esta Figura se muestra además la inyección de potencia reactiva total requerida por la línea, que es la suma algebraica de las ecuaciones anteriores. De acuerdo a la ecuación (2-5) la transmisión de potencia activa está ligada estrechamente con la variación del ángulo.

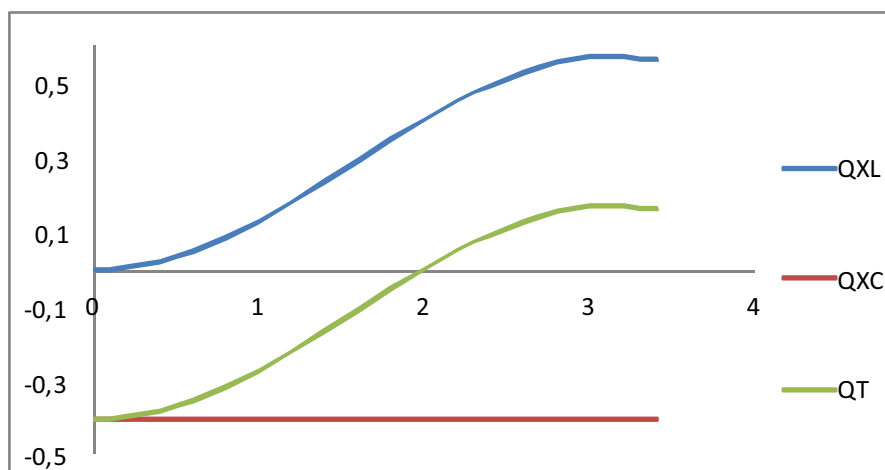


Figura 2-2 Potencia reactiva en función del ángulo

Como se observa en la Figura 2-2, el comportamiento de la potencia reactiva en función del ángulo es diferente. Para ángulos de potencia pequeños, esto es, cuando no se transmiten grandes cantidades de energía, la línea genera más potencia reactiva capacitiva que la potencia inductiva que consume. Al aumentar el ángulo de potencia se llega a un punto de equilibrio en el que la línea, observada desde sus extremos, no genera ni consume reactivos. A la potencia activa que se transmite en esta condición se le conoce como potencia natural de la línea (SIL). Para ángulos de potencia mayores, cuando se transmiten cantidades de potencia activa en magnitudes por encima del punto de la potencia natural, la línea consume una mayor cantidad de potencia reactiva que la que produce por efecto capacitivo.

2.8.3 COMPENSACIÓN

2.8.3.1 Compensación Reactiva Inductiva

Los reactores inductivos en derivación son el medio más económico y atractivo para compensar los excedentes de reactivos en el sistema de potencia. Estos se pueden conectar directamente a las líneas de transmisión, en barras de subestaciones o en el terciario de los transformadores.

La conexión de estos reactores puede ser permanente (mediante seccionadores) o desconectables (mediante interruptores). En el primer caso se tiene el inconveniente de que en cargas altas o bajo condiciones de bajos voltajes, degradan la cargabilidad de las líneas de transmisión.

La razón fundamental para utilizar estos reactores es controlar los voltajes de régimen permanente, y no representan un medio idóneo para controlar sobrevoltajes transitorios.

2.8.3.2 Compensación Reactiva Capacitiva

Los reactores capacitivos son fuentes pasivas de potencia reactiva, éstos pueden ser conectados en serie o derivación, ver Figura 2-3. Los capacitores son utilizados entonces para compensar la potencia reactiva de la red de transmisión, así los conectados en derivación (conocidos como compensación paralelo o derivación) son usados para aportar potencia reactiva al sistema, mientras que los conectados en serie (conocidos como compensación serie) son usados para reducir la impedancia equivalente entre nodos.

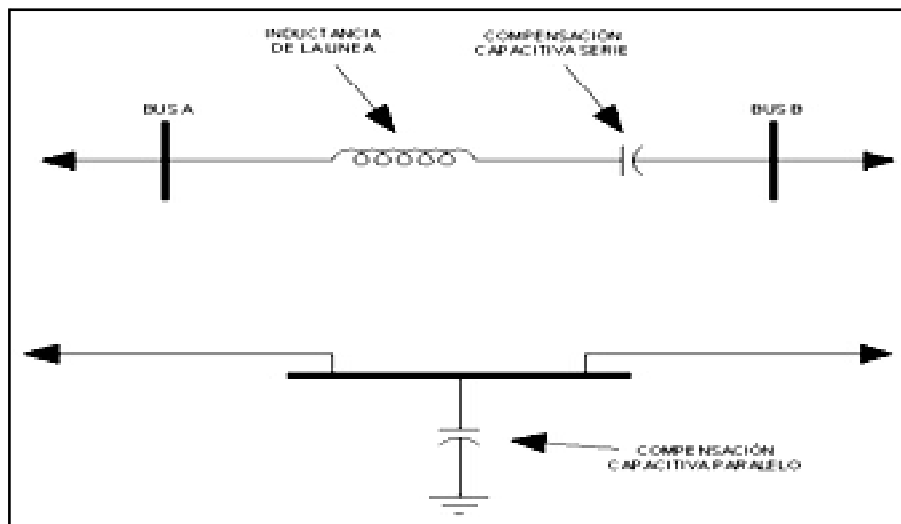


Figura 2-3 Conexión de capacitores en serie y paralelo

2.8.3.2.1 *Compensación Paralelo (Capacitores en Derivación)*

Los capacitores en derivación representan el medio más idóneo, tanto desde un punto de vista técnico como económico, de incrementar la cargabilidad por regulación de voltaje de las redes de transmisión. Para efectos de control y estabilidad de voltaje, este tipo de capacitores operados de manera coordinada juegan un papel muy importante, ya que ayudan a que los elementos activos (generadores, FACTS, SVC) operen cerca del factor de potencia unitario, maximizando una reserva de potencia reactiva para condiciones de emergencia.

Sin embargo, es importante aclarar que la potencia reactiva efectiva entregada por este tipo de compensación varía con el cuadrado del voltaje de la barra a la cual está conectado.

2.8.3.2.2 *Compensación Serie (Capacitores en Serie)*

Cuando existe necesidad de transmitir grandes cantidades de potencia activa a través de líneas de transmisión, se deben considerar algunos factores limitantes: la caída de voltaje, problemas de estabilidad y límites térmicos. Las restricciones impuestas por dichos factores pueden ser superadas con la construcción de

nuevas líneas, con la transmisión a un nivel de voltaje mayor o con una alternativa de menor costo como la compensación serie de líneas de transmisión. Compensar una línea de transmisión significa modificar sus características eléctricas, lo cual consiste en cancelar parte de la reactancia inductiva de la línea utilizando capacitores serie. Debido a esto se ha asociado tradicionalmente este tipo de compensación con líneas largas de transmisión y con el alivio de los problemas de estabilidad transitoria o de ángulo. Sin embargo, los capacitores serie también han sido aplicados en líneas cortas para mejorar las condiciones de estabilidad de voltaje.

2.8.3.2.3 Capacitores Sincrónicos

Un capacitor sincrónico es muy similar a un generador sincrónico, con la excepción de que no es capaz de producir potencia activa. En la práctica este equipo es muy poco usado por sus elevados costos, sin embargo algunas unidades de generación son utilizadas a menudo como capacitores. El compensador sincrónico es usado tanto para generar como para absorber potencia reactiva.

2.8.3.3 Compensador Estático de VARs (SVC)

Un SVC es similar a un compensador sincrónico, sin embargo, un SVC no contiene partes rotativas. Un SVC está compuesto por inductores y capacitores en derivación, los cuales son controlados por tiristores. También incluye un regulador de voltaje y una lógica de control para el disparo de los tiristores, lo que hace que sea un control rápido y continuo. Estas características de los SVC facilitan el control de la potencia reactiva ante cambios normales en el sistema y también durante perturbaciones. En la Figura 2-4 se presenta el diagrama unifilar de un SVC moderno.

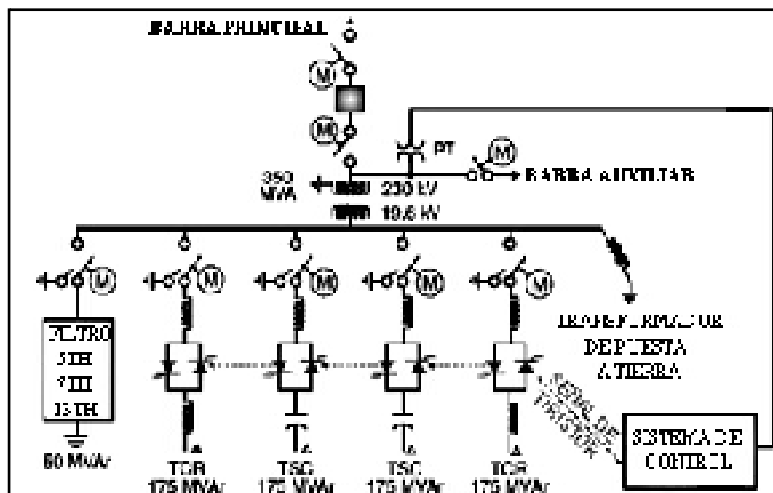


Figura 2-4 Compensador estático de VARs

Nótese que hay dos capacitores y dos inductores en derivación. Un sistema de control envía señales a los tiristores de control para controlar el flujo de corriente a través de los circuitos de los capacitores e inductores. La conexión/desconexión de capacitores se realiza en forma discreta mediante el control de tiristores en los períodos de conducción. La conexión de inductores se efectúa en forma controlada variando el ángulo de disparo de los tiristores, logrando de esta forma el control continuo de la corriente en el inductor.

2.8.4 TRANSFORMADORES⁵

En los sistemas de potencia existen transformadores en los cuales la posición del cambiador de tomas (tap) puede ser ajustado sin carga y bajo carga, siendo así una herramienta esencial para el adecuado control de voltaje. Estos cambiadores pueden ser controlados manual o automáticamente.

Los taps modifican la relación de transformación, cambiando de esta manera el flujo de potencia reactiva a través de sus devanados. Usualmente existen muchos transformadores en los sistemas interconectados a diferentes niveles de voltaje. El movimiento coordinado de los taps proporciona un adecuado control del flujo de potencia reactiva y perfil de voltaje en los subsistemas, debido a que algunos transformadores tienen cambiadores de tomas bajo carga “taps” en uno o más devanados, como se muestra en la Figura 2-5.

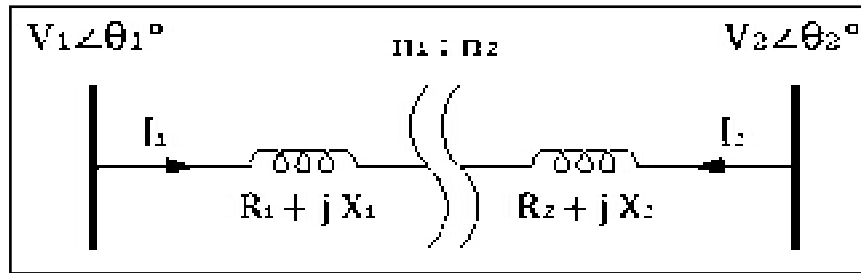


Figura 2-5 Equivalente de un transformador con taps en el lado primario y secundario

Para realizar un análisis computacional, el transformador es representado con un modelo generalizado llamado circuito π .

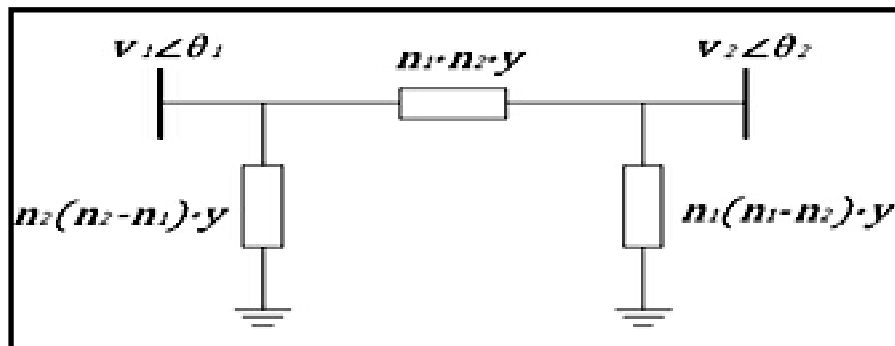


Figura 2-6 Modelo generalizado π del transformador

Para llegar al equivalente π del transformador se parte de la relación de transformación del transformador de la Figura 2-5.

$$\begin{cases} \frac{V_1 - I_1 Z_1}{n_1} = \frac{V_2 - I_2 Z_2}{n_2} & \text{(a)} \\ \frac{I_1}{-I_2} = \frac{n_2}{n_1} & \text{(b)} \end{cases} \quad (2-18)$$

Despejando (2-18) (a) y reemplazando en (2-18) (b), se procede a despejar I_1 , obteniendo la siguiente ecuación:

$$\begin{cases} I_1 = \frac{n_2}{n_1^2 Z_2 + n_2^2 Z_1} [n_2 V_1 - n_1 V_2] \\ y = \frac{1}{n_1^2 Z_2 + n_2^2 Z_1} \\ I_1 = (V_1 - V_2) n_1 n_2 y + n_2 (n_2 - n_1) y V_1 \end{cases} \quad (2-19)$$

De la misma manera se obtiene I_2 :

$$I_2 = (V_2 - V_1)n_1n_2y + n_1(n_1 - n_2)yV_2 \quad (2-20)$$

Donde:

n_1 : Numero de vueltas del transformador en el lado primario.

n_2 : Numero de vueltas del transformador en el lado secundario.

$y = \frac{1}{n_1^2 Z_2 + n_2^2 Z_1}$: Admitancia equivalente del transformador.

Para entender el comportamiento de la potencia activa (P_{12}), potencia reactiva (Q_{12} y $-Q_{21}$) y potencia reactiva de pérdidas (Q_L) en un transformador, se asume que $Z_1 = 0$ con relación de transformación 1:t, donde t varia de 0,9 a 1,1, se asume voltajes en V_1 y V_2 de 1,05 y 1 p.u. respectivamente, en la Figura 2-7 se aprecia el grafico.

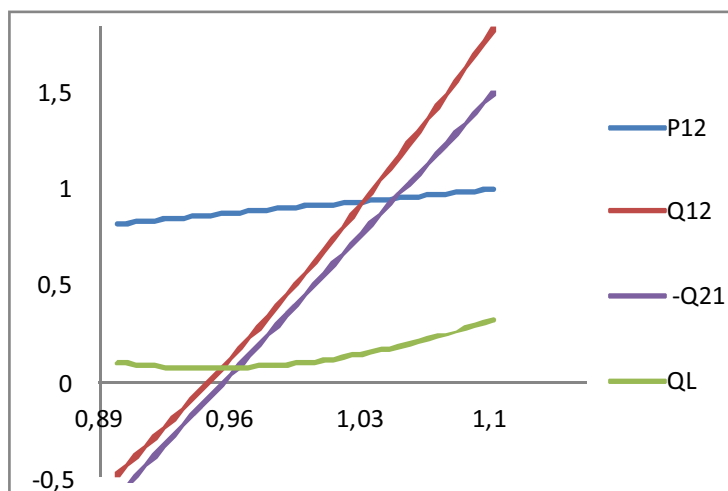


Figura 2-7 Comportamiento de la potencia activa (P_{12}), potencia reactiva (Q_{12} y $-Q_{21}$) y potencia reactiva de pérdidas (Q_L) en un transformador

2.8.5 CARGA

Las características de las cargas que se están alimentando son un factor que juegan un papel muy importante en el control del voltaje. En un sistema de potencia existen básicamente dos tipos de carga: las motorizadas y las no motorizadas. Las cargas motorizadas no varían significativamente con la magnitud del voltaje, de tal manera que operan normalmente entre un rango

aproximado de 90% a 110%. Cuando el voltaje baja, la corriente se incrementa y mantiene relativamente constante la potencia activa.

Las cargas no motorizadas varían su magnitud con el voltaje. Existen dos clasificaciones para las cargas no motorizadas: corriente constante e impedancia constante. Las cargas de corriente constante varían directamente con el voltaje, mientras que las de impedancia constante varían con el cuadrado del voltaje.

Se puede concluir que el perfil de voltaje en el sistema de potencia depende de la naturaleza de la carga total. En la Figura 2-8 se presenta un comportamiento típico de la carga frente al voltaje.

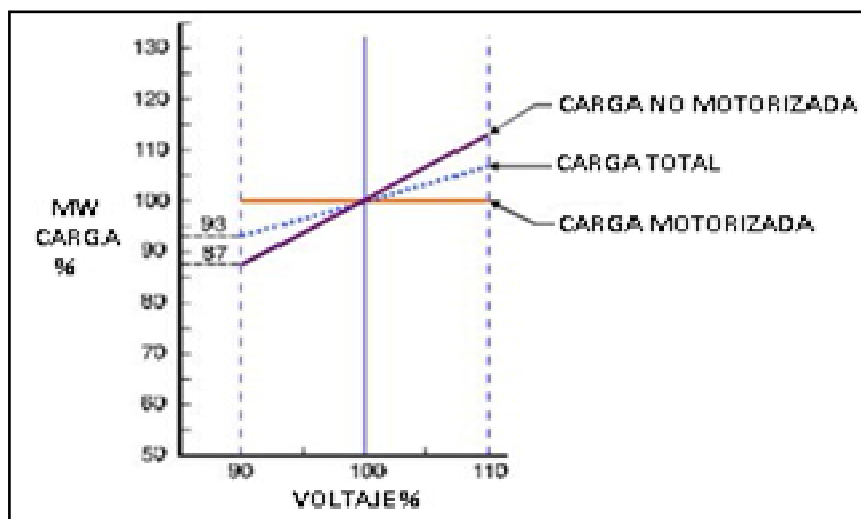


Figura 2-8 Característica de la carga respecto al voltaje

2.9 DESCRIPCIÓN DE EQUIVALENTES DE RED DEL SNI PARA EL ESTUDIO

El sistema de energía eléctrica es uno de los más grandes sistemas de escala que contiene componentes que tienden a tener un alto grado de complejidad. Es necesario desarrollar modelos equivalentes que representen adecuadamente el estado estable de los modelos de orden completo.

El uso de equivalentes de red de un sistema complejo se requiere frecuentemente para simplificar largos cálculos y analizar fácilmente la estabilidad en estado estable del sistema. Esta sección provee la revisión de las metodologías de

equivalentes de red basados en la teoría de Thevenin y la descripción de los equivalentes de red en los puntos de conexión al SNI del sistema de subtransmisión de la EEQ.

2.9.1 EQUIVALENTES DE RED MEDIANTE EL CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS MONOFÁSICO Y TRIFÁSICO¹³

Mediante el cálculo de cortocircuitos monofásico y trifásico se puede determinar la impedancia Thevenin del sistema, ya que, al reducir el circuito de falla trifásica se obtiene una impedancia equivalente de secuencia positiva. De igual manera, al reducir el circuito de falla monofásica se obtendrá un circuito equivalente con las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero. Con estos equivalentes de cortocircuito monofásico y trifásico se plantean las ecuaciones (2-21) a (2-27) y se procede a encontrar las incógnitas necesarias para representar un sistema mediante un equivalente de red.

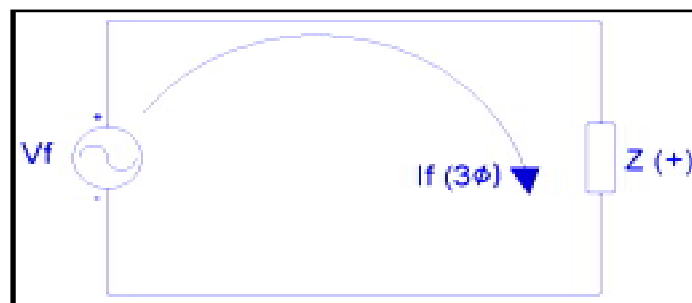


Figura 2-9 Circuito equivalente falla trifásica

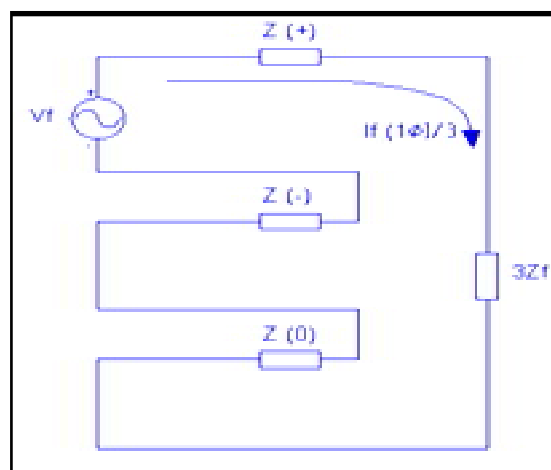


Figura 2-10 Circuito equivalente falla monofásica

La información necesaria para determinar el equivalente de Thevenin o equivalente de red en algún punto dado de la red es la siguiente:

- $I_{cc3\phi}$ = Corriente de cortocircuito trifásica
- $I_{cc1\phi}$ = Corriente de cortocircuito monofásica
- V_f = Voltaje de falla o nominal

A partir de estos datos y considerando el voltaje nominal, las expresiones que permiten calcular los parámetros de secuencia son las siguientes:

$$Z_1 = \frac{\frac{V_f \angle \theta_f}{\sqrt{3}}}{I_{f3\phi} \angle \theta_{3\phi}} \quad (2-21)$$

$$Z_2 = Z_1 \quad (2-22)$$

$$Z_0 = \frac{\frac{V_f \angle \theta_f}{\sqrt{3}}}{\frac{I_{f1\phi} \angle \theta_{1\phi}}{3}} - 2 * Z_1 \quad (2-23)$$

$$R_1 = |Z_1| * \cos (\theta_f - \theta_{3\phi}) \quad (2-24)$$

$$X_1 = |Z_1| * \text{sen} (\theta_f - \theta_{3\phi}) \quad (2-25)$$

$$R_0 = |Z_0| * \cos (\theta_f - \theta_{1\phi}) \quad (2-26)$$

$$X_0 = |Z_0| * \text{sen} (\theta_f - \theta_{1\phi}) \quad (2-27)$$

2.9.2 EQUIVALENTES DE RED DEL SNI

Para este estudio de estabilidad de voltaje se consideran tres modelos de barras, PQ, PV y SL, a las cuales se conectarán los equivalentes de red, estas barras representan los puntos de conexión del Sistema de Subtransmisión de la EEQ al SNI:

Tabla 2-3 Equivalentes de Red y tipo de barra en los Puntos de Conexión con el SNT

PUNTO DE CONEXIÓN DEL EQUIVALENTE	TIPO DE BARRA
SANTA ROSA 230 kV	PQ
VICENTINA 138 kV	PQ
POMASQUI 230 kV	SL
POMASQUI 138 kV	PQ

- ✚ **Barra SL:** El voltaje será constante y el ángulo del voltaje en la barra SL o barra de compensación sirve como referencia para los ángulos de todos los demás voltajes de barra. La práctica común es seleccionar un voltaje igual a 1 pu con ángulo igual a cero.
- ✚ **Barra PV:** Cualquier barra del sistema en la que se mantiene constante la magnitud del voltaje se llama PV o voltaje controlado. En las barras en las que hay un generador conectado se puede controlar la generación de activos por medio del ajuste de la fuente de energía y la magnitud del voltaje puede ser controlada al ajustar la excitación del generador, por lo tanto, en cada barra que tenga generación se puede especificar la magnitud de voltaje y la potencia a generar.
- ✚ **Barra PQ:** Cuando una barra no tiene generación pero tiene carga se la considera barra PQ o barra de carga. La potencia tomada del sistema va a depender de la carga conectada.

Se representa un equivalente PQ en Santa Rosa 230 kV considerando los aportes de generación de las líneas en doble circuito Santo Domingo-Santa Rosa y Totoras-Santa Rosa. La potencia aparente total que se puede obtener en este punto de conexión con las líneas conectadas se muestran en la Tabla 2-4.

Tabla 2-4 Capacidad de Transferencia de Potencia en la Subestación Santa Rosa

CIRCUITO	LÍNEA		CAPACIDAD		
	DESDE	HASTA	V L-L [kV]	I L-L [A]	S [MVA]
1	Santo Domingo	Santa Rosa	230	858,49	342,00

2	Santo Domingo	Santa Rosa	230	858,49	342,00
1	Totoras	Santa Rosa	230	858,49	342,00
2	Totoras	Santa Rosa	230	858,49	342,00
TOTAL					1368

El equivalente de red en Pomasqui 230 kV se lo considera como SL. Las líneas que llegan a esta barra pertenecen a la interconexión con Colombia. La potencia aparente total que se puede obtener en este punto de conexión con las líneas conectadas se detalla en la Tabla 2-5.

Tabla 2-5 Capacidad de Transferencia de Potencia en la Subestación Pomasqui

CIRCUITO	LÍNEA		CAPACIDAD		
	DESDE	HASTA	V [kV]	I [A]	S [MVA]
1	Inter Colombia	Pomasqui	230	858,49	342,00
2	Inter Colombia	Pomasqui	230	858,49	342,00
1	Inter Colombia	Pomasqui	230	858,49	342,00
2	Inter Colombia	Pomasqui	230	858,49	342,00
TOTAL					1368

En Vicentina 138 kV se considera un equivalente de red tipo PQ, la línea que llega a esta barra viene desde Mulaló, la potencia aparente total que se puede transferir en este punto de conexión con las líneas conectadas se muestran en la Tabla 2-6.

Tabla 2-6 Capacidad de Transferencia de Potencia en la Subestación Vicentina

CIRCUITO	LÍNEA		CAPACIDAD		
	DESDE	HASTA	V [kV]	I [A]	S [MVA]
1	Mulaló	Vicentina	138	468,57	112,00
TOTAL					112,00

El equivalente de red en Pomasqui 138 kV se lo considera como PQ debido a que esta línea de doble circuito alimenta a la parte norte del SNI. La generación en esta zona no es grande respecto a la demanda de la zona por lo cual es necesario transmitir potencia. La potencia total que se puede transmitir hacia la zona norte se detalla en la Tabla 2-7.

Tabla 2-7 Capacidad de Transferencia de Potencia en la Subestación Vicentina

CIRCUITO	LÍNEA		CAPACIDAD		
	DESDE	HASTA	V [kV]	I [A]	S [MVA]
1	IBARRA	POMASQUI	138	468.57	112.00
2	IBARRA	POMASQUI	138	468.57	112.00
TOTAL					224.00

2.9.3 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE EQUIVALENTES DE RED MEDIANTE CORTOCIRCUITOS MONOFÁSICO Y TRIFÁSICO

A continuación se describe el método de obtención de un equivalente de red.

- 1 Crear una base de datos confiable de un sistema eléctrico de potencia en la cual se detalle las características eléctricas de los elementos pertenecientes al sistema como son líneas de transmisión, transformadores, generadores y cargas.
- 2 Modelar el sistema eléctrico de potencia en un software computacional, en este caso se utiliza el DlgSILENT PowerFactory.
- 3 Aislar el sistema que se va a estudiar, mediante la desconexión de los elementos del sistema eléctrico de potencia que se conecten al sistema a ser representado por un equivalente de red.
- 4 Calcular un cortocircuito monofásico en la barra del sistema aislado, máximas corrientes de cortocircuito⁶.
- 5 Calcular un cortocircuito trifásico en la barra del sistema aislado, máximas corrientes de cortocircuito⁶.
- 6 Utilizar las ecuaciones descritas en 2.9.1 para encontrar los parámetros necesarios que ayudarán a representar un equivalente de red. Para esto se considera el voltaje nominal con ángulo cero.

Se utiliza una base de datos de DigSILENT PowerFactory del SNI, proporcionada por CELEC EP-UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC. Se calcula un equivalente de red de la zona norte.

Se aísla la zona norte, mediante la desconexión de las líneas de transmisión, transformadores y capacitores que estén conectados a la barra Pomasqui 138 kV, excepto las líneas entre Pomasqui 138 kV e Ibarra, como se muestra en la Figura 2-11.

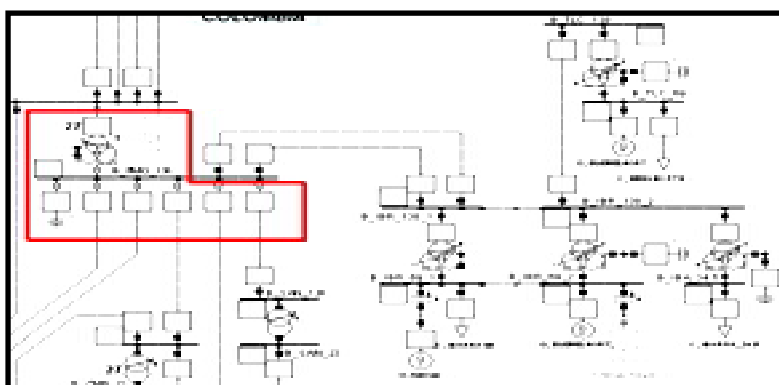


Figura 2-11 Aislamiento de la zona norte para el cálculo de cortocircuitos

El cálculo de un cortocircuito trifásico en la barra Pomasqui 138 kV entrega resultados de la Tabla 2-8.

Tabla 2-8 Resultados Obtenidos del Cortocircuito Trifásico

CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO				
V [kV]	Angulo [Deg]	Ikss [kA]	Angulo [Deg]	Skss [MVA]
138	0	0,523	-88,25	124,93

Ahora, calculando un cortocircuito monofásico en la misma barra se tiene los resultados de la Tabla 2-9.

Tabla 2-9 Resultados Obtenidos del Cortocircuito Monofásico

CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO				
V [kV]	Angulo [Deg]	Ikss [kA]	Angulo [Deg]	Skss [MVA]
138	0	0,637	-86,57	50,72

A partir de las ecuaciones descritas en 2.9.1 se hallan los valores de impedancias de secuencia positiva, negativa y cero: Ω

$$Z_1 := \frac{V_n}{I_3} = 4,6523 + 152,2699i \quad \Omega$$

$$Z_2 = 4,6523 + 152,2699i \quad \Omega$$

$$Z_0 := \frac{V_n}{\frac{I_1}{3}} - 2 \cdot Z_1 = 13,1453 + 70,0203i \quad \Omega$$

Con estos datos se puede encontrar los parámetros necesarios para representar el equivalente de red de la zona norte. Cabe aclarar que los parámetros del equivalente de red a ser ingresados en el DlgSILENT PowerFactory se listan a continuación.

- Potencia de Cortocircuito Skss Max [MVA]
- Corriente de Cortocircuito Ikss Max [kA]
- Relación X/R
- Relación de Impedancia Z_2/Z_1
- Relación de Impedancia X_0/X_1
- Relación de Impedancia R_0/X_0

CAPÍTULO 3

ESTABILIDAD DE VOLTAJE

3.1 ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

La estabilidad de sistemas de potencia denota la habilidad de un sistema eléctrico de potencia, para una condición inicial de operación, en recobrar un estado de operación en equilibrio después de haber sido sometido a una perturbación. La integridad se conserva cuando prácticamente el sistema de potencia entero permanece intacto sin disparos de generadores o cargas, excepto por aquellas que se desconectan por el aislamiento de elementos fallados o disparados intencionalmente para preservar la continuidad de operación del resto del sistema. La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas; la inestabilidad resulta cuando una perturbación lleva a un desequilibrio sostenido entre las fuerzas contrarias.

La inestabilidad en un sistema de potencia puede ser manifestada en muchas diferentes formas dependiendo de la configuración y modo de operación. Tradicionalmente el problema de inestabilidad ha sido el mantenimiento de la operación sincronizada. Desde que los sistemas de potencia confiaron en las máquinas sincrónicas para la generación de electricidad, una condición necesaria para operación satisfactoria es que todas las máquinas sincrónicas mantengan el sincronismo. Este aspecto de la estabilidad es influenciado por la dinámica de los ángulos de los rotores y las relaciones potencia ángulo.

La inestabilidad puede también ser encontrada sin la pérdida de sincronismo, por ejemplo, un sistema consistente de un generador sincrónico alimentando una carga de motor de inducción a través de una línea de transmisión puede transformarse inestable por el colapso del voltaje de la carga. Mantener el

sincronismo no es una cuestión en este caso; en cambio, la preocupación es la estabilidad y control de voltaje.

En la evaluación de la estabilidad el interés es el comportamiento del sistema cuando es sujeto a una perturbación transitoria. La perturbación puede ser pequeña o grande. Las perturbaciones pequeñas en la forma de cambios de carga tiene lugar continuamente y el sistema se ajusta por sí mismo a las condiciones cambiantes. El sistema debe ser capaz de operar satisfactoriamente bajo esas condiciones y satisfacer el máximo valor de carga, éste además debe ser capaz de sobrevivir a numerosas perturbaciones de naturaleza severa, tales como cortocircuitos en una línea de transmisión, pérdida de un generador de gran tamaño o carga, o pérdida de una línea de interconexión entre subestaciones.

3.1.1 CLASIFICACIÓN¹⁻⁷

El sistema de potencia es sumamente no lineal debido a que opera en un ambiente constantemente cambiante; cargas, salida de generadores, topología y parámetros de operación cambian continuamente. Cuando el sistema es sometido a una perturbación transitoria, la estabilidad del sistema depende de la naturaleza de la perturbación así como la condición inicial de operación. La inestabilidad de sistemas de potencia puede tomar diferentes formas y es influenciado por muchos factores.

El análisis de problemas de estabilidad, incluye identificar factores esenciales que contribuyen a la inestabilidad y analizar métodos para mejorar la operación en estado estable. La figura 3.1 muestra una clasificación de la estabilidad de sistemas de potencia dentro de varias categorías y sub-categorías.

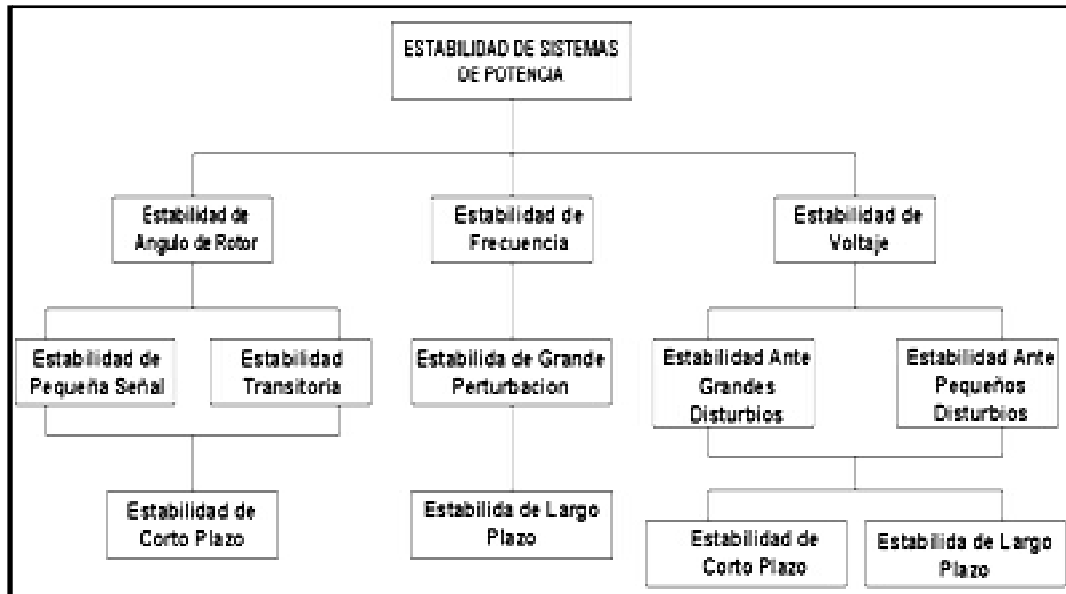


Figura 3-1 Clasificación de la estabilidad de sistemas de potencia

3.1.2 ESTABILIDAD DE ÁNGULO DEL ROTOR

La estabilidad de ángulo del rotor se preocupa por la habilidad de las máquinas sincrónicas interconectadas en un sistema de potencia de permanecer en sincronismo bajo condiciones nomales de operación y después de haber sido sometidas a una perturbación. Esto depende de la habilidad para mantener o restaurar el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico de cada máquina sincrónica en el sistema. La inestabilidad se presenta en forma de aumento de la oscilación angular de algunos generadores permitiéndose perder el sincronismo con otros generadores.

El mecanismo para que máquinas sincrónicas interconectadas mantengan el sincronismo entre sí es a través de fuerzas restauradoras las cuales actúan siempre que haya fuerzas que tienden a acelerar o desacelerar una o más máquinas con respecto a otra máquina. Bajo condiciones de estado estable hay equilibrio entre la entrada del torque mecánico y la salida del torque eléctrico de cada máquina y la velocidad permanece constante, si el sistema se perturba, el equilibrio es perturbado resultando una aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas.

Si un generador tiene temporalmente mayor velocidad que otro, la posición angular de su rotor se adelantará respecto a la máquina más lenta, la diferencia angular resultante transfiere parte de la carga de la máquina más lenta a la máquina rápida, dependiendo de la relación Potencia-Angulo. Un aumento en la separación angular es acompañado por una disminución en la transferencia de potencia, esto aumenta la separación angular, si se sobrepasa un límite se puede llegar a la inestabilidad. Debe notarse que la pérdida de sincronismo puede ocurrir entre una maquina y el resto del sistema o entre un grupo de máquinas, posiblemente con sincronismo mantenido dentro de cada grupo después de separarse de los otros.

Como se puede observar en la Figura 3-2 para 3 generadores se tiene que:

- ✚ En la Figura 3-2 (b) Análisis de estabilidad por ángulo del rotor de los generadores (a) los ángulos no se disparan y tienden a mantenerse unidos, por lo que el sistema permanece en sincronismo.
- ✚ Esto no sucede en la Figura 3-2 (b) ya que se observa que los ángulos se separan, es decir la diferencia de los ángulos se agranda, perdiendo el sincronismo.

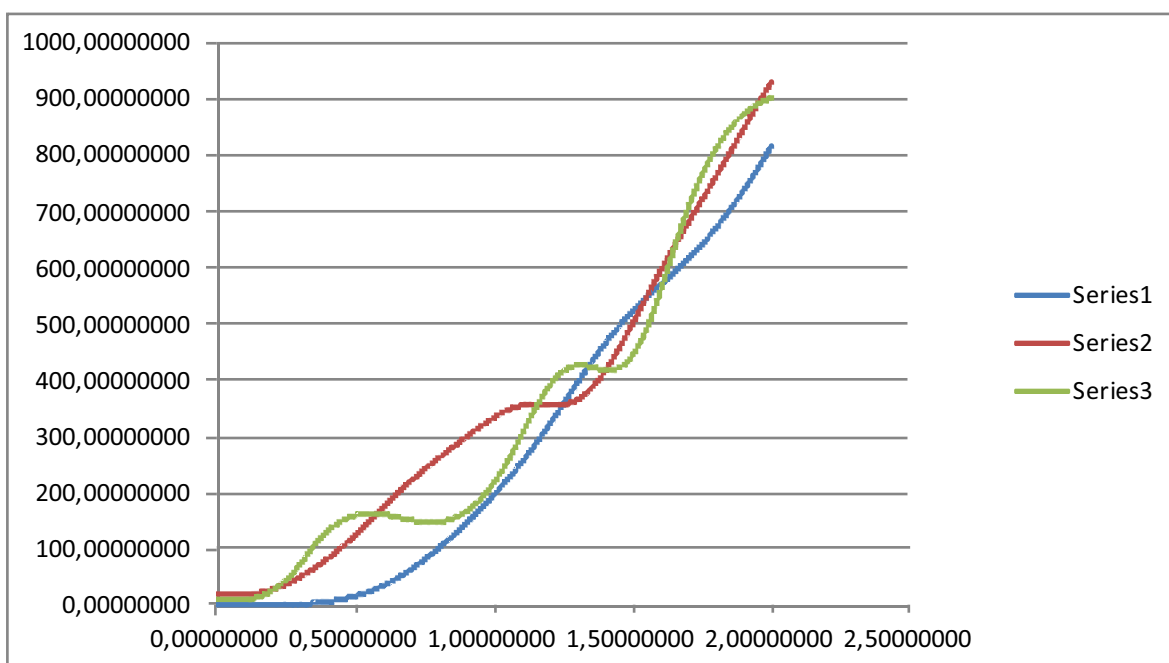
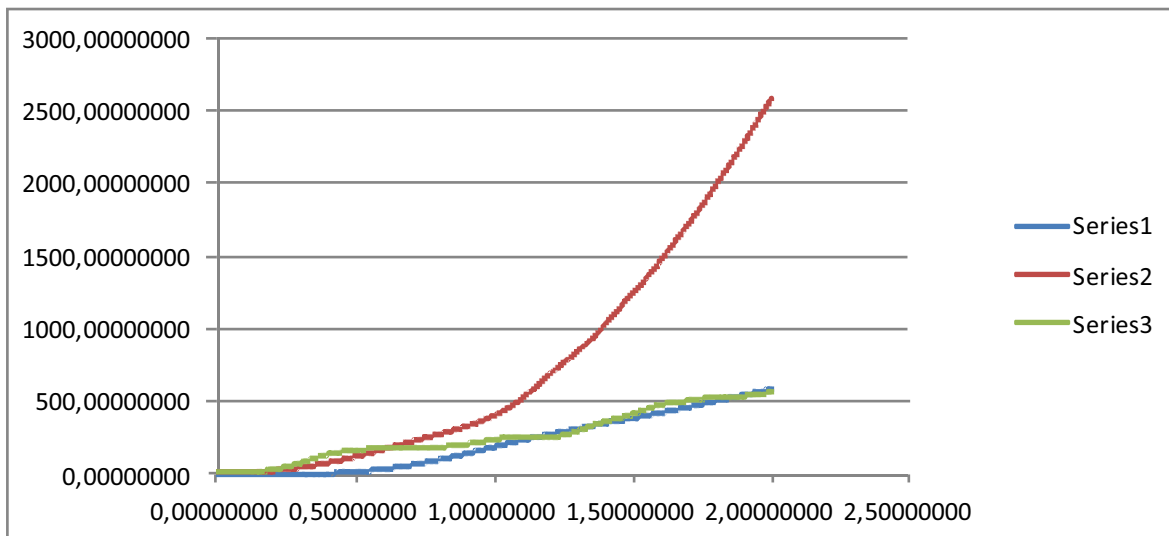


Figura 3.2 (a) Análisis de estabilidad por ángulo del rotor de los generadores



(b)

Figura 3-2 (b) Análisis de estabilidad por ángulo del rotor de los generadores

3.1.3 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA

Se dice que un sistema es estable desde el punto de vista de la frecuencia cuando la generación total es igual a la demanda del sistema, incluyendo las pérdidas. La inestabilidad de frecuencia se analiza generalmente usando simulaciones en el dominio del tiempo, en las que se plantean escenarios como pérdida de generación o carga.

La estabilidad de frecuencia se interesa en la habilidad del sistema de potencia de mantener la frecuencia dentro de un rango nominal después de una severa perturbación provocada por un desbalance significativo entre generación y carga. Perturbaciones grandes del sistema generalmente resultan cuando existen grandes excursiones de frecuencia, flujos de potencia y otras variables del sistema, de este modo se necesitan la acción de controles y protecciones que no son modelados en estudios convencionales de estabilidad transitoria o estabilidad de voltaje.

Durante excursiones de frecuencia, las magnitudes del voltaje pueden cambiar perceptiblemente, especialmente para condiciones de islas con cargas a baja frecuencia. Los cambios de la magnitud del voltaje, los cuales pueden ser en porcentaje más altos que los cambios de frecuencia, afectan al equilibrio entre carga y generación. El alto voltaje puede causar un disparo indeseable del

generador por la coordinación mal diseñada de los relés de excitación o los relés de voltaje–frecuencia; en un sistema sobrecargado, el bajo voltaje puede causar la operación indeseable de los relés de impedancia.

3.2 ESTABILIDAD DE VOLTAJE⁸

El estudio de estabilidad de voltaje es una ramificación dentro de la clasificación de fenómenos de análisis de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia. El problema debe ser tratado desde el contexto del diseño, análisis y operación del sistema eléctrico de potencia mismo. Debido a la naturaleza compleja de este tipo de estudio, es necesario realizar análisis cuidadosos dentro de los sectores de generación, transmisión y distribución, de lo cual se deduce que este fenómeno involucra por completo, en menor o mayor grado, a todos los componentes que conforman el sistema mismo.

3.2.1 DEFINICIONES

La estabilidad de voltaje cubre un amplio rango de fenómenos y es por esto que el término puede tener diferentes significados. La estabilidad de voltaje está relacionada con la capacidad del sistema eléctrico de potencia de mantener una magnitud de voltaje estable en todos los nodos del sistema, bajo condiciones nomales de operación y después de estar sujeto a una perturbación. Una característica de la inestabilidad de voltaje proviene del intento que realizan las cargas por restablecer su consumo de potencia más allá de la capacidad que pueden suministrar las fuentes generadoras del sistema eléctrico de potencia a través de las líneas de transmisión.

La inestabilidad de voltaje tiene como consecuencia un decremento progresivo en la magnitud de voltaje en los nodos del sistema. Asimismo, otro factor que inherentemente está relacionado con este fenómeno es el colapso de voltaje.

El colapso de voltaje dentro de un sistema eléctrico de potencia, es un proceso a través del cual la secuencia de eventos de algún incidente provoca que se tengan niveles de magnitud de voltaje inaceptables en gran parte del sistema. Es

importante mencionar que en el presente trabajo al hacer uso del término colapso de voltaje se hace con la intención de referirse a una condición drástica e irreversible que se ha presentado en la operación del sistema eléctrico de potencia y en la cual se ha perdido la facultad de controlar una parte significativa del mismo.

3.2.2 CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE

La estabilidad de voltaje se puede clasificar sobre los aspectos relacionados con base a la naturaleza del fenómeno que origina que el sistema eléctrico de potencia altere sus condiciones de operación; otra clasificación se basa en las dinámicas de operación de cada uno de los elementos que componen el sistema.

3.2.2.1 Clasificación Según la Naturaleza del Perturbación

Estabilidad de voltaje ante grandes perturbaciones, se refiere a la capacidad del sistema de mantener los voltajes constantes luego de grandes perturbaciones, tales como pérdida de generación, pérdida de carga, entre otros. Esta capacidad es determinada por las características del sistema propio y de la carga; además por las interacciones de los sistemas de control continuos y discretos de distintos elementos del sistema y de sus respectivas protecciones. Para determinar la estabilidad de voltaje ante grandes perturbaciones, se requiere el examen de la respuesta no lineal del sistema eléctrico de potencia durante el tiempo suficiente para describir el funcionamiento y las interacciones de los dispositivos tales que los motores, los transformadores cambiadores de taps bajo carga y los limitadores de corriente de excitación de generadores. El período de estudio de interés puede extender a partir de algunos segundos a los diez minutos.

Estabilidad de voltaje ante pequeños perturbaciones, se refiere a la capacidad del sistema de mantener voltajes constantes cuando se está sujeto a perturbaciones pequeñas tales como cambios incrementales en carga del sistema. Esta forma de estabilidad es influenciada por las características de las cargas, de los sistemas de control continuos y discretos para un instante de tiempo dado. Este concepto

es útil para determinar cómo los voltajes del sistema responderán ante cambios pequeños en el sistema.

Realizando suposiciones apropiadas, las ecuaciones del sistema pueden ser linealizadas para su análisis, de tal modo que permitan la obtención de información valiosa sobre su sensibilidad, con lo que se puedan identificar factores que influyen en la estabilidad. Esta linealización, sin embargo, no puede explicar los efectos no lineales tales como los controles cambiadores de taps (bandas muertas, cambios discretos en taps y retardos), por lo que se deben realizar combinaciones de análisis lineales y no lineales.

3.2.2.2 Clasificación en Base al Tiempo de la Perturbación

Se pueden definir algunas escalas de tiempo respecto a distintos fenómenos ocurrentes en un sistema eléctrico de potencia, estos se definen a continuación:

- a) En el rango de tiempo de los segundos (1 a 3 s) se consideran los transitorios electromecánicos en las dinámicas de los generadores, máquinas de inducción y reguladores. Además, en esta escala también se incluyen los dispositivos de electrónica de potencia como las FACTS o HVDC.
- b) En un intervalo que comprenda hasta 10 s, se encuentran los mecanismos de operación de dispositivos como los LTC y los limitadores de corriente de campo en los generadores.
- c) En un tiempo que comprenda varios minutos se encuentra el proceso de restauración de la carga.

En los análisis de estabilidad de voltaje, el tiempo citado en la escala (a) es denominado de corto plazo, y las escalas referidas en los puntos (b) y (c) constituyen la escala de tiempo denominada de largo plazo.

Estabilidad de Voltaje de Corto Plazo, implica la dinámica de los componentes de acción rápida de las cargas, tales como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente y los convertidores de HVDC. El período de estudio de interés está en el orden de varios segundos y el análisis requiere la solución de ecuaciones diferenciales apropiadas para el sistema. Se puede acotar que un análisis similar se realiza dentro del estudio de estabilidad de ángulo. El modelo dinámico de cargas es a menudo esencial. En contraste con la estabilidad del ángulo, los cortocircuitos cerca de cargas son importantes: se recomienda que el término de estabilidad transitoria de voltaje no sea utilizado para esta clasificación.

Estabilidad de Voltaje Largo Plazo, implica equipos temporizados más lentos, tales como transformadores con conmutador bajo carga o LTC, cargas controladas termostáticamente y limitadores de corriente de generadores. El período de interés para esta clasificación se puede extender a varios minutos, por lo que se requieren simulaciones para estabilidad a largo plazo que analicen el funcionamiento dinámico del sistema. La estabilidad es determinada generalmente por la interrupción que resulta en los equipos, en contraposición de la severidad de la perturbación inicial.

La perturbación podría también ser una acumulación sostenida de carga (por ejemplo, un aumento de carga por la mañana). En muchos casos, el análisis estático se puede utilizar para estimar márgenes de estabilidad, identificar factores que inciden en la estabilidad, y defender una amplia gama de las condiciones de sistema y de una gran cantidad de escenarios. Cuando las acciones de los tiempos de control son importantes, éstas pueden ser complementadas por simulaciones de cuasi-estado estable en el dominio del tiempo.

3.2.3 CAUSAS PARA LLEGAR A LA INESTABILIDAD DE VOLTAJE

Las causas para llegar a la inestabilidad de voltaje son varias, entre las que se citan:

- ✚ Aumento de la demanda de reactivos en las cargas.
- ✚ Sistema de potencia que están fuertemente sobrecargados, con fallas y/o con escasez de reactivos.
- ✚ Limitaciones en la producción de potencia reactiva que involucra límites de reactivos en generadores y SVCs, así como también, una cantidad reducida de reactivos producidos por bancos de capacitores en distribución.
- ✚ Limitaciones en la transmisión de potencia reactiva que involucra grandes pérdidas de reactivos en líneas de transmisión fuertemente cargadas, así como también, la salida de operación de algunas líneas que reducen la capacidad de transmisión del sistema.
- ✚ Acción de los cambiadores de tomas “taps” de los transformadores.
- ✚ Retoma de carga dinámica.
- ✚ Salida de líneas y generadores, reducción de la capacidad de producción y transmisión del sistema de potencia. La demanda de reactivos en las cargas aumenta con el incremento de las cargas, atasco de motores, o cambios en la composición de las cargas.
- ✚ Cambios en cascada en el sistema de potencia, como por ejemplo, una serie de salidas o cortes de líneas con el consiguiente límite de generación de reactivos siendo alcanzado. Este tipo de salidas son un factor significativo en el colapso de voltaje y, debido a su complejidad, son típicamente analizadas usando herramientas de simulación que permiten reproducir adecuadamente la secuencia de eventos que acontecieron para cada cascada.
- ✚ Algunas acciones de control usadas en contramedida al colapso de voltaje son la entrada en operación de bancos de capacitores, bloqueo de los taps

de los transformadores, redespacho o reprogramación de la generación, disminución o corte de carga, y sobrecarga temporal de reactivos en los generadores.

3.2.4 MITIGACIÓN DE PROBLEMAS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Los métodos siguientes pueden usarse para mitigar los problemas de estabilidad de voltaje:

- ✚ Aplicación de dispositivos de compensación reactiva.
- ✚ Control del voltaje de la red y salida de potencia reactiva de generadores
- ✚ Buena coordinación entre equipos de protección y requerimientos del sistema.
- ✚ Control de los cambiadores de tap de transformadores que actúan para recuperar el voltaje, demandando más reactivos y con ello agrandando el problema de inestabilidad de voltaje.
- ✚ Deslastre de Carga por Voltaje por el que se desconecta carga para ayudar a que el voltaje se recupere y el problema de bajo voltaje no empeore o se extienda a una zona mayor.

3.3 LÍMITES Y RESTRICCIONES EN LA TRANSFERENCIA DE POTENCIA

3.3.1 RESTRICCIONES EN LA TRANSFERENCIA DE POTENCIA GENERACION-CARGA⁸

Para este análisis se considera el sistema generador carga unida por una línea de transmisión de la que se despreja la resistencia, Figura 3-3.

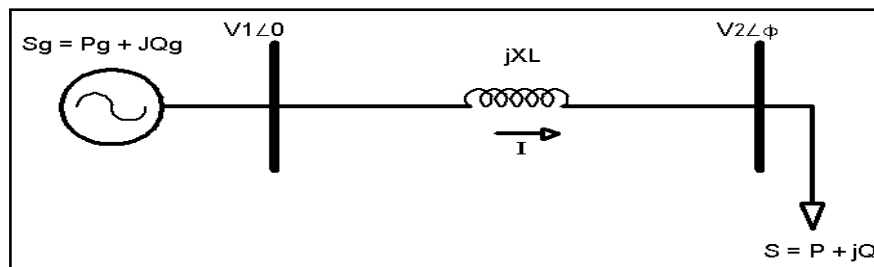


Figura 3-3 Sistema radial simple

Las ecuaciones de flujo de potencia para la carga son las siguientes:

$$P = \frac{V_1 * V_2}{X_L} * \text{sen}(-\phi) = -\frac{V_1 * V_2}{X_L} * \text{sen}(\phi) \quad (3-1)$$

$$Q_{21} = -Q = -\frac{V_1 * V_2}{X_L} * \text{cos}(\phi) + \frac{V_2^2}{X_L} \quad (3-2)$$

A partir de las ecuaciones (3-1) y (3-2) sí se considera la eliminación del ángulo ϕ , luego de realizar algunas operaciones algebraicas se obtiene la siguiente ecuación.

$$(V_2^2)^2 + V_2^2 * (2 * Q * X_L - V_1^2) + X_L^2 * (P^2 + Q^2) = 0 \quad (3-3)$$

Esta es una ecuación de segundo grado con respecto a V_2^2 . La condición para tener al menos una solución es:

$$-P^2 - \frac{V_1^2}{X_L} * Q + \left(\frac{V_1^2}{2 * X_L}\right)^2 \geq 0 \quad (3-4)$$

La igualdad de la inecuación (3-4) corresponde a una parábola en el plano PQ, como se muestran la Figura 3-4. Todos los puntos dentro de esta parábola satisfacen la igualdad de la inecuación (3-4). Fuera de la gráfica no hay solución mientras que en el punto máximo de la parábola existe una sola solución.

Esta parábola muestra todos los puntos de máxima potencia dependiendo el factor de potencia. Puntos con potencia activa P negativa corresponden a generación máxima mientras que los puntos con potencia activa positiva

corresponden a la máxima carga bajo un factor de potencia dado. La gráfica es simétrica respecto al eje Q, en otras palabras, la potencia máxima que puede ser inyectada a una carga es exactamente igual a la potencia que puede ser absorbida, sin embargo, esta simetría desaparece si se tiene en cuenta la resistencia de la línea.

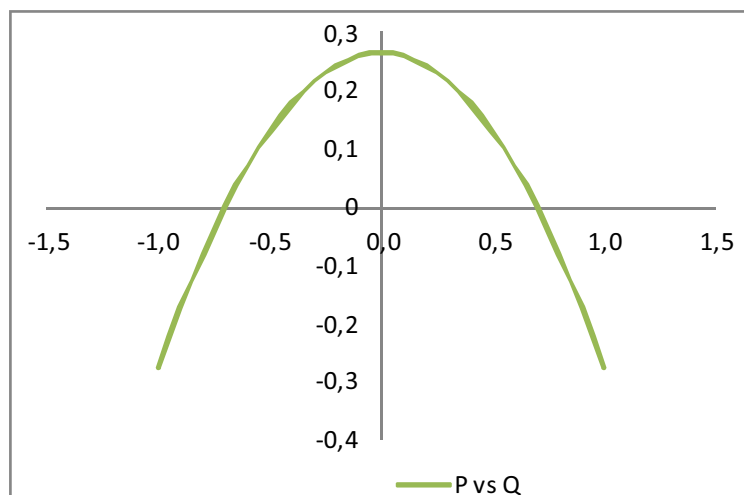


Figura 3-4 Grafico de potencia activa vs potencia reactiva

Ahora se analiza la inecuación (3-4), es decir, si se tiene una potencia $P = 0$, se tiene la siguiente inecuación:

$$Q \leq \frac{V_1^2}{4 \cdot X_L} \quad (3-5)$$

Notar que V_1^2 / X_L corresponde a la potencia de cortocircuito a la barra de carga,

V_1 / X_L es la corriente de cortocircuito, la máxima transferencia de potencia a una carga puramente reactiva es el $\frac{1}{4}$ de la potencia de cortocircuito.

De igual manera si $Q = 0$, se tiene la siguiente inecuación:

$$P \leq \frac{V_1^2}{2 \cdot X_L} \quad (3-6)$$

La ecuación corresponde al límite de potencia por pérdidas en una línea con un factor de potencia unitario y es igual también a $\frac{1}{2}$ de la potencia de cortocircuito.

Asumiendo la restricción de la inecuación (3-4), se tienen dos posibles soluciones para la ecuación (3-3), definidas por:

$$V_2 = \sqrt{\frac{V_1^2}{2} - Q * X_L} \pm \sqrt{\frac{V_1^4}{4} - X_L^2 * P^2 - X_L * V_1^2 * Q} \quad (3-7)$$

La potencia reactiva puede ser expresada como:

$$Q = P * \tan(\phi) \quad (3-8)$$

Una vez que se ha omitido el ángulo ϕ de la formulación planteada, el único parámetro desconocido es la magnitud de voltaje V_2 . Para su solución, se sabe que los valores de V_1 y X_L son constantes, Q depende de P y considerando un factor de potencia constante, da como resultado que V esté sólo en función de P , esta gráfica se la conoce como curva PV.

3.3.2 RESTRICCIONES EN GENERADORES

La restricción de generación de potencia activa y reactiva de los generadores está dado por la curva de capacidad. Esta curva es útil para verificar gráficamente algunos parámetros de trabajo que se tiene en un generador sincrónico. Estas cantidades se pueden representar como porcentajes, valores absolutos o en por unidad; aunque es conveniente trabajar en por unidad para cálculos y diagramas.

El análisis se lo hace en estado estable, ya que la mayor parte del tiempo el generador estará operando en condiciones normales; los generadores sincrónicos son los únicos elementos del sistema eléctrico de potencia capaces de establecer voltajes de referencia.

A continuación se describen los límites de operación de un generador de polos salientes

3.3.2.1 Curva de Capacidad de Generadores de Polos Salientes⁹

Los generadores de polos salientes tienen más complejidad tanto en estructura como en funcionamiento, pero la curva de capacidad se determina de manera semejante que para un generador de rotor cilíndrico. Los generadores sincrónicos de polos salientes se los utilizan en generación hidráulica, impulsados por turbinas de agua siendo su velocidad baja. Para la obtención de la curva de capacidad se considera los principales límites operativos.

3.3.2.1.1 Límite por Corriente de Armadura

Debido al calentamiento en el devanado de armadura, se impone un primer límite en la operación del generador. La máxima corriente de armadura será la nominal, que multiplicada por el voltaje nominal en terminales del generador establece la potencia aparente, entonces se tiene:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = VI_{max} \quad (3-9)$$

Para la obtención de este límite se realiza lo siguiente:

- Se da valores de potencia reactiva de -1 pu a 1 pu y se calcula P aplicando la ecuación (3-9).

3.3.2.1.2 Límite por Corriente Máxima de Campo

Existe un valor máximo permisible de corriente de excitación impuesto por el calentamiento del rotor o por características propias de la excitatriz. Este valor de corriente de excitación induce en el estator una fuerza electromotriz máxima el cual genera un límite de potencia aparente entregada por el generador.

Debido a la complejidad que tienen los generadores de polos salientes, se desprecia la resistencia de amadura teniendo un diagrama fasorial como se muestra en la Figura 3-5.

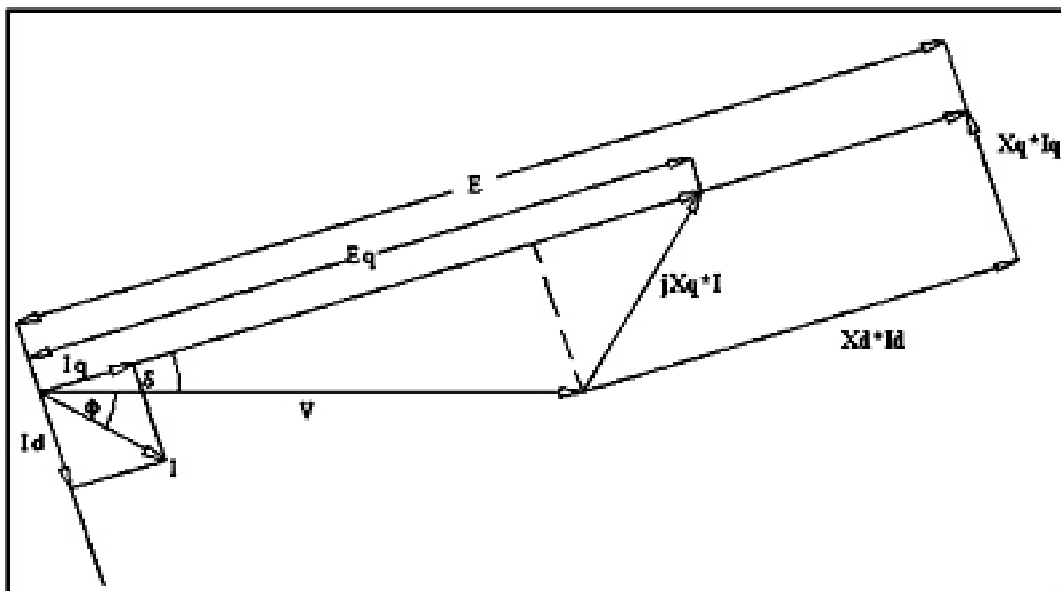


Figura 3-5 Diagrama fasorial de un generador sincrónico de polos salientes

La potencia se expresa con la ecuación siguiente:

$$S = V * I^* \quad (3-10)$$

Del diagrama fasorial se tiene:

$$\hat{I} = I_q \angle \delta + \hat{I}_d \angle (\delta - 90) \quad (3-11)$$

$$I_q = \frac{V * \text{sen}(\delta)}{X_q} \quad (3-12)$$

$$I_d = \frac{E - V * \text{cos}(\delta)}{X_d} \quad (3-13)$$

Realizando las operaciones algebraicas se tiene:

$$P = \frac{V * E}{X_d} \text{sen}(\delta) + \frac{V^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \quad (3-14)$$

$$Q = \frac{V \cdot E}{X_d} \cos(\delta) + \frac{V^2}{2} \cos(2\delta) \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) - \frac{V^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} + \frac{1}{X_d} \right) \quad (3-15)$$

Para la obtención de este límite se realiza lo siguiente:

- Calcular δ_n (nominal) aplicando la ecuación

$$\delta_n = \operatorname{atan} \left(\frac{I \cdot X_q \cdot \cos(\phi)}{V + I \cdot X_q \cdot \operatorname{sen}(\phi)} \right) \quad (3-16)$$

- Calcular el ángulo de desfase entre voltaje y corriente aplicando la siguiente ecuación.

$$\phi = \operatorname{acos}(fp) \quad (3-17)$$

- Calcular E_n aplicando la siguiente ecuación.

$$E_n = V \cdot \cos(\delta_n) + I \cdot X_d \cdot \operatorname{sen}(\delta_n + \phi) \quad (3-18)$$

- Calcular el δ_{MAX} , derivando la ecuación (3-14) respecto a δ , se obtiene.

$$\frac{V \cdot E}{X_d} \cdot \cos(\delta_{MAX}) + V^2 \cdot \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cdot \cos(2 \cdot \delta_{MAX}) = 0 \quad (3-19)$$

La única incógnita en la ecuación (3-19) es δ_{MAX} .

- Variar desde cero hasta δ_{MAX} y obtener los valores de P y Q aplicando las ecuaciones (3-14) y (3-15), cabe aclarar que V y E son los valores nominales y se consideran constantes para el cálculo de este límite.

3.3.2.1.3 Límite por Corriente Mínima de Campo

Cuando el generador absorbe reactivos con un factor de potencia en adelanto, existe el problema latente de salirse de sincronismo, apareciendo la inestabilidad,

pero también sucede que aparece un calentamiento excesivo en la región extrema de la armadura. En la práctica cuando no se conoce el valor de la corriente mínima de campo, se estima un 5 a 10% de la excitación necesaria con carga nominal.

Para encontrar este límite se realiza el mismo procedimiento para encontrar el límite por corriente máxima de campo, pero esta vez se utiliza un voltaje interno del 5% al 10% del voltaje nominal E_n .

3.3.2.1.4 Límite por Potencia Máxima

Este límite está determinado por la capacidad de la máquina motriz debido a limitaciones propias de fabricación, esta restricción impide entregar más que cierta cantidad de potencia máxima.

El lugar geométrico de este límite se representa mediante una recta paralela al eje Q, a una distancia de magnitud igual a la potencia máxima de la turbina.

3.3.2.1.5 Potencia Mínima

La potencia activa mínima (P_{min}) de los generadores está directamente relacionada con la eficiencia de la turbina, en la Figura 3-6 se muestra la curva de eficiencia de un generador.

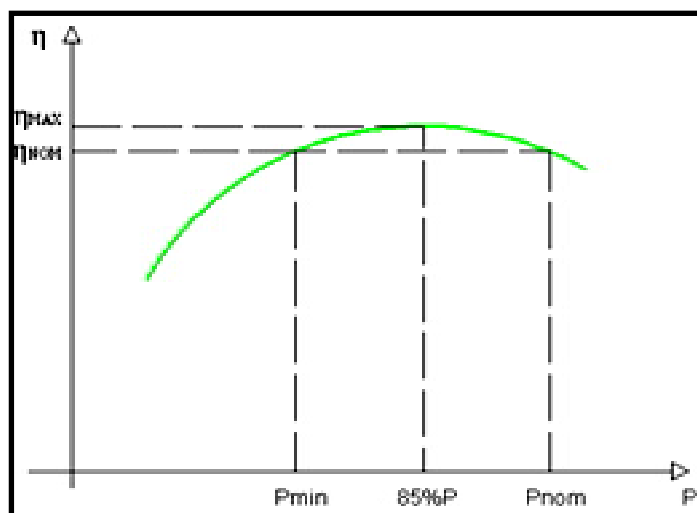


Figura 3-6 Curva de eficiencia de generadores sincrónicos

Si se opera con potencia menor a éste límite, la eficiencia del generador baja, en centrales térmicas, la potencia activa mínima está limitada por el mínimo flujo de vapor con el que puede operar la turbina.

3.3.2.1.6 Límite por Margen de Estabilidad

Cuando un generador se encuentra operando en la zona de subexcitación, la corriente de campo es baja, por lo que tiene un margen de estabilidad en estado estable pequeño. Un incremento de carga podría llevar a la inestabilidad al generador debido a que su ángulo es mayor al del límite crítico de estabilidad. Para evitar esto se considera un margen de estabilidad en estado estable en la zona de subexcitación. Este valor es comúnmente del 10% de la potencia nominal, ecuación (3-20).

$$P_{o-i} = P_{MAX-i} - ME * P_{nom} \quad (3-20)$$

Para encontrar el lugar geométrico de este límite se realiza lo siguiente:

- Asumir valores de potencia activa máxima desde 0 pu hasta 1 pu, P_{MAX-i} .
- De la solución del sistema de dos ecuaciones no lineales mostradas a continuación se tiene los valores de δ_{MAX-i} y E_i .

$$P_{MAX-i} = \frac{VE_i}{X_d} \text{sen}(\delta_{MAX-i}) + \frac{V^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen}(2\delta_{MAX-i}) \quad (3-21)$$

$$\frac{\partial P_{MAX-i}}{\partial \delta_{MAX-i}} = \frac{VE_i}{X_d} \text{cos}(\delta_{MAX-i}) + V^2 \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{cos}(2\delta_{MAX-i}) \quad (3-22)$$

- Encontrar la potencia P_{o-i} considerando el límite práctico de estabilidad, para esto se aplica la ecuación (3-20).
- Con la ecuación de P_{o-i} , se obtiene el ángulo de operación δ_i .
- Finalmente se calcula Q_{o-i} , para esto se aplica la ecuación (3-23).

$$Q_{o-i} = \frac{V^*E_i}{X_d} \cos(\delta_i) + \frac{V^2}{2} \cos(2\delta_i) \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) - \frac{V^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} + \frac{1}{X_d} \right) \quad (3-23)$$

Para obtener la curva límite se grafican los puntos (Q_{o-i}, P_{o-i}) .

3.3.2.1.7 Límite por Voltaje Máximo y Mínimo de Servicios Auxiliares

Los servicios auxiliares de una central de generación son de gran importancia dado que alimentan los sistemas de control de voltaje y velocidad, sistemas de enfriamiento y suministros de otras cargas de la central. En particular dado el tamaño de los servicios auxiliares de las centrales a vapor, entre los equipos que participan de la operación están:

- Bomba de agua de alimentación al caldero.
- Bomba del sistema de enfriamiento de la unidad
- Sistemas de regulación de velocidad.
- Sistemas de excitación.
- Equipos de enfriamiento de transformadores.
- Otras cargas de la unidad y la central.

Para evitar la salida de uno de estos equipos se considera su rango de voltaje de operación como límites seguros de funcionamiento. La potencia de carga activa y reactiva que los servicios auxiliares pueden considerarse aproximadamente constantes para cualquier potencia de salida de la central. En la Figura 3-7 se aprecia un diagrama unifilar del sistema de potencia interno, en el que se muestra los transformadores principales y de servicios auxiliares, así como la carga de entrega al sistema externo y los de servicios auxiliares de una central termoeléctrica.

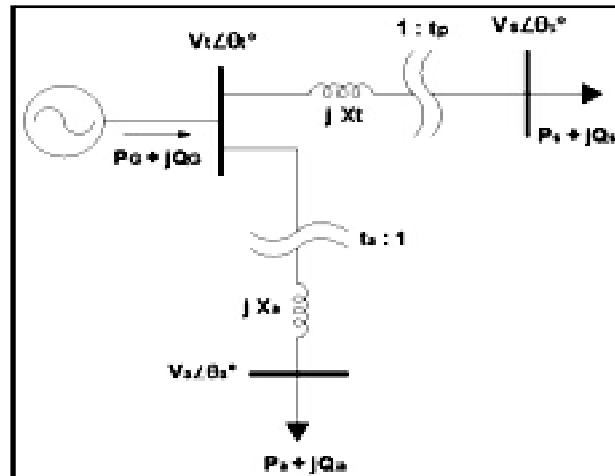


Figura 3-7 Diagrama unifilar de una central con la carga de servicios auxiliares

El voltaje terminal del generador se puede expresar como:

$$V_t = \frac{X_a * t_a}{V_a} * \sqrt{P_a^2 + \left(Q_a + \frac{V_a^2}{X_a}\right)^2} \quad (3-24)$$

Con el voltaje terminal y voltaje del sistema se puede calcular la potencia activa y reactiva que se entrega al sistema.

$$P_{ts} = \frac{V_t * V_s}{X_t * t_p} * \cos(\theta_{ts}) \quad (3-25)$$

$$Q_{ts} = \frac{V_t^2}{X_t} - \frac{V_t * V_s}{X_t * t_p} * \cos(\theta_{ts})$$

La potencia total que entrega el generador:

$$P_G = P_{ts} + P_{ta}$$

$$Q_G = Q_{ts} + Q_{ta}$$

En la Figura 3-8 se puede apreciar la curva de capacidad de una central eléctrica considerando todos los límites tratados.

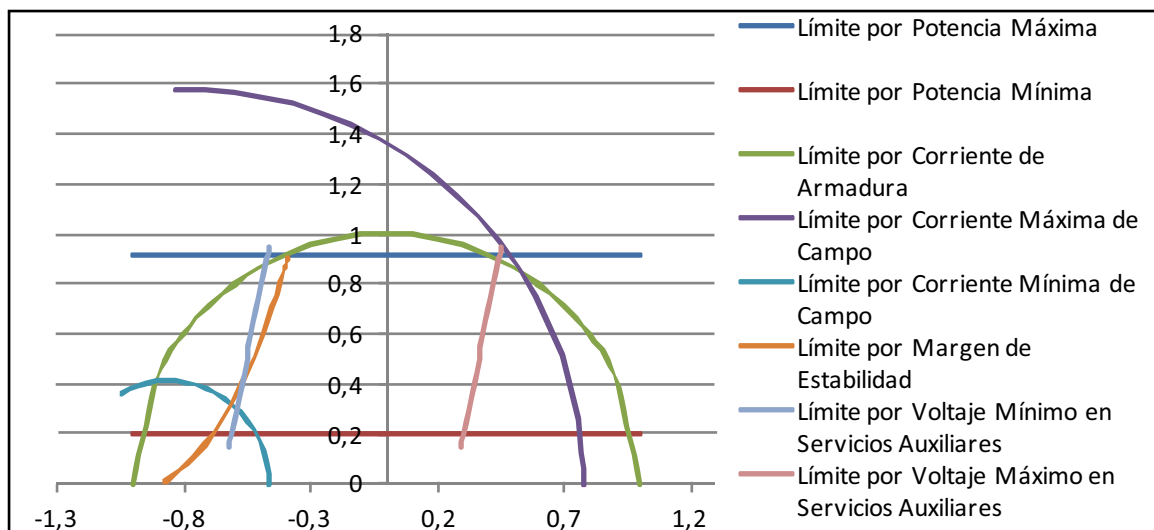


Figura 3-8 Curva de capacidad generadores.

Para un generador de rotor cilíndrico se aplican los mismos pasos descritos con la condición de que el δ_{MAX} en cualquier condición de operación es 90° .

3.3.3 RESTRICCIONES EN LÍNEAS DE TRANSMISION¹⁻¹⁰

En la operación de los sistemas eléctricos es importante conocer la capacidad de los equipos que se tienen instalados. En el caso de las líneas de transmisión esto es lo más importante ya que la capacidad varía de acuerdo a la condición operativa. Los operadores de los sistemas eléctricos deben conocer con la mayor exactitud posible los recursos de transmisión con que cuentan, esto permite tomar decisiones más acertadas sobre la redistribución de los flujos de potencia y medidas operativas adecuadas.

3.3.3.1 Límite Térmico

Este límite es determinado por las características mecánicas y eléctricas de los conductores. Al respetarse este límite se conserva la vida útil del conductor. Su determinación se basa en la corriente máxima que puede circular a través del conductor sin que el calentamiento producido por efecto Joule altere las características mecánicas y eléctricas. Para determinar este límite en líneas aéreas es importante tomar en cuenta los factores atmosféricos y del medio

ambiente, los que pueden incrementar o reducir la capacidad de disipación de calor del conductor.

Los fabricantes de conductores en función de los materiales que utilizan para elaborar sus productos, determinan un máximo valor de corriente que podrá fluir a través de su conductor. Las pérdidas de energía se reflejan en calor que provoca un incremento en el gradiente de temperatura en la superficie del conductor y a su vez incrementa su resistencia. Las altas temperaturas en los conductores provoca deformaciones en los materiales o pérdidas de las características de conductividad de los materiales.

La operación común de las líneas de transmisión se realiza a voltajes próximos a su valor nominal; por otra parte, la potencia aparente que circula por la línea se puede escribir como:

$$\hat{S} = \hat{V} * \hat{I}^* \quad (3-26)$$

Si $V = 1$ el límite térmico se puede expresar como:

$$I_{MAX} = S_{MAX} [p.u.] \quad (3-27)$$

3.3.3.2 Límite por Caída de Voltaje

Este índice se relaciona con el servicio a los usuarios, ya que se debe mantener la magnitud de voltaje en los extremos de la línea de transmisión, dentro de una banda de valores respecto al voltaje nominal. Con bajo voltaje se incrementa la corriente para suministrar un valor dado de potencia y como consecuencia se aumenta las pérdidas de transmisión y el calentamiento de los equipos. En este caso puede incluso llegarse al límite térmico de la línea de transmisión. Generalmente como criterio de planeación se establece una caída máxima de voltaje del 5% entre terminales de envío y recepción de la línea de transmisión. En Ecuador se debe tomar en cuenta el cumplimiento del Oficio No. DE-08-0557 remitido por el CONELEC el 26 de marzo del 2008 sobre límites de caída de voltaje, como se ilustra en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1 Límites de Caída de Voltaje

VOLTAJE [kV]	BANDA DE VOLTAJE TRANSMISOR	
	+ %	- %
500	5	10
230	7	5
138	5	7
69	3	3
46		
34,5		

Para las barras de 500 kV se ha tomado el rango usado por Colombia, el cual es +5% / -10% del voltaje nominal.

3.3.3.3 Límite de Estabilidad

La limitación de estabilidad se refiere al margen entre la potencia máxima y la potencia de operación permisible, Figura 3-9. El margen de estabilidad se define de acuerdo a la ecuación (3-28).

$$ME\% = \frac{P_{Max} - P_{op}}{P_{Max}} * 100 \quad (3-28)$$

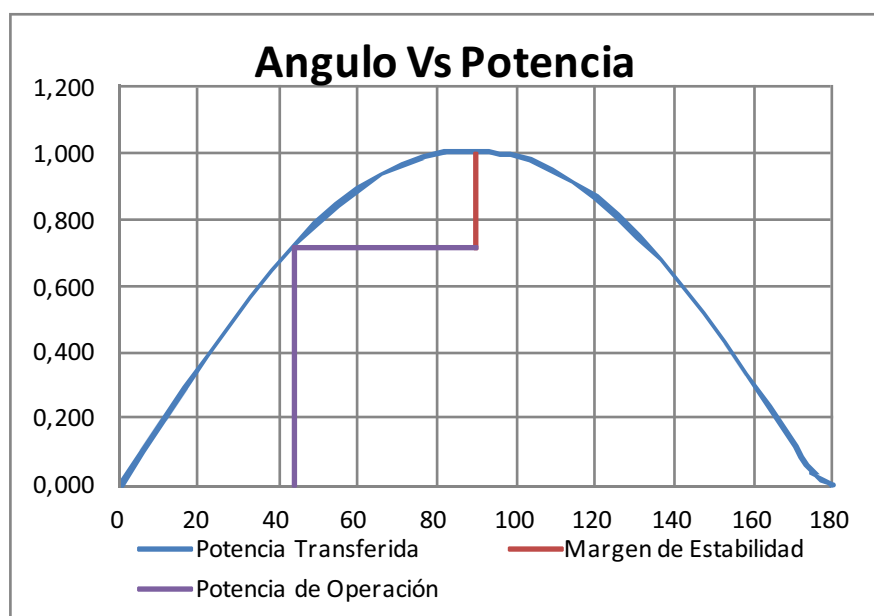


Figura 3-9 Curva de ángulo de potencia

Este margen se selecciona para proporcionar un funcionamiento estable del sistema ante una variedad de contingencias que puede provocar cambios de carga transitorios y de estado estable en la línea. Generalmente se utiliza un margen de 30% a 35%.

3.3.3.4 Capacidad de Cortocircuito

Al diseñar una línea de transmisión es preciso considerar que por sus conductores existe una probabilidad muy clara de que la línea de transmisión deba soportar la circulación de corrientes de cortocircuito, en caso de una falla o una sobrecarga temporal en periodos de emergencia.

3.3.3.5 Sobrecarga Temporal

Existen circunstancias en las cuales los conductores de las líneas de transmisión están obligados a transportar corrientes más elevadas que las nomales. Estas sobrecargas se presentan ocasionalmente y son de corta duración, pero producen un aumento de temperatura. Como consecuencia de esto la línea tendrá variaciones en temperatura y corriente.

3.3.4 RESTRICCIONES EN TRANSFORMADORES

En los transformadores se debe analizar el nivel y tiempo de duración de la carga. Al cargarse sobre su potencia nominal sufren incrementos de temperatura que pueden causar el deterioro del aislamiento de las bobinas y disminuir las bondades del dieléctrico. Este fenómeno conocido como límite térmico, se define según ANSI/IEEE C57.91-1995 como:

- La máxima temperatura del punto más caliente del devanado para sobrecargas de corta duración (15 y 30 minutos) es 150°C.
- La máxima temperatura del punto más caliente del devanado para sobrecargas de larga duración (180 minutos) es 140°C.

La temperatura máxima que puede soportar el aceite en la parte superior es 110°C. Adicionalmente, la temperatura indicada debe ser corregida en función de la altura sobre el nivel del mar, de modo que al aumentar la altura disminuye la densidad del aire y se hace más difícil la evacuación del calor.

Al transformador se le puede cargar de cuatro formas diferentes, que según IEC 60354 son:

- 1 Carga con expectativa normal que indica que está libre de riesgos porque es una carga continua con potencia nominal de salida en condiciones normales de operación.
- 2 Ciclo normal de la carga, que indica la carga base y los incrementos alternativos de la carga durante el intervalo de tiempo t . El ciclo de carga no conduce a la reducción de la vida útil como lo hace la carga continua.
- 3 Operación de emergencia en períodos largos, que es también definido como una carga cíclica, ya que su intervalo puede llegar a semanas o meses. Se caracteriza por disminuir la vida útil del transformador pero no la resistencia de aislamiento.
- 4 Operación de emergencia en períodos cortos, que puede conducir a altas temperaturas en el transformador y una reducción temporal de la resistencia de aislamiento. Por definición, debe ser aceptado sólo por poco tiempo y no de forma regular y para abastecer la carga cuando no se dispone de los medios alternativos. Es por esto que el tiempo de operación de emergencia debe ser inferior a la constante de tiempo térmica del transformador y que generalmente es menor a 30 minutos.

Los transformadores son eficientes cuando se les carga entre el 60% y el 100% de la potencia nominal y, eventualmente, sobrecargas del 10% en períodos no mayores a dos horas, cuando la carga continua del transformador es 75% de la potencia nominal durante un tiempo considerable, se debe analizar la posibilidad de instalar un nuevo transformador.

3.4 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

El sistema de potencia puede ser caracterizado como una función multivariable por lo que se debe utilizar metodologías para determinar las condiciones de la estabilidad de voltaje. Un aspecto muy importante es determinar la proximidad a la inestabilidad, lo cual debe ser medido en términos de cantidades físicas como nivel de carga, flujo de potencia máximo, reserva de potencia reactiva y cargabilidad de la red eléctrica. La medida más apropiada depende de cada sistema de potencia y el objetivo para la determinación de un margen. Es importante además determinar el cómo y el porqué ocurre el problema, cuales son los factores que desencadenan la inestabilidad y lo más importante, cuáles son las medidas y el tiempo en que se deben tomar para evitar un problema de inestabilidad de voltaje.

La estabilidad de voltaje es un fenómeno dinámico por naturaleza, pero en muchos casos es posible utilizar métodos de análisis en estado estable, los cuales utilizan ecuaciones algebraicas para representar las condiciones del sistema.

Es importante recalcar que las metodologías para el análisis de estabilidad de voltaje se basan en las características de las curvas PV, VQ, análisis modal y factores de participación. En esta tesis se utiliza las curvas PV para realizar el análisis estático de la estabilidad de voltaje.

3.4.1 CURVAS PV⁸

La relación entre la potencia activa P y la magnitud del voltaje V es de mucho interés en estudios en estabilidad de voltaje y el análisis de su interacción se ha visto reflejado en la construcción de las curvas denominadas PV. Dichas curvas se pueden obtener a partir de que se conocen las dos soluciones de la ecuación (3-7). Una curva PV representativa de un nodo del sistema se muestra en la Figura 3-10, donde se muestran las características generales de la misma. Se muestra el punto de operación estable, para una cargabilidad P_o y un límite de potencia dado un voltaje crítico. Se muestra el margen de potencia entre el tramo

de la potencia límite y la potencia de operación; la parte de la curva inferior al voltaje crítico son los puntos inestables del nodo.

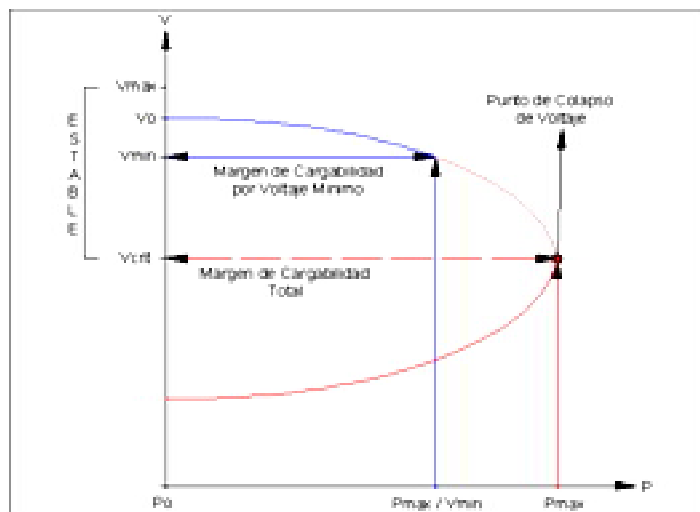


Figura 3-10 Características generales de una Curva PV

La primera solución que se obtiene considerando el signo positivo, da como resultado una condición de operación donde prevalece un nivel de voltaje V y una magnitud de corriente I pequeña, que corresponde a los puntos en la curva por arriba de la línea punteada marcada en la Figura 3-10 y normalmente estos puntos representan condiciones de operación satisfactorias mas no ideales respecto al nivel de voltaje.

La segunda solución que se obtiene considerando el signo negativo, produce los puntos de operación indicados en la parte inferior de la curva, lo que corresponde a un nivel de voltaje V pequeño y una corriente I elevada en magnitud, lo cual denota características de una condición de operación inapropiada, por lo que se dice que todos los puntos por debajo de la curva representan condiciones de operación inestables.

En la parte superior de la curva PV, conforme la carga se incrementa, el nivel en la magnitud de voltaje disminuye y gradualmente se acerca al punto de operación marcado como potencia máxima P_{max} .

Este punto en específico tiene varias definiciones en el análisis de estabilidad de voltaje por ejemplo, punto crítico de voltaje o punto de colapso de voltaje. Otros términos menos técnicos lo denominan como rodilla de la curva o punta de nariz. El problema que se tiene cuando el sistema está operando cerca de este valor crítico, es que un ligero incremento de carga produce una caída drástica en la magnitud de voltaje. Si por esta razón, el punto de operación se ubica en la parte inferior de la curva, conforme la carga disminuye la magnitud de voltaje también lo hace, lo que es una señal de operación inestable del sistema.

Para explicar de qué depende el valor de P_{max} , primero se considera que la potencia de carga se comporta como una impedancia. Una vez asumido esto, se aplica un concepto del análisis de redes eléctricas denominado teorema de máxima transferencia de potencia, el cual indica que la máxima potencia de carga se alcanza cuando la impedancia de carga es igual en magnitud a la impedancia de la fuente o en este caso, la impedancia de la línea.

En la Figura 3-11 se muestran otras curvas PV para el circuito elemental de la Figura 3-3.

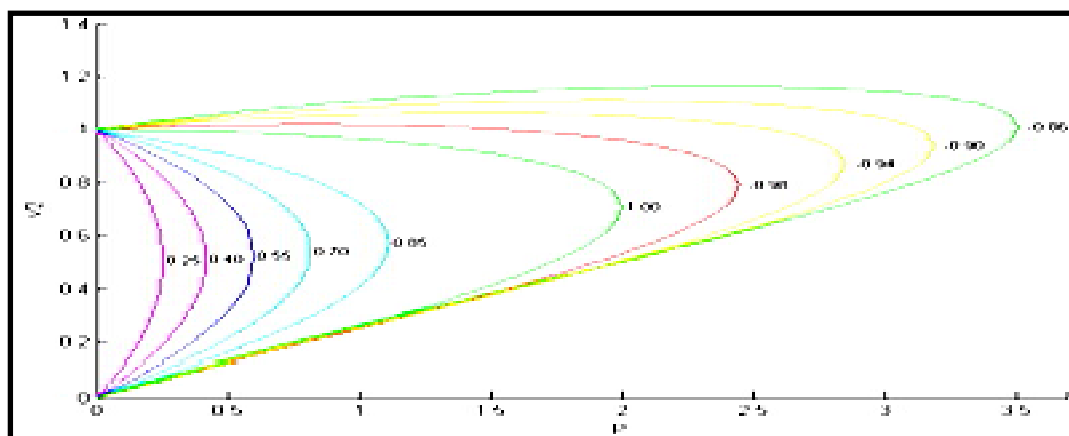


Figura 3-11 Curvas PV para diferentes valores del factor de potencia

Como se puede apreciar en cada una de las curvas PV mostradas en la Figura 3-11, a medida que el factor de potencia de la carga va de inductivo a capacitivo el voltaje de recepción es mayor que el de envío así como la P_{max} aumenta consecuentemente.

La potencia reactiva de la carga entra al contexto de este análisis a través de la Figura 3-12, en donde todas las curvas PV mostradas en la Figura 3-11 se extienden a un plano de tres dimensiones para examinar el comportamiento de la potencia reactiva Q, en conjunto con el comportamiento de la potencia activa P y la magnitud de voltaje V.

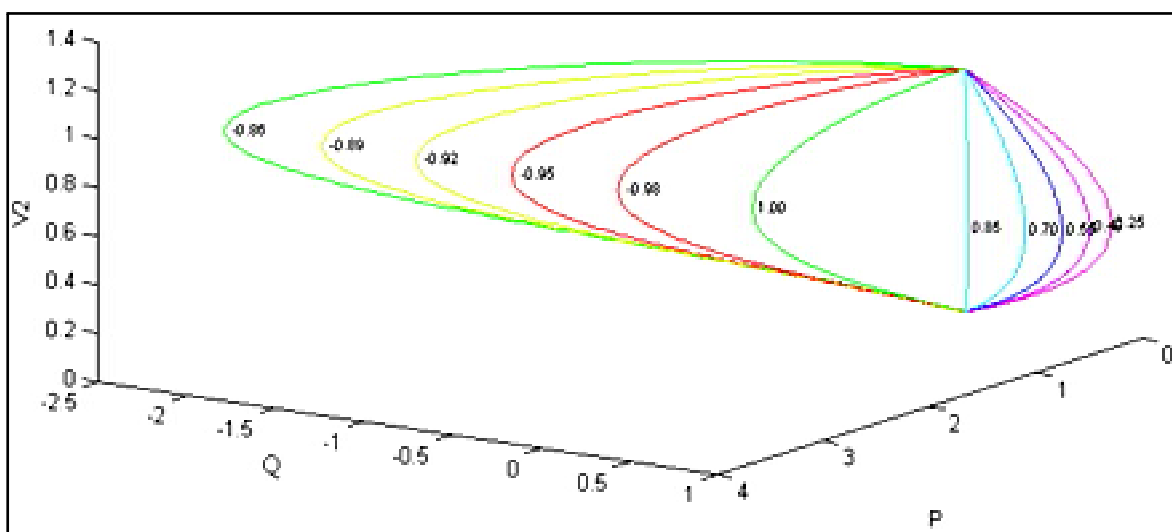


Figura 3-12 Voltaje en función de la potencia activa y reactiva

Una vez examinado el comportamiento de las curvas PV y explicado algunas de sus características, es más fácil entender la Figura 3-12. Ésta se conforma de tres planos, que se denominan PV, QV y PQ, respectivamente. Se revisan tres condiciones de operación, tomando en cuenta el factor de potencia y el punto crítico de voltaje

- ✚ Factor de potencia en adelanto, $\cos \phi = -0,92$. Bajo esta condición se tiene un caso compensado, en el cual el sistema no consume potencia reactiva del sistema, y en vez de esto, la está suministrando; esto se denota por medio del signo negativo de Q mostrado en la gráfica.
- ✚ Factor de potencia unitario, $\cos \phi = 1$. Este es un caso en el que la carga es puramente resistiva y no hay consumo ni suministro de potencia reactiva. La línea de referencia respecto a Q se encuentra en un valor cero.

- Factor de potencia en atraso, $\cos \phi = 0,7$. Operando de esta manera la carga consume tanto potencia activa como potencia reactiva, que por lo general es un caso normal de operación. Así, cada uno de los puntos que se encuentra ubicado en el espacio de tres dimensiones, puede ser proyectado hacia cualquiera de los planos definidos, proporcionando el valor de dos de las tres variables para una condición específica de operación.

La proyección de cada uno de estos puntos hacia el plano PV, da como resultado las curvas PV mostradas en la Figura 3-11 y similamente se forman las curvas de los planos QV mostradas en la Figura 3-13 y PQ mostradas en la Figura 3-14.

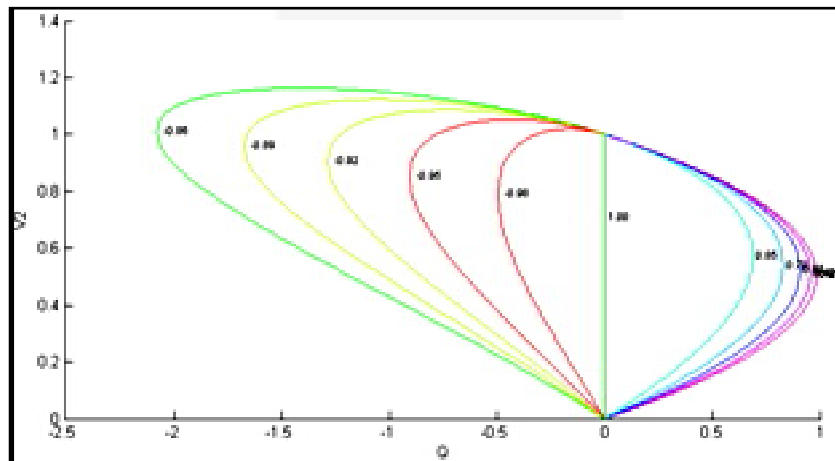


Figura 3-13 Curvas QV

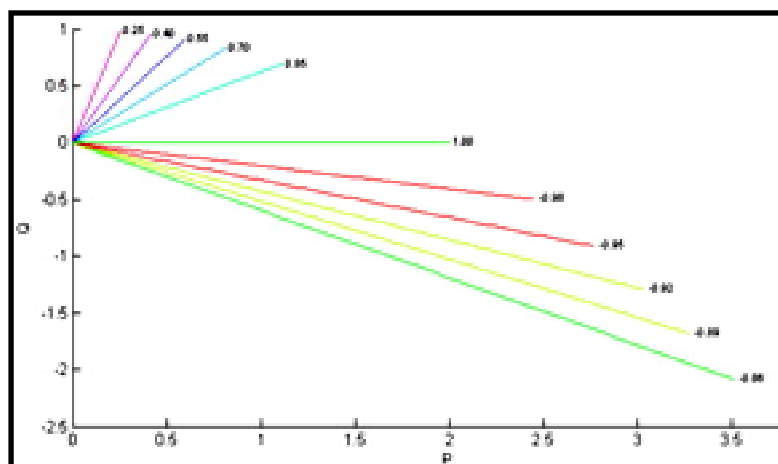


Figura 3-14 Curvas PQ

3.4.1.1 Métodos de Obtención de las Curvas PV

Existen varios métodos de solución de las ecuaciones de flujo de potencia aplicados al estudio de estabilidad de voltaje. El objetivo es encontrar el margen de cargabilidad de un sistema y graficar el comportamiento del voltaje con respecto al incremento de carga. A continuación se detallan algunos de los métodos utilizados.

3.4.1.1.1 Método de Continuación Aplicado a la Solución de Flujos de Potencia^{11 12}

Los métodos de continuación pueden ser implementados con cualquier conjunto de ecuaciones en estado estable de un sistema de potencia. En análisis de estabilidad de voltaje, estos métodos han sido empleados para el cálculo de las curvas PV.

En los métodos tradicionales de flujo de potencia, la obtención del punto máximo de cargabilidad se da a través de sucesivas soluciones de las ecuaciones de flujo de potencia, aumentando gradualmente la carga, a través de la variación del factor de incremento de carga, λ . Este procedimiento es repetido hasta que el proceso pare de converger. Estos métodos no consiguen trazar toda la curva, sino únicamente hasta llegar a un punto muy próximo de máxima cargabilidad.

Con el método de continuación es posible trazar la curva completa a través de la variación automática del valor del parámetro λ , sin preocuparse con las singularidades de las ecuaciones del sistema de potencia.

El conjunto de las ecuaciones, en su forma más general, presenta la siguiente forma:

$$G(V, \theta, \lambda) = 0$$

(3-29)

Dónde:

V : Vector de las magnitudes de voltaje nodales.

θ : Vector de los ángulos de fase nodales.

λ : Factor de incremento de carga o factor de cargamento.

G : Vector compuesto por las ecuaciones de los balances nodales de potencia activa y reactiva.

En el procedimiento utilizado por los métodos de continuación, λ es considerado como variable dependiente y, por tanto, variado automáticamente. La diferencia entre los métodos de continuación está en la forma de tratar esta nueva variable y en como contornear la singularidad de la matriz Jacobiana J . Entre los diversos métodos de continuación de flujos de potencia descrita en la literatura, el más ampliamente utilizado consiste de un paso predictor y un paso corrector.

3.4.1.1.1 Paso predictor

El paso predictor es ejecutado para encontrar una aproximación de la próxima solución a partir de una solución conocida. Entre las diversas técnicas de predicción encontradas, la más popular es el método de la tangente.

La Figura 3-15 ilustra los pasos del método de continuación con predictor tangente. En este método, la predicción de la próxima solución puede ser encontrada dando un paso de tamaño apropiadamente escogido, en la dirección del vector tangente a la curva PV calculado en la solución actual:

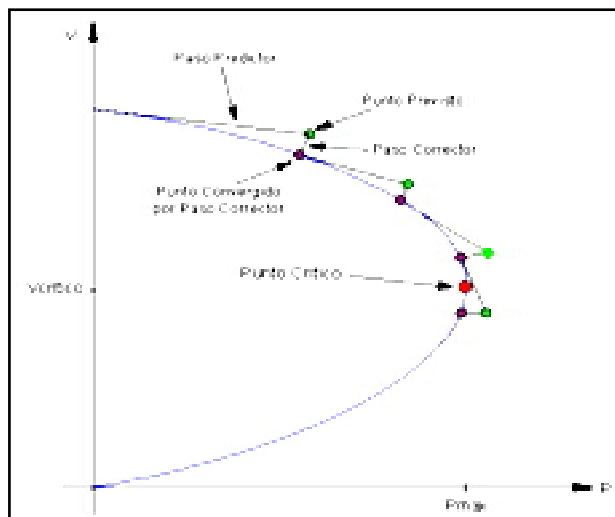


Figura 3-15 Método de continuación con predictor tangente

El método de la continuación para el trazado de la curva PV será tan eficiente cuanto sea la estrategia usada en el control del paso predictor. La elección del paso depende del sistema que está en estudio. Para sistemas con poca carga una variación de carga provoca una pequeña variación del punto de operación y por tanto el tamaño de paso puede ser mayor. En sistemas altamente cargados, una pequeña variación en la carga resulta en grandes variaciones del punto de operación y en este caso el tamaño de paso deberá ser menor.

3.4.1.1.2 Paso corrector y parametrización

Después de hecha la predicción, se torna necesario realizar la corrección de la solución aproximada para obtener la solución correcta, evitando así que el error se acumule. Una vez que el punto es obtenido por un buen paso predictor la solución correcta está bien próxima, basta pocas iteraciones para alcanzar la próxima solución dentro de la precisión deseada. El método de Newton-Raphson es el más utilizado para el paso corrector.

En este paso una ecuación del tipo $y - y^e = 0$, donde y e y^e corresponden a la variable escogida como parámetro de continuación (parámetro con intersección perpendicular o parámetro fijo), como se muestra en la Figura 3-16, es aumentada al sistema de ecuaciones (3-29), así, el sistema de ecuaciones de la etapa de corrección pasa a ser:

$$G(V, \theta, \lambda) = 0$$

(3-30)

$$y - y^e = 0$$

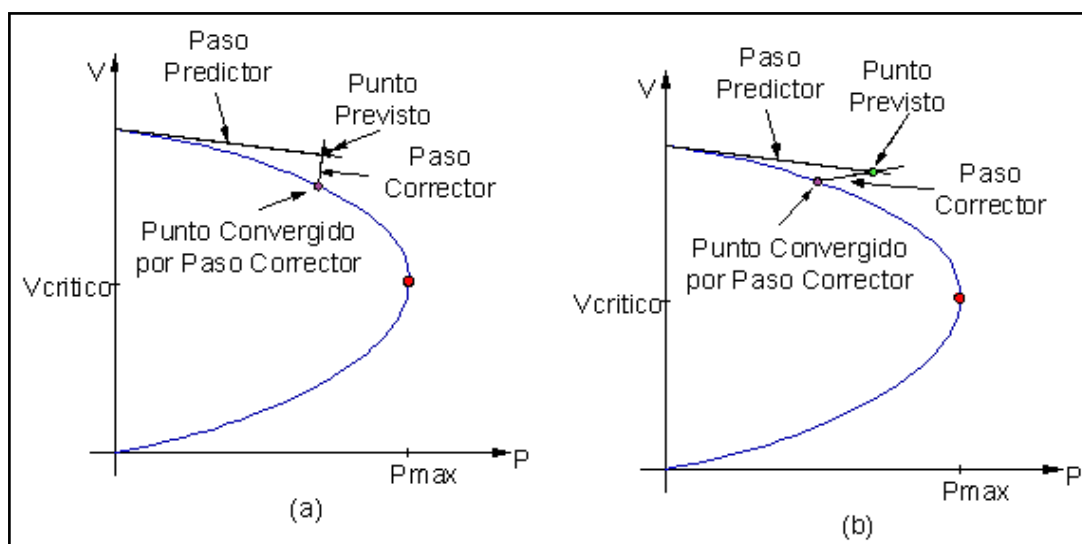


Figura 3-16 Parámetro de continuación. (a) Parámetro con intersección perpendicular. (b) Parámetro fijo

Este sistema es resuelto por un método de Newton-Raphson modificado debido a la inclusión de la última ecuación. El número de iteraciones necesario en esta etapa es muy pequeño. Generalmente son necesarias apenas 2 iteraciones para una tolerancia de 10^{-5} .

3.4.1.1.2 Incremento de Carga y Newton Raphson Aplicado a la Solución de Flujos de Potencia^{13 14}

Este método de solución es aplicado para la obtención de las curvas PV en cada incremento de carga, es decir, λ es un parámetro definido y no se incluye en el sistema de ecuaciones como se lo hizo en el método de continuación. Para cada incremento de carga se resuelve un flujo de potencia y se almacena los datos de potencia activa en una carga y el voltaje en cualquier barra del sistema barra.

El flujo de potencia es ampliamente usado en estudios de análisis de sistemas de potencia y tiene un rol muy importante en la planificación de la expansión de

sistemas de potencia. Las técnicas de solución de flujo de potencia son usadas para programas en estado estacionario y análisis dinámico.

La solución del flujo de potencia predice como será el estado del sistema eléctrico cuando éste es sujeto a una condición de carga específica. El resultado del flujo de potencia es la magnitud de voltaje y el ángulo en cada uno de las barras del sistema y que son definidas como variables de estado del sistema. Las otras variables como son flujos de potencia activa y reactiva, flujos de corrientes, caídas de voltaje, pérdidas de potencia pueden ser calculadas a partir de las variables de estado. Las soluciones de flujo de potencia están estrechamente asociadas con el análisis de la estabilidad de voltaje.

Para sistema de potencia mallado, se utiliza generalmente el método de Newton–Raphson. Involucra iteraciones basadas en la linealización de las ecuaciones usando el primer término de la expansión con series de Taylor. La matriz de inyección nodal de corriente en el sistema de potencia puede ser calculado como:

$$I = YV = \frac{S^*}{V^*} \quad (3-31)$$

Donde:

I: Matriz de inyección nodal de corriente.

Y: Matriz admitancia nodal del sistema.

V: Vector de tensiones nodales complejas.

S: Vector de inyecciones nodales de potencia aparente que representa carga y generación especificadas.

Para una barra, k , en particular la ecuación (3-31) puede ser escrita como:

$$I_k = \sum_{m=1}^n Y_{km} V_m \quad (3-32)$$

Donde: k es el conjunto de todas las barras m adyacentes a la barra k , incluyendo la propia barra k .

Considerando que la matriz $Y_{km} = G_{km} + jB_{km}$ y que $V_m = V_m e^{j\theta_m}$, la ecuación (3-32) puede ser escrita como:

$$I_k = \sum_{m=1}^n (G_{km} + jB_{km}) V_m e^{j\theta_m} \quad (3-33)$$

La ecuación de potencia compleja será:

$$S_k = V_k e^{j\theta_k} \sum_{m=1}^n (G_{km} + jB_{km}) V_m e^{j\theta_m} \quad (3-34)$$

Las inyecciones de potencia activa y reactiva pueden ser obtenidas identificando las partes real e imaginaria de la expresión anterior:

$$P_k = V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})) \quad (3-35)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km}))$$

Los desajustes o errores de potencias en las barras están definidas por:

$$\Delta P_k = P^{esp} - P_k(V, \theta) \quad (3-36)$$

$$\Delta Q_k = Q^{esp} - Q_k(V, \theta)$$

Donde P_k y Q_k son calculados de la ecuación (3-35)

El método de Newton resuelve el sistema de ecuaciones (3-36)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3-37)$$

Las sub-matrices que componen la matriz Jacobiana J, dada en (3-37) son:

$$H = \frac{\partial P}{\partial \theta} \quad N = \frac{\partial P}{\partial V}$$

(3-38)

$$M = \frac{\partial Q}{\partial \theta} \quad L = \frac{\partial Q}{\partial V}$$

Con lo cual el sistema de ecuaciones queda

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3-39)$$

Las componentes de las sub-matrices Jacobianas H, M, N y L están dadas por:

$$H \begin{cases} H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \text{cos}(\theta_{km})) \\ H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \text{cos}(\theta_{km})) \end{cases} \quad (3-40)$$

$$N \begin{cases} N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km})) \\ N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k G_{kk} + \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km})) \end{cases} \quad (3-41)$$

$$M \begin{cases} M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km})) \\ M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km})) \end{cases} \quad (3-42)$$

$$L \begin{cases} L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \text{cos}(\theta_{km})) \\ L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k G_{kk} + \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \text{cos}(\theta_{km})) \end{cases} \quad (3-43)$$

Algoritmo del método de Newton:

- i. Hacer $i = 0$ y escoger los valores iniciales de los ángulos de los voltajes de las barras PQ y PV (θ_k) y las magnitudes de voltaje de las barras PQ ($V = V^0$).
- ii. Definir el número de iteraciones máxima y calcular $P_k(V^i, \theta^i)$ para las barras PQ y PV, y $Q_k(V^i, \theta^i)$ para las barras PQ, y determinar los desajustes ΔP_k^i y ΔQ_k^i .
- iii. Probar la convergencia, es decir verificar el error: si $\text{MAX}|\Delta P_k^v| \leq \varepsilon_p$ y $\text{MAX}|\Delta Q_k^v| \leq \varepsilon_p$. El proceso interactivo converge para la solución (V^i, θ^i) ; caso contrario pasar al paso (iv).

- iv. Calcular la matriz Jacobiana J utilizando las ecuaciones (3-40) a (3-43).
- v. Determinar la nueva solución V^{i+1}, θ^{i+1} :

$$\theta^{i+1} = \theta^i + \Delta\theta^i \tag{3-44}$$

$$V^{i+1} = V^i + \Delta V^i$$

Resolviendo el sistema (3-37).

- vi. Hacer $i = i + 1$ y volver para el paso (ii).

Este algoritmo de solución se repetirá en cada incremento de carga como se muestra en la Figura 3-17.

3.5 DIgSILENT PowerFactory APLICADO AL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

El módulo de estabilidad de voltaje del PowerFactory evalúa la seguridad del sistema eléctrico en cuanto a la estabilidad del voltaje. El programa fue creado para responder a este reto evaluando la capacidad de una red eléctrica a mantener un margen adecuado de estabilidad de voltaje al ser sometida a diversas condiciones de carga.

3.5.1 DIgSILENT PROGRAMMING LANGUAGE (DPL)¹⁵

El lenguaje de programación DPL (DIgSILENT Programming Language) tiene como propósito ofrecer una interfaz para tareas automáticas a realizarse en la herramienta computacional PowerFactory. Esta interfaz permite acceder a comandos y objetos que maneja DIgSILENT así como también acceder a funciones y variables creadas por el usuario. DPL aumenta el alcance del programa DIgSILENT permitiendo la creación de nuevas funciones de cálculo. Al igual que los comandos definidos por el usuario estos pueden ser utilizados en todas las aplicaciones de análisis del sistema de potencia como por ejemplo: optimización de la red, análisis de estabilidad, confiabilidad, armónicos, coordinación de protecciones y otros.

Las funciones de cálculo son estructuras algorítmicas en las que se utilizan comandos de flujo como if - then – else, for y do - while. En la Figura 3.20 se muestra la estructura de un comando DPL.

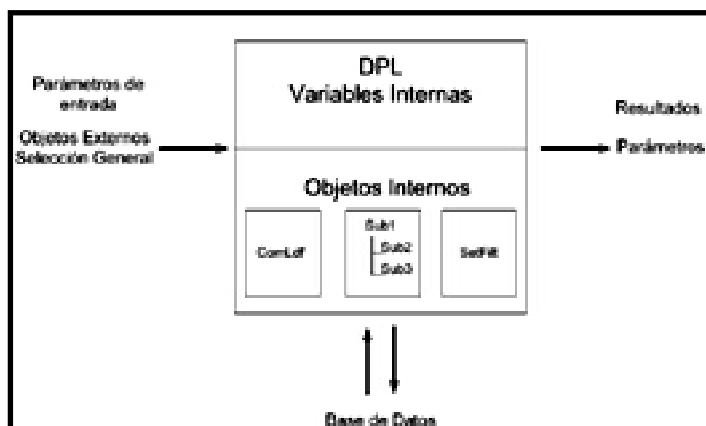


Figura 3.20 Estructura de un comando DPL.

El objeto de comando DPL ComDpl es el elemento central que está conectando diferentes parámetros, variables u objetos a varias funciones o elementos internos y luego se obtienen resultados o cambios en los parámetros de dichos elementos. En las entradas del escrito del programa pueden ser predefinidos parámetros, objetos del diagrama unifilar, ya sea de la base de datos o de un juego de elementos u objetos; los cuales son almacenados internamente y se los denomina “Selección General”. Esta información de entrada puede ser evaluada con la utilización de funciones y variables internas almacenadas en el código fuente. Algunos de los objetos internos pueden ser usados y ejecutados como:

- Un comando de cálculo ComLdf (comando de flujo de potencia), ComSim (comando de simulación), etc. especialmente definidos con ciertas opciones de cálculo.
- Juegos de filtros para seleccionar generadores, líneas, barras, transformadores, etc., los mismos que pueden ser ejecutados durante la operación del código fuente.

Por lo tanto, un escrito DPL ejecuta una serie de operaciones e inicializa el cálculo de otras funciones. Éste siempre se comunica con la base de datos y almacena la nueva configuración, parámetros o resultados directamente en la base de datos de objetos. Casi no hay objeto dentro de un proyecto activo que no pueda ser accesado o alterado. Durante o al final de la ejecución del escrito DPL, los resultados pueden ser exportados o los parámetros de los elementos pueden ser cambiados, de acuerdo a la necesidad o requerimientos del usuario. En el caso de manejar comandos de DIgSILENT dentro de la aplicación DPL cada una de las variables pueden ser modificadas.

Por ejemplo en el cálculo de un corto circuito (ComShc), se puede modificar a través del código fuente la localización de la falla, el tipo de falla, etc, con el conocimiento del nombre de la variable.

Los filtros (conjunto de objetos) son de gran ayuda para los requerimientos de usuario para una aplicación DPL ya que pueden ser usados para la búsqueda de elementos, por ejemplo transformadores sobrecargados, líneas abiertas, etc, y generar reportes de los dispositivos analizados.

Los reportes que genera DIgSILENT en cada uno de sus análisis a través de la ventana de salida pueden ser almacenados en archivos txt. a través de DPL, con el manejo del comando ComExp. Cabe señalar que la ubicación del comando DPL dependerá del objetivo de la aplicación ya que este puede localizarse dentro de un proyecto, caso de estudio o perfil de usuario, sin que esto signifique que no se puedan manejar variables de otros casos de estudios o proyectos de un mismo perfil de usuario. La versatilidad de DPL también permite acceder a objetos de la base de datos de distinta forma, ya sea a través del código fuente de la aplicación o de los menús que existen dentro del comando DPL.

3.5.2 CURVAS PV CONSIDERANDO LA TASA DE INCREMENTO ANUAL

DIgSILENT PowerFactory ofrece una herramienta de estudio de estabilidad de voltaje basada en la generación de curvas PV en barras seleccionadas respecto al incremento de una o varias cargas de distintas subestaciones manteniendo el

factor de potencia de las cargas constante. Las cargas son incrementadas hasta que el flujo no converja. Los pasos de incremento de carga se los puede definir. Para cada nivel de carga se resuelve un flujo de potencia de donde se almacena el valor de voltaje y potencia en las barras y cargas seleccionadas. Una vez que el algoritmo de solución del flujo de potencia no converge se dice que se ha llegado al punto de colapso de voltaje. Los valores de voltaje y potencia almacenados se los presenta en una gráfica llamada curva PV. Las ecuaciones de flujo de potencia se las resuelven por el método de Newton Raphson.

Una desventaja del módulo de estabilidad de voltaje, es que no se puede definir incrementos específicos para cada carga. El incremento definido se lo hace de manera global para todas las cargas, de ahí que fue necesario el desarrolló de un escrito DPL que permite definir el incremento de carga para cada subestación, en el anexo 3 se presenta el escrito DPL para esta aplicación. Dicho incremento se lo establece como la tasa de incremento anual de acuerdo a un plan de expansión. Adicionalmente el módulo desarrollado permite la creación automática de las curvas PV respecto a la carga total del sistema y respecto a la carga de cada subestación identificando puntos importantes como son:

- Límite máximo de cargabilidad por voltaje mínimo.
- Punto máximo de cargabilidad del sistema.
- Voltaje en barras respecto al voltaje mínimo de otra barra.

3.5.3 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL CÓDIGO (SCRIPT) DPL

El módulo desarrollado de estabilidad de voltaje es aplicado al Sistema Eléctrico Quito para el cual se considera como incrementos de carga la tasa de incremento anual³ en cada subestación de carga.

En la Figura 3-17 se presenta el diagrama de bloques del código DPL “Curvas PV” desarrollado en este trabajo.

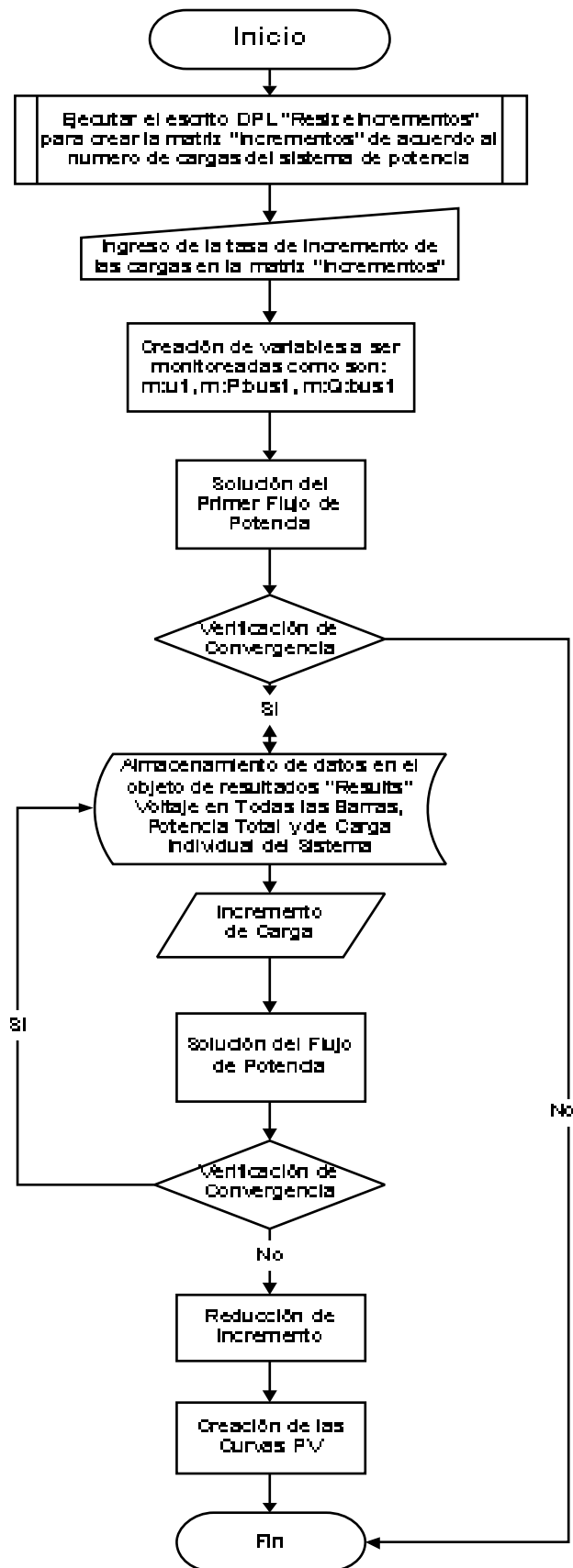


Figura 3-17 Diagrama de Flujo del Programa "Curvas PV"

CAPÍTULO 4

ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEQ

4.1 CONDICIONES ACTUALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO³

4.1.1 BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

La potencia requerida por el sistema eléctrico Quito se incrementó en el 2010, ya que la demanda máxima llegó a los 630 MW, como se desprende de los registros de medición en los alimentadores de cada subestación de carga.

En lo que se refiere a la pérdidas eléctricas en el 2010 se obtuvo un índice del 8,52% en energía, siendo el 6,31% por técnicas y el 2,21% por no técnicas, lo que resultó en una disminución gradual respecto al valor del 2001, que fue del 16,12%. Si bien las pérdidas técnicas están en un valor aceptable, se tiene previsto algunas acciones para disminuirlas; así como también, en lo que se refiere a la reducción de pérdidas no técnicas, se tiene un plan para reducir su nivel, con lo cual, se aspira mejorar aún más los índices establecidos por el CONELEC.

4.1.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO

La magnitud de potencia y energía requerida por el sistema eléctrico Quito impuso que desde 2001 se incremente la capacidad de transferencia del SNT al SEQ en 138 kV y 46 kV. En 2001 se aumentó la capacidad en la S/E Santa Rosa, mediante un segundo transformador trifásico de 45/60/75 MVA, 138/46 kV, en 2002 en la S/E Vicentina, se sustituyó un transformador dañado de CELEC EP-UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC mediante uno de 60/80/100 MVA, 138/46 kV, en 2003 se incrementó la capacidad de transferencia de 230 kV a 138 kV, mediante el ingreso de la S/E Pomasqui de 300 MVA, de CELEC EP-UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC, en 2006 en la S/E Santa Rosa se energizaron

adicionalmente un banco de 3 autotransformadores de 225/300/375 MVA, 230/138 kV; y a noviembre de 2007 en los puntos de transferencia de la EEQ se incrementó en la S/E Selva Alegre de 138/46 kV, un segundo transformador de 60/80/100 MVA.

En condiciones normales de operación, los puntos de conexión del SEQ con el SNT no han tenido problemas de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio, puesto que, la carga de los transformadores, los voltajes de barras, el factor de potencia, las cargas de líneas y las pérdidas eléctricas técnicas, están en valores aceptables.

El cambio en la normativa del sector eléctrico sobre el cumplimiento del factor de potencia en los puntos de conexión con el SNT, que según la última regulación del CONELEC disminuyó de 0,98 a 0,96, en demanda máxima y media, y menor a 0,99 en mínima, ha incidido positivamente en el sistema para no tener limitaciones eléctricas importantes de voltajes, factor de potencia, sobrecargas de líneas. Aunque a nivel de subestaciones de distribución se tiene algunos problemas de sobrecarga por el atraso en los nuevos equipamientos.

4.1.3 CARGAS DE PRIMARIOS Y SUBESTACIONES

Las cargas de los circuitos primarios y subestaciones de distribución, que se indican en las tablas Tabla 4-1, Tabla 4-2 y

Tabla 4-3 para demanda máxima, media y mínima, respectivamente, se obtuvieron de la base de datos de la Unidad de Pérdidas Técnicas, para el día de análisis del SEQ (14 de diciembre de 2010). También se disponen de factores de potencia reales de las cargas de cada primario y subestación de distribución, lo cual permite una mayor exactitud en los estudios eléctricos del sistema.

Tabla 4-1 Cargas de Primarios y Subestaciones en Demanda Máxima

LECTURAS COINCIDENTES DE POTENCIA DE PRIMARIOS EL 14/DIC/2010 – 19:30					
SUBESTACIONES	P (MW)	Q (MVA_r)	SUBESTACIONES	P (MW)	Q (MVA_r)
<i>C1 ADELCA</i>	8,00	1,00	<i>C BANCOS</i>	5,88	1,68
<i>C1 BARRIO NUEVO</i>	7,00	3,00	<i>C BOOSTER1</i>	4,00	2,00
<i>C1 CRISTIANÍA</i>	26,03	6,16	<i>C BOOSTER2</i>	4,00	2,00
<i>C1 COTOCOLLAO</i>	8,00	2,00	<i>C BOSQUE</i>	16,47	3,93
<i>C1 EPICLACHIMA</i>	21,47	5,16	<i>C CAROLINA</i>	15,92	4,57
<i>C1 ESPEJO</i>	15,57	3,37	<i>C CHIMBACALLE</i>	14,83	3,77
<i>C1 LULUNCOTO</i>	5,80	1,48	<i>C CONOCOTO</i>	17,00	4,00
<i>C1 POMASQUI</i>	21,48	5,90	<i>C ENKADOR</i>	2,55	1,58
<i>C1 RIO COCA</i>	13,56	3,66	<i>C FLORESTA</i>	7,62	2,56
<i>C1 TUMBACO</i>	20,51	4,99	<i>C GRANDA CENTENO</i>	11,34	3,10
<i>C2 ADELCA</i>	17	1,00	<i>C IÑAQUITO</i>	14,84	3,41
<i>C2 BARRIONUEVO</i>	0,00	0,00	<i>C MARÍN</i>	7,29	1,88
<i>C2 CRISTIANÍA</i>	19,43	4,91	<i>C MACHACHI</i>	18,58	5,66
<i>C2 COTOCOLLAO</i>	21,47	6,29	<i>C MIRAFLORES</i>	4,68	2,12
<i>C2 EPICLACHIMA</i>	22,70	5,34	<i>C NOVOPAN</i>	2,00	0,50
<i>C2 ESPEJO</i>	15,02	2,56	<i>C OLÍMPICO</i>	15,29	4,23
<i>C2 LULUNCOTO</i>	2,52	0,41	<i>C PAPALLACTA</i>	4,27	0,91
<i>C2 POMASQUI</i>	23,11	6,91	<i>C PÉREZ GUERRO</i>	9,75	1,83
<i>C2 RIO COCA</i>	14,52	3,71	<i>C QUINCHE</i>	17,82	3,56
<i>C2 TUMBACO</i>	17,81	4,06	<i>C SANGOLQUI</i>	13,02	3,71
<i>C3 ADELCA</i>	2,30	1,40	<i>C SAN RAFAEL</i>	20,88	6,84
<i>C3 BARRIONUEVO</i>	16,02	4,38	<i>C SANTA ROSA</i>	17,00	4,00
<i>C4 ADELCA</i>	2,30	1,4	<i>C SAN ROQUE</i>	13,18	3,90
<i>C 10 NUEVA</i>	11,59	2,96	<i>C ESCUELA SUCRE</i>	5,06	1,03
<i>C 10 VIEJA</i>	4,38	1,07			
<i>C ANDALUCÍA</i>	15,46	4,83	<i>C TABABELA</i>	6,00	2,00
<i>C BELISARIO QUEVEDO</i>	7,58	2,28			

Tabla 4-2 Cargas de Primarios y Subestaciones en Demanda Media

LECTURAS COINCIDENTES DE POTENCIA DE PRIMARIOS EL 14/DIC/2010 – 12:00					
SUBESTACIONES	P (MW)	Q (MVA_r)	SUBESTACIONES	P (MW)	Q (MVA_r)
<i>C1 ADELCA</i>	5,29	1,00	<i>C BANCOS</i>	3,25	1,93
<i>C1 BARRIO</i>	7,10	3,00	<i>C BOOSTER1</i>	6,10	3,70

NUEVO					
C1 CRISTIANÍA	19,66	8,35	C BOOSTER2	6,30	3,90
C1 COTOCOLLAO	5,50	1,50	C BOSQUE	12,93	4,29
C1 EPICLACHIMA	12,35	5,04	C CAROLINA	17,55	5,06
C1 ESPEJO	8,78	4,41	C CHIMBACALLE	9,80	4,50
C1 LULUNCOTO	3,00	1,53	C CONOCOTO	9,00	5,00
C1 POMASQUI	16,47	7,24	C ENKADOR	2,55	1,58
C1 RIO COCA	11,86	4,90	C FLORESTA	8,11	3,05
C1 TUMBACO	16,39	6,54	C GRANDA CENTENO	10,74	3,60
C2 ADELCA	29,00	1,00	C IÑAQUITO	16,84	4,34
C2 BARRIONUEVO	0,00	0,00	C MARIN	6,21	2,30
C2 CRISTIANÍA	21,43	8,50	C MACHACHI	13,31	4,91
C2 COTOCOLLAO	16,72	7,32	C MIRAFLORES	3,91	1,47
C2 EPICLACHIMA	20,10	6,80	C NOVOPAN	2,00	0,60
C2 ESPEJO	8,78	4,22	C OLÍMPICO	13,70	5,16
C2 LULUNCOTO	1,73	0,54	C PAPALLACTA	2,50	0,85
C2 POMASQUI	16,08	9,34	C PÉREZ GUERRO	9,28	2,59
C2 RIO COCA	13,29	4,68	C QUINCHE	11,70	4,88
C2 TUMBACO	14,17	5,42	C SANGOLQUI	11,20	4,31
C3 ADELCA	5,30	2,40	C SAN RAFAEL	180	6,00
C3 BARRIONUEVO	10,44	4,79	C SANTA ROSA	13,00	2,00
C4 ADELCA	5,30	2,40	C SAN ROQUE	10,90	3,36
C 10 NUEVA	11,66	3,25	C ESCUELA SUCRE	4,07	1,13
C 10 VIEJA	6,02	1,64			
C ANDALUCÍA	12,03	5,41	C TABABELA	5,00	1,8
C BELISARIO QUEVEDO	7,86	2,75			

Tabla 4-3 Cargas de Primarios y Subestaciones en Demanda Mínima

LECTURAS COINCIDENTES DE POTENCIA DE PRIMARIOS EL 14/DIC/2010 - 03:30					
SUBESTACIONES	P (MW)	Q (MVar)	SUBESTACIONES	P (MW)	Q (MVar)
C1 ADELCA	5,29	1,00	C BANCOS	2,00	1,00
C1 BARRIO NUEVO	4,00	1,50	C BOOSTER1	4,2	2,60
C1 CRISTIANÍA	12,00	4,41	C BOOSTER2	4,00	2,50
C1 COTOCOLLAO	3,00	1,00	C BOSQUE	5,65	2,65
C1 EPICLACHIMA	7,83	3,63	C CAROLINA	6,44	2,70
C1 ESPEJO	5,41	2,93	C CHIMBACALLE	5,61	3,10
C1 LULUNCOTO	1,90	1,20	C CONOCOTO	7,00	3,00
C1 POMASQUI	14,00	4,97	C ENKADOR	2,55	1,58

<i>C1 RIO COCA</i>	5,91	3,03	<i>C FLORESTA</i>	3,56	1,71
<i>C1 TUMBACO</i>	13,36	4,23	<i>C GRANDA CENTENO</i>	5,11	2,43
<i>C2 ADELCA</i>	14,35	1,00	<i>C IÑAQUITO</i>	5,76	1,69
<i>C2 BARRIONUEVO</i>	0,00	0,00	<i>C MARÍN</i>	2,41	1,30
<i>C2 CRISTIANÍA</i>	15,00	3,73	<i>C MACHACHI</i>	13,67	4,82
<i>C2 COTOCOLLAO</i>	11,00	4,00	<i>C MIRAFLORES</i>	1,71	0,83
<i>C2 EPICLACHIMA</i>	11,74	3,51	<i>C NOVOPAN</i>	1,10	0,40
<i>C2 ESPEJO</i>	5,70	2,45	<i>C OLÍMPICO</i>	6,11	3,45
<i>C2 LULUNCOTO</i>	0,70	0,32	<i>C PAPALLACTA</i>	2,61	0,62
<i>C2 POMASQUI</i>	16,00	5,96	<i>C PÉREZ GUERRO</i>	3,07	0,87
<i>C2 RIO COCA</i>	6,74	2,60	<i>C QUINCHE</i>	12,08	2,72
<i>C2 TUMBACO</i>	8,40	2,78	<i>C SANGOLQUI</i>	9,35	3,23
<i>C3 ADELCA</i>	4,40	2,00	<i>C SAN RAFAEL</i>	11,97	5,39
<i>C3 BARRIONUEVO</i>	5,56	3,26	<i>C SANTA ROSA</i>	7,00	1,50
<i>C4 ADELCA</i>	4,30	2,00	<i>C SAN ROQUE</i>	4,53	1,71
<i>C 10 NUEVA</i>	6,00	1,83	<i>C ESCUELA SUCRE</i>	1,32	0,64
<i>C 10 VIEJA</i>	2,10	0,82			
<i>C ANDALUCÍA</i>	7,58	4,03	<i>C TABABELA</i>	4,00	1,30
<i>C BELISARIO QUEVEDO</i>	3,76	1,66			

4.1.4 POTENCIA GENERADA E IMPORTACIÓN DE POTENCIA

La potencia generada en demanda máxima, media y mínima por los generadores pertenecientes al Sistema Eléctrico Quito y por auto productores se presenta en Tabla 4-4,

Tabla 4-5 y

Tabla 4-6.

Tabla 4-4 Generación Hidráulica de Centrales Pertenecientes a la EEQ

GENERACIÓN DE CENTRALES HIDRÁULICAS PERTENECIENTES A LA EEQ						
CENTRAL HIDRÁULICA	DEMANDA MÁXIMA 19:30		DEMANDA MEDIA 12:00		DEMANDA MÍNIMA 3:30	
	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
CUMBAYÁ 1	9	0,65	8	0,5	0	0
CUMBAYÁ 2	9	0,65	8	0,5	9	0,5
CUMBAYÁ 3	9	0,65	0	0	0	0
CUMBAYÁ 4	9	0,65	8	0,5	9	0,5
URABIA	0	0	0	0	0	0
GUANGOPOLO 1	0	0	0	0	0	0
GUANGOPOLO 2	0	0	0	0	0	0
GUANGOPOLO 3	0	0	0	0	0	0
GUANGOPOLO 4	1,7	0,3	1,7	0,2	0	0
GUANGOPOLO 5	0	0	0	0	0	0
GUANGOPOLO 6	9,8	0,1	9,6	0,2	10,8	0,2
CHILLOS 1	0,9	0,13	0,9	0,13	0,9	0,13
CHILLOS 2	0,9	0,13	0,9	0,13	0,9	0,13
GUANGOPOLO 7	15,13	5,73	11,02	-0,21	14,03	-0,09
PASOCHOA 1	1,8	0,87	1,9	0,92	1,9	0,92
PASOCHOA 2	1,8	0,87	1,9	0,92	1,9	0,92
NAYON1	15,1	1	11,2	1	13,5	1
NAYON2	15,4	1	11	1	0	0

Tabla 4-5 Generación Térmica de Centrales Pertencientes a la EEQ

GENERACIÓN DE CENTRALES TÉRMICAS PERTENECIENTES A LA EEQ						
CENTRAL TÉRMICA	DEMANDA MÁXIMA 19:30		DEMANDA MEDIA 12:00		DEMANDA MÍNIMA 3:30	
	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
LULUNCOTO 1	2	0,5	0	0	0	0
LULUNCOTO 2	2	0,5	0	0	0	0
LULUNCOTO 3	2	0,5	0	0	0	0
G. HERNÁNDEZ 1	5,2	1,5	5,2	1,5	5,2	1,2
G. HERNÁNDEZ 2	5,2	1,5	5,2	1,5	5,2	1,2
G. HERNÁNDEZ 3	5	1,5	5	1,5	5	1,2

G. HERNÁNDEZ 4	0	0	0	0	0	0
G. HERNÁNDEZ 5	5	1,5	4,8	1,5	5,2	1,2
G. HERNÁNDEZ 6	5,2	1,5	5,2	1,5	5,2	1,2

Tabla 4-6 Generación Perteneiente a Auto productores

GENERACIÓN DE CENTRALES AUTOPRODUCTORES						
UNIDAD	DEMANDA MÁXIMA 19:30		DEMANDA MEDIA 12:00		DEMANDA MÍNIMA 3:30	
	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)
LA CALERA 1	0,7	0,34	0,7	0,34	0,7	0,34
LA CALERA 2	0,35	0,17	0,35	0,17	0,35	0,17
LA CALERA 3	0,35	0,17	0,35	0,17	0,35	0,17
NOROCCIDENTE	0,9	0,32	0,9	0,32	0,9	0,32
PERLABÍ	1,4	0,25	1,5	0,15	1,47	0,92
SILLUNCHI	0,36	0,17	0,36	0,17	0,36	0,17
EQUINOCCIAL	2,77	1,34	2,78	1,35	2,73	1,32
EL CARMEN	4,01	0,67	4	4,5	5,27	3,37
LORETO	0,8	0,34	0,76	0,14	0,68	0,1
PAPALLACTA	0	0	0	0	0	0
PAPALLACTA	1,61	0,67	1,51	0,27	1,36	0,19
RECUPE RADORA	5	-2,7	9,5	0	3	0

Es muy importante tener estas mediciones ya que para un estudio de estabilidad de voltaje, los generadores deben estar fijados con la potencia que estuvieron generando en dicho instante.

Respecto a la importación de potencia, se tiene registros de medición en los puntos de conexión al SNI, estos registros de potencia se muestran en la Tabla 4-7.

Tabla 4-7 Registros de potencia consumida en los puntos de conexión al SNI.

REGISTROS DE POTENCIA EN PUNTOS DE CONEXIÓN AL SNI (14-DIC-2010)						
TRANSFORMADORES	MÁXIMA		MEDIA		MÍNIMA	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
VICENTINA T1	31,9	-3,5	30	-2	13	-3
VICENTINA T2	58,8	17	50	17	24	12
SANTA ROSA TRN	49	17	38	16	21	16
SANTA ROSA TRP	52	15	40	15	22	15
LÍNEAS	MÁXIMA		MEDIA		MÍNIMA	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
SANTA ROSA-EUGENIO ESPEJO	116	23	97	29	44	9
SANTA ROSA-SELVA ALEGRE	73	17	57	21	17	12
SANTA ROSA-PAPALLACTA	4	1	4	1	4	1
POMASQUI-QUITO 1	96	24	87	28	68	26
POMASQUI-QUITO 2	37	19	35	14	29	8
SANTA ROSA 230 kV	-368	-5	-210	-67	100	-96
POMASQUI-JAMONDINO	-171	-102	-266	-51	-392	-25
VICENTINA-MULALÓ	-46	11	-4	1	27	0,1
POMASQUI 138-IBARRA	75	7	50	7	34	1

Estos datos se utilizan al momento de simular el sistema en DigSILENT PowerFactory para verificar que los resultados de la simulación sean similares a los datos medidos, en el Anexo 2 se puede ver gráficamente los flujos descritos.

4.2 PLAN DE EXPANSIÓN DE LA EEQ³

La EEQ contempla el crecimiento de carga anual en el plan de expansión. Este plan consta de instalación de nuevos transformadores en subestaciones, construcción de nuevas líneas de transmisión, construcción de nuevas centrales de generación, construcción de nuevas subestaciones e instalación de bancos de capacitores.

La situación futura de las subestaciones, líneas de transmisión y subtransmisión del SEQ se detallan en el anexo 2.

4.2.1 INVERSIONES EN GENERACIÓN

Para el periodo 2010-2020, la EEQ tiene previsto la ejecución de la centrale hidroeléctrica Baeza con capacidad de generación de 50 MW y una inversión de \$ 190,5 millones, la central Victoria con 10 MW y una inversión de \$19,9 millones, estas centrales cuentan con los diseños definitivos, estudios de impacto ambiental y se encuentra en proceso de financiamiento para su construcción. También se puede mencionar a la central Hidromundo, que se encuentra en fase de estudios.

En el mismo periodo, en las centrales hidráulicas y térmicas existentes se ha previsto inversiones en mantenimientos mayores de las unidades, incluido obras civiles por \$ 2 millones en la generación hidráulica y \$ 1 millón en la térmica.

4.2.2 TASA DE CRECIMIENTO DE CARGAS EN SUBESTACIONES

Las tasas de crecimiento anual para las cargas en las subestaciones al 2010 tomadas del Plan de Expansión de la EEQ se muestra en la Tabla 4-8.

Tabla 4-8 Porcentaje de Incremento en las Subestaciones de la EEQ 2010

PORCENTAJE DE INCREMENTO EN LAS SUBESTACIONES DE LA EEQ 2010-2020					
N°	S/E 2010	Tasa de Incremento Anual [%]	N°	S/E 2010	Tasa de Incremento Anual [%]
1	C1_ADELCA	2,04	27	C_B QUEV	3,25
2	C1_BRRNVO	3,50	28	C_BANCOS	4,00
3	C1_CRIST	6,25	29	C_BOOSTER1	0,00
4	C1_CTCLLO	6,00	30	C_BOOSTER2	0,00
5	C1_EPIC	4,75	31	C_BOSQUE	3,75
6	C1_ESPEJ	5,25	32	C_CAROL	4,50
7	C1_LULUN	2,75	33	C_CHCLLE	3,50
8	C1_POM	6,50	34	C_CONOC	5,50
9	C1_RCOCA	2,00	35	C_ENKAD	0,00
10	C1_TUMB	7,00	36	C_FLORST	3,30
11	C2_ADELCA	2,04	37	C_G CENT	3,75
12	C2_BRRNVO	0,00	38	C_INAQU	4,50
13	C2_CRIST	6,25	39	C_MARIN	2,00
14	C2_CTCLLO	6,00	40	C_MCHCHI	4,25
15	C2_EPIC	4,75	41	C_MRFLRS	3,00
16	C2_ESPEJ	5,25	42	C_NOVOPÁN	0,00

17	C2_LULUN	2,75	43	C_OLIMP	4,00
18	C2_POM	6,50	44	C_PAPALLACTA	2,75
19	C2_RCOCA	2,00	45	C_PGUERR	4,00
20	C2_TUMB	7,00	46	C_QUINCH	5,50
21	C3_ADELCA	0,00	47	C_SGOLQ	5,50
22	C3_BRRNVO	3,00	48	C_SRAFA	6,75
23	C4_ADELCA	0,00	49	C_SROSA	5,00
24	C_10N	4,00	50	C_SRQUE	2,00
25	C_10V	3,00	51	C_SUCRE	2,00
26	C_ALUCIA	4,00	52	C_TABAB	7,00

El porcentaje de crecimiento de las cargas en un estudio de estabilidad de voltaje se utiliza para obtener las curvas PV.

4.3 METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Para analizar la estabilidad de voltaje del sistema de potencia de la EEQ se utilizara el método de las curvas PV. Este método se utilizará para diferentes condiciones de carga en demanda máxima, media o mínima en un día determinado, mediante el programa desarrollado en lenguaje DPL (DlG SILENT Programming Language) de DlG SILENT PowerFactory. Se describen los pasos para realizar un estudio de estabilidad de voltaje en las secciones 4.3.1 y 4.3.2.

4.3.1 PASOS PREVIOS AL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Antes de iniciar el análisis se debe cumplir con ciertos requerimientos:

- 1 El sistema a ser analizado debe estar modelado en un software computacional que permita realizar análisis de estabilidad de voltaje, en este caso se utiliza el DlG SILENT PowerFactory. En el sistema se incluirá cargas, transformadores, líneas, barras, bancos de capacitores, banco de inductores, generadores y equivalentes de red.
- 2 Los puntos de conexión con sistemas de transmisión que no pertenezcan a la zona de estudio se deben modelar como equivalentes de red. En el capítulo 2 se describe la metodología para obtener dichos equivalentes.

- 3 Ingresar los datos de generación y definir el tipo de barra a la que están conectados los generadores, barra PV, PQ o Compensación. Para los análisis de estabilidad de voltaje, los generadores deben estar definidos para conectarlos a una barra PQ, es decir, se define la potencia activa y reactiva que están entregando los generadores.
- 4 Los equivalentes de red, al igual que los generadores, se deben definir a qué tipo de barra están conectados, esto dependerá de la robustez del equivalente o de la cantidad de potencia que se puede importar o exportar a la zona en estudio. Es importante tener los datos de voltaje y potencia activa en la barra del equivalente de red para la condición de operación seleccionada ya que si se define al equivalente como PV es necesario establecer la potencia activa y nivel de voltaje a los cuales están operando. En caso de elegir una barra de Compensación únicamente se debe definir el nivel de voltaje y el ángulo de referencia.
- 5 Para ingresar las cargas, se tienen los registros de medición de P y Q en cada subestación, de igual manera se debe definir que capacitores están operando para la condición de operación seleccionada.
- 6 Calcular un flujo de potencia para verificar que los resultados concuerden con los valores medidos en los puntos de conexión al SNI.
- 7 Una vez que el flujo de potencia concuerda con los registros de medición se procede a realizar el estudio de estabilidad de voltaje del sistema.

4.3.2 METODOLOGÍA

A continuación se describe la metodología propuesta para analizar un sistema de potencia a nivel de subtransmisión.

- 1 Para cada condición de demanda, definir el porcentaje de incremento de cada carga. En este estudio se considera como porcentajes de incremento

la tasa de crecimiento de carga anual en cada subestación de acuerdo al plan de expansión³.

- 2 Crear las curvas PV para monitorear el crecimiento de la carga y el comportamiento del voltaje en barras de las subestaciones, también se crea una curva PV donde se monitorea la potencia total y el voltaje en las barras de conexión al sistema de transmisión.
- 3 Verificar las condiciones del sistema después de haber incrementado las cargas seleccionadas para verificar si existen elementos sobrecargados con la nueva condición de demanda.
- 4 Una vez que se realizó los pasos anteriores para una condición de carga máxima del sistema, se procede a repetir los mismos para demanda media y mínima.
- 5 Una vez que se realiza el análisis para todas las condiciones de carga del sistema se procede a comparar y analizar los resultados y las curvas PV.

4.4 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA AL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEQ 2010

Para el análisis de estabilidad de voltaje del sistema de subtransmisión de la EEQ al 2010 se elige tres condiciones de carga: demanda máxima, demanda media y demanda mínima, para el 14 de diciembre de 2010, en donde se tuvo el incremento de carga más alto de los registrados en todo el año. Una vez que se cumple lo establecido en 4.3.1 se procede a generar las curvas PV considerando los factores de crecimiento de la tabla 4.8. Estos datos se insertan en la matriz de Incrementos del programa 'Curvas PV' y se procede a generar las curvas.

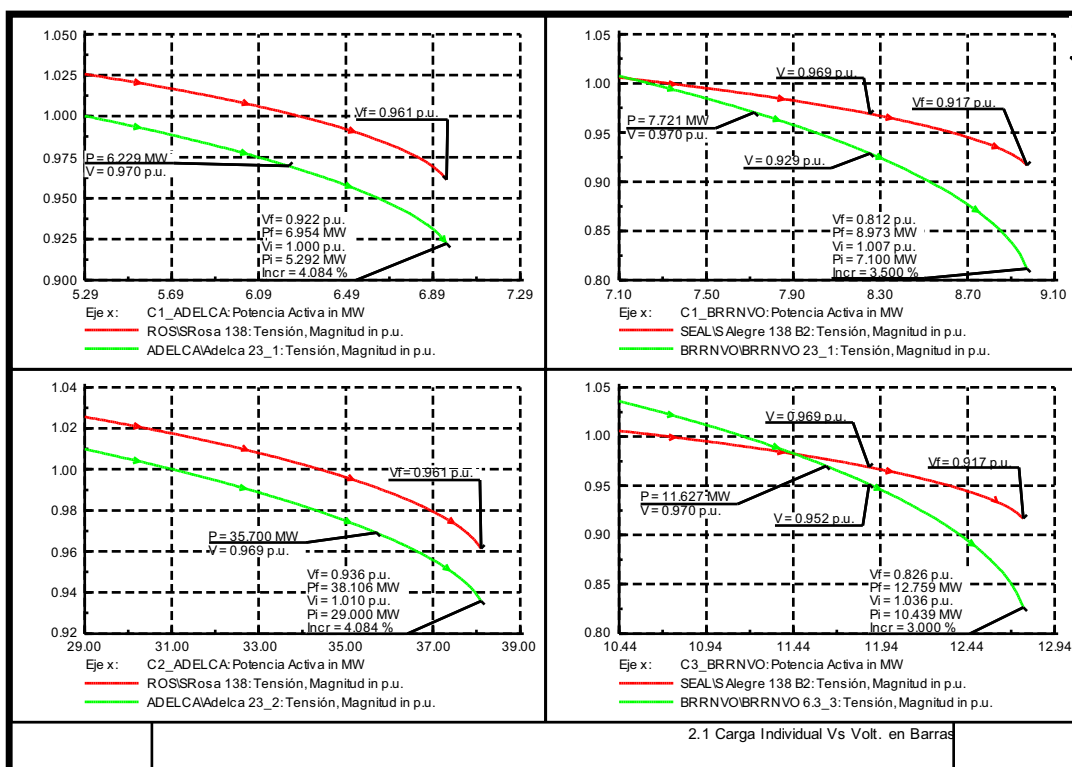
Se presentan tres tipos de curvas PV para cada condición de carga:

- En el primer tipo de curvas PV se monitorea el crecimiento de la carga en una barra y el comportamiento del voltaje en esa barra y en otra barra para

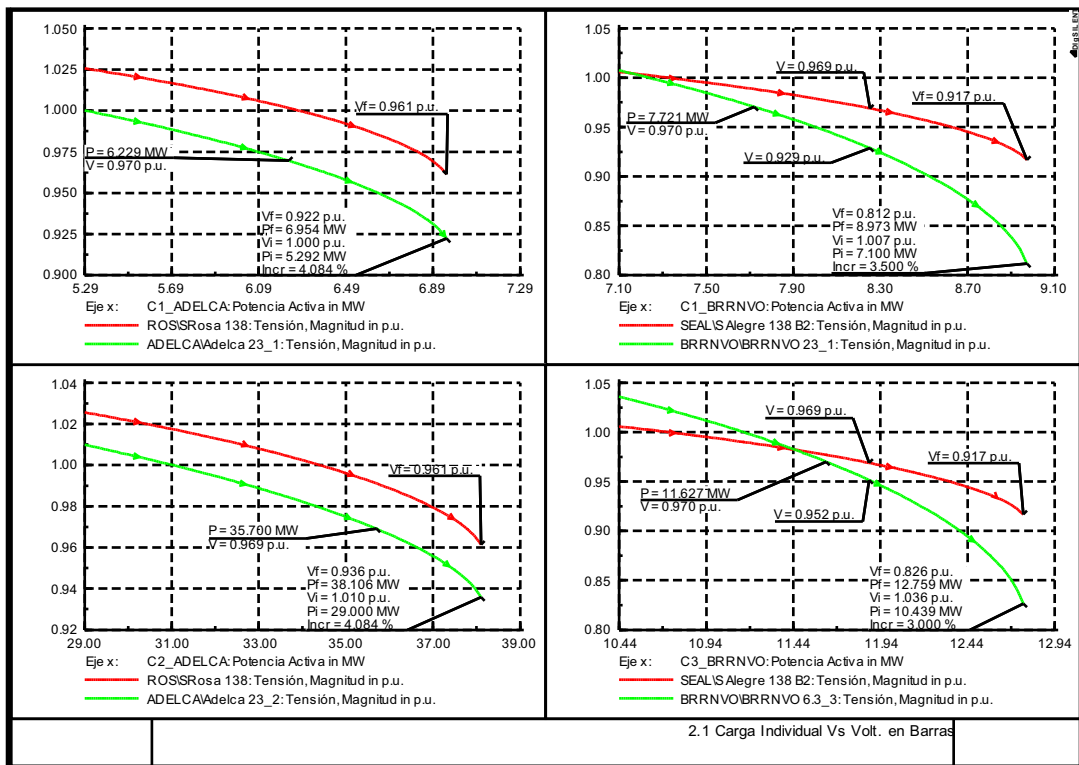
la misma condición de carga. Se muestra el voltaje y potencia inicial, voltaje y potencia en el punto de colapso de voltaje, porcentaje de incremento anual de cada barra, voltaje mínimo permitido (0,97 p.u.) y su correspondiente potencia. Este tipo de curva se realiza para todas las barras de carga del SEQ.

- En el segundo tipo de curvas PV se presentan curvas PV de las cargas más grandes. Se puede apreciar el crecimiento en potencia de cada carga y la variación de voltaje en sus respectivas barras, se especifica el voltaje y potencia en el punto de colapso de voltaje.
- En el tercer tipo se monitorea el crecimiento total de la carga del sistema y la variación del voltaje en las barras de conexión con el SNT a nivel de 138 kV. Se especifica voltaje y potencia en el punto de colapso de voltaje, voltaje, potencia inicial y margen de cargabilidad del sistema.

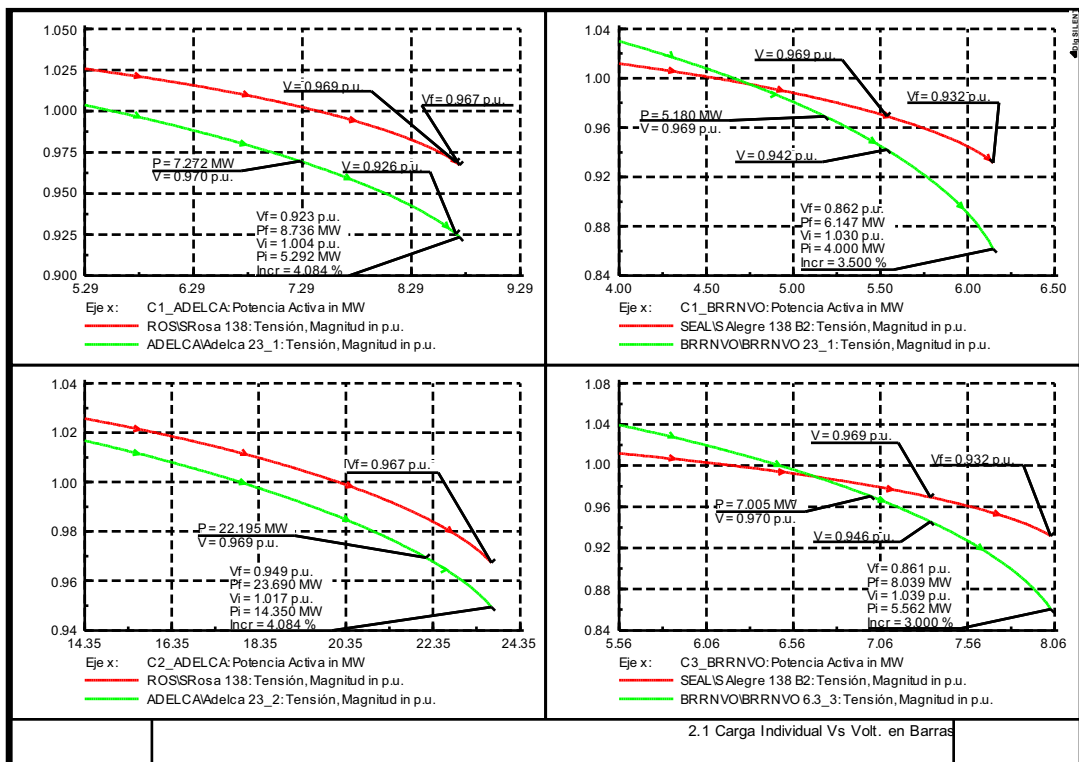
En las Figuras 4-1 a 4-15 se muestran los resultados obtenidos para las tres condiciones de carga: demanda máxima, demanda media y demanda mínima.



(a)

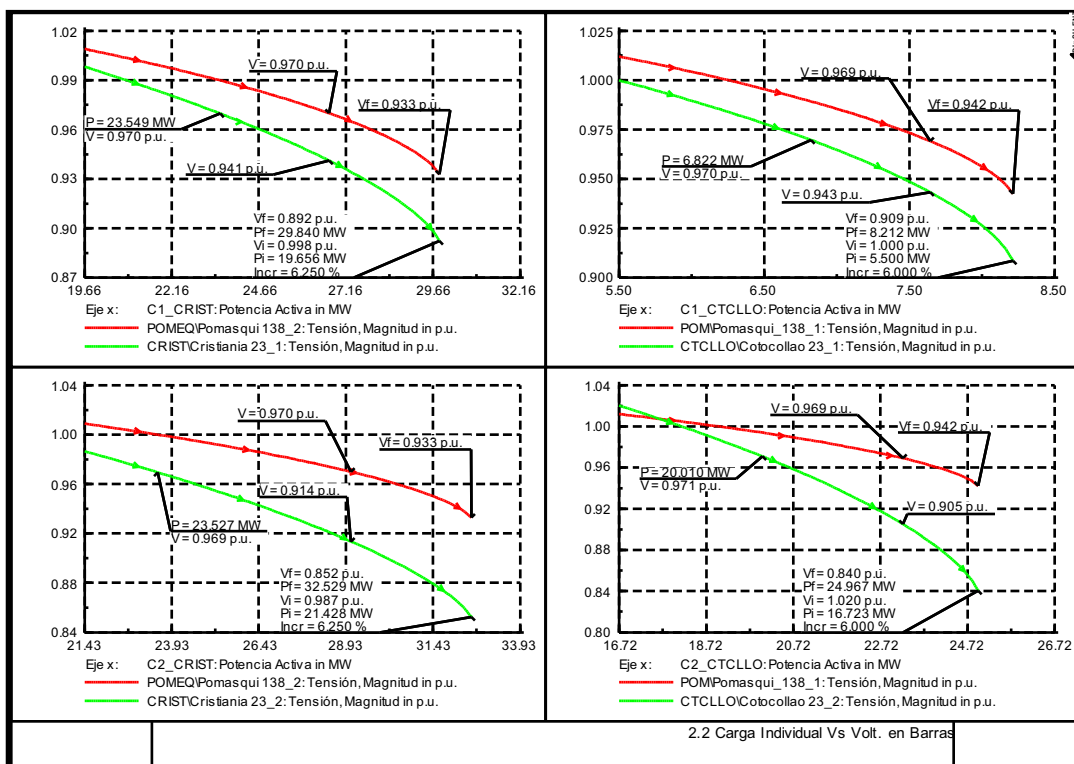
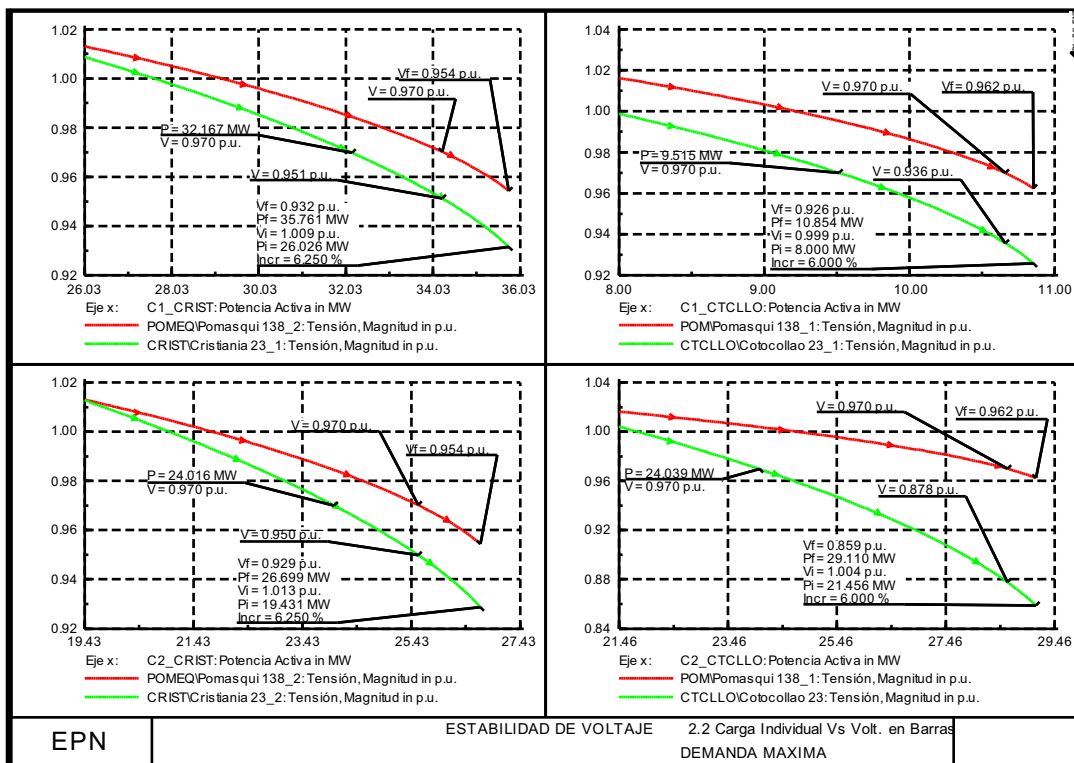


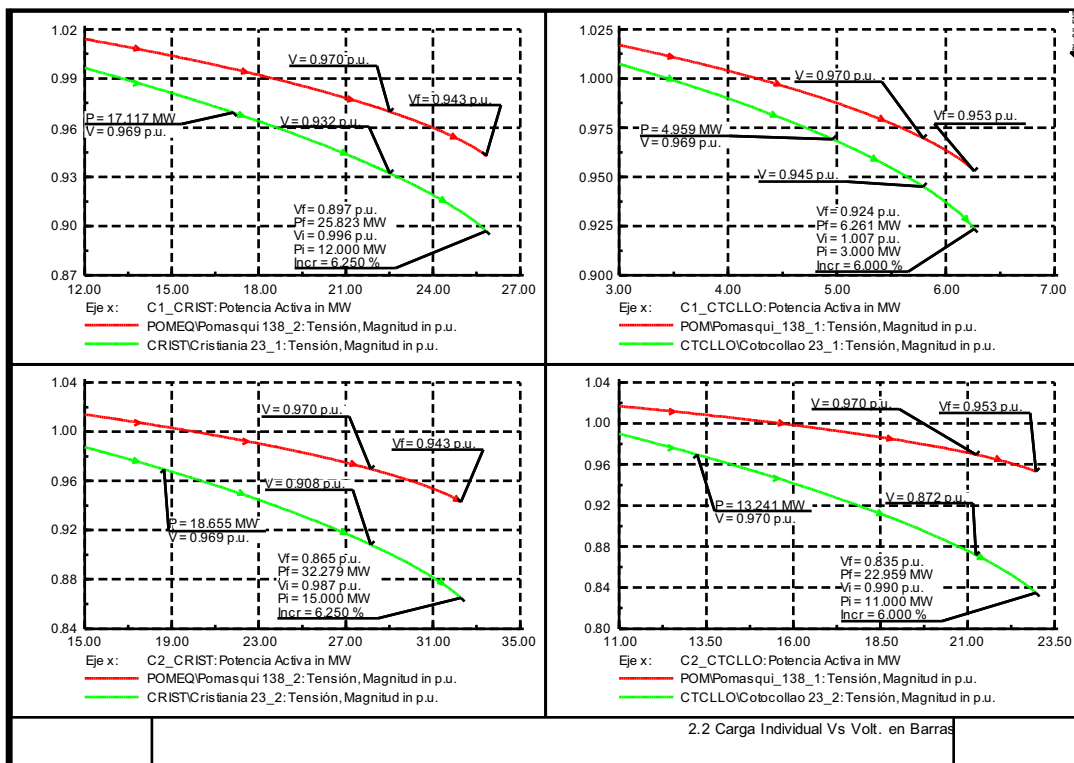
(b)



(c)

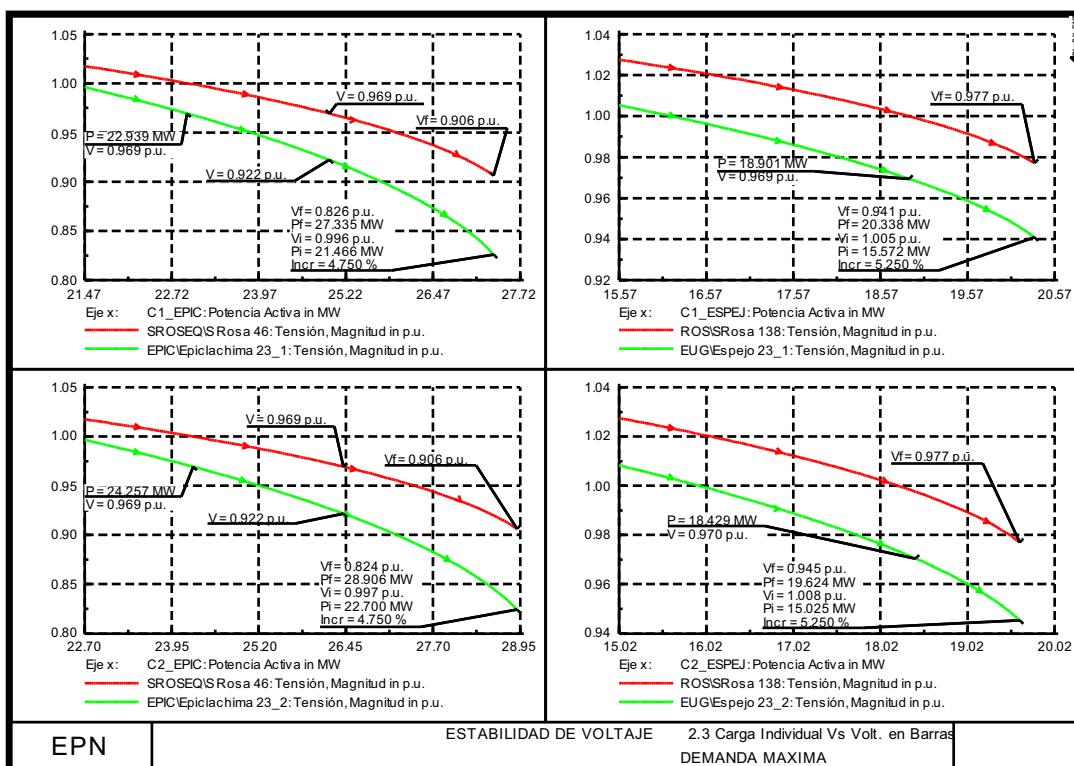
Figura 4-1 Curvas PV de las subestaciones Adelca y Barrionuevo. (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



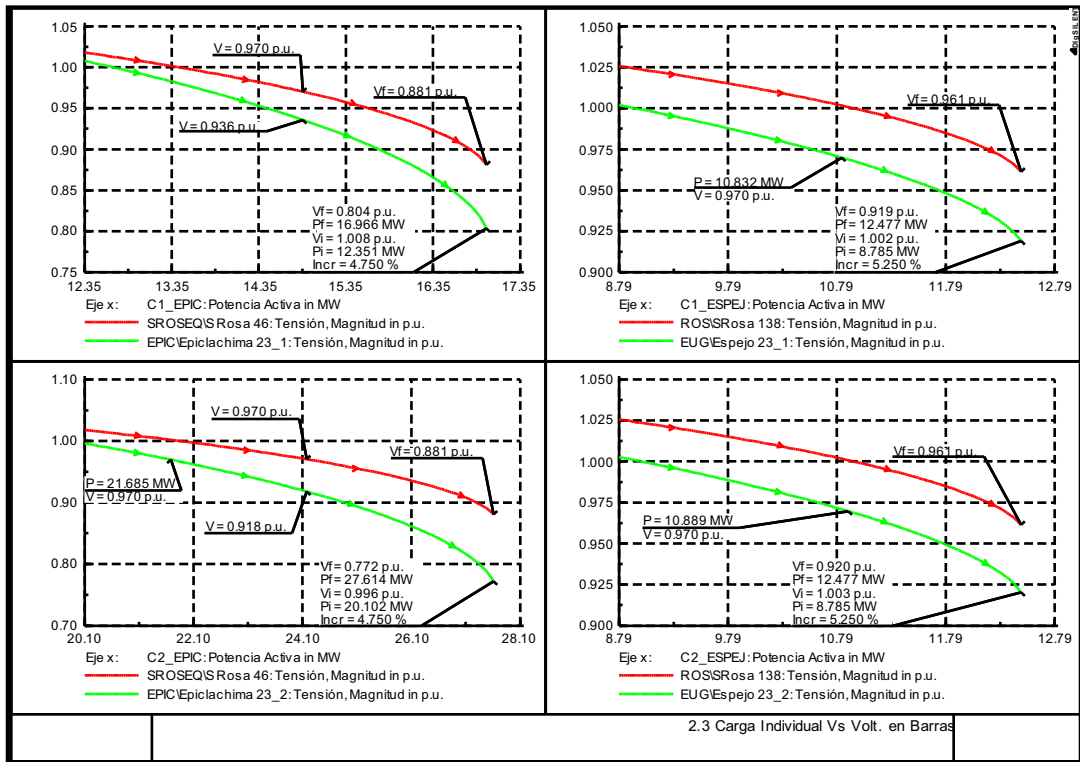


(c)

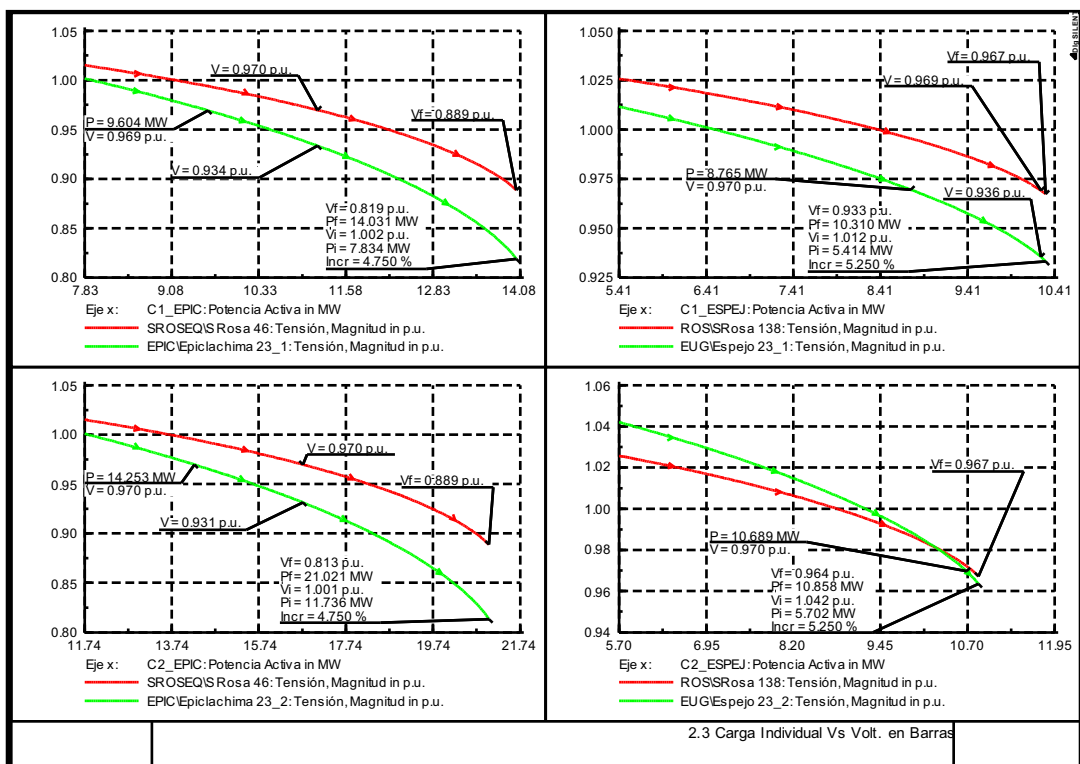
Figura 4-2 Curvas PV de las subestaciones Cristianía y Cotocollao. (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

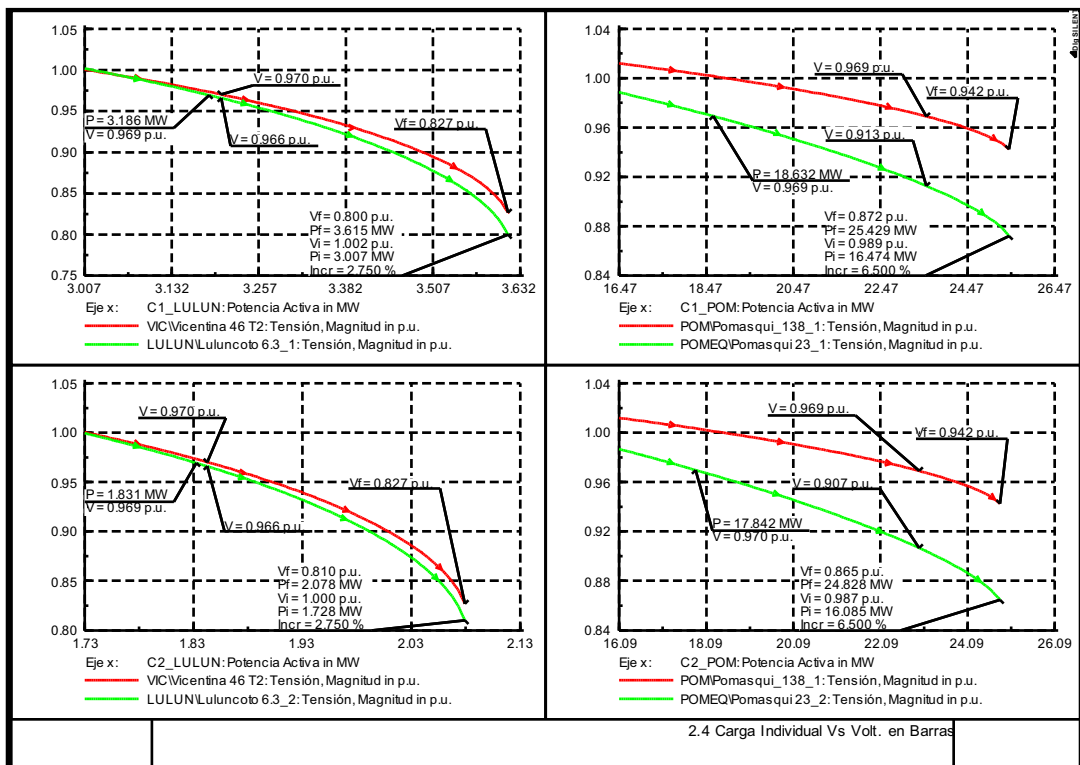
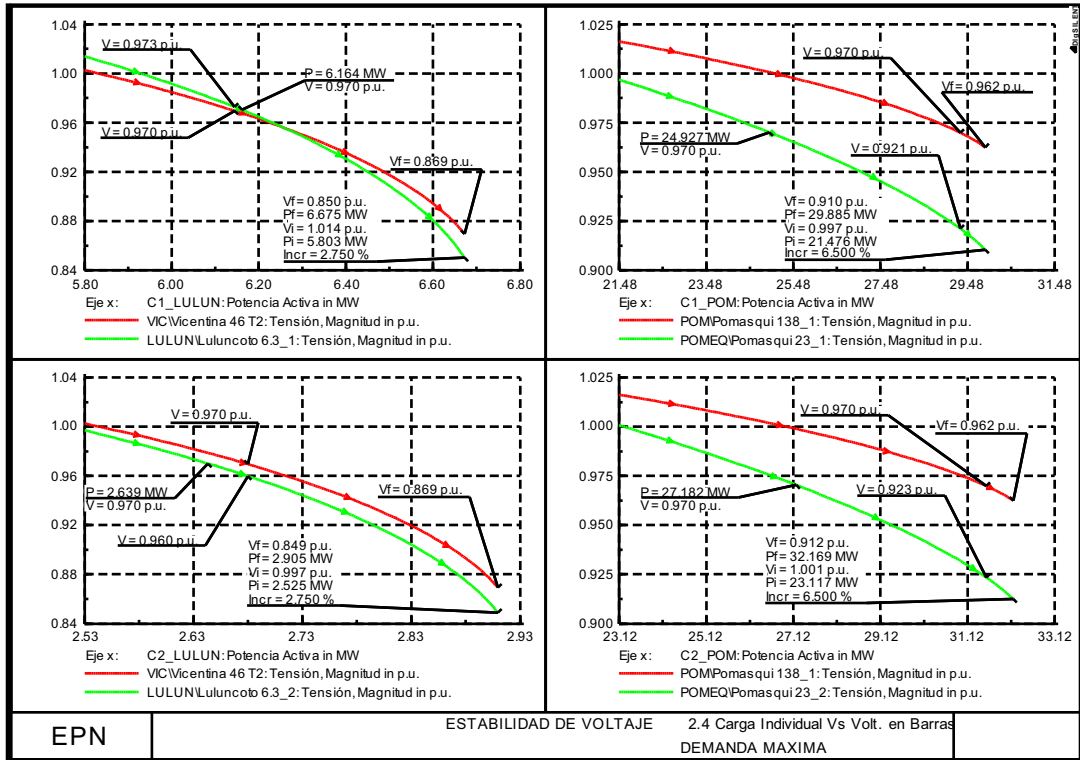


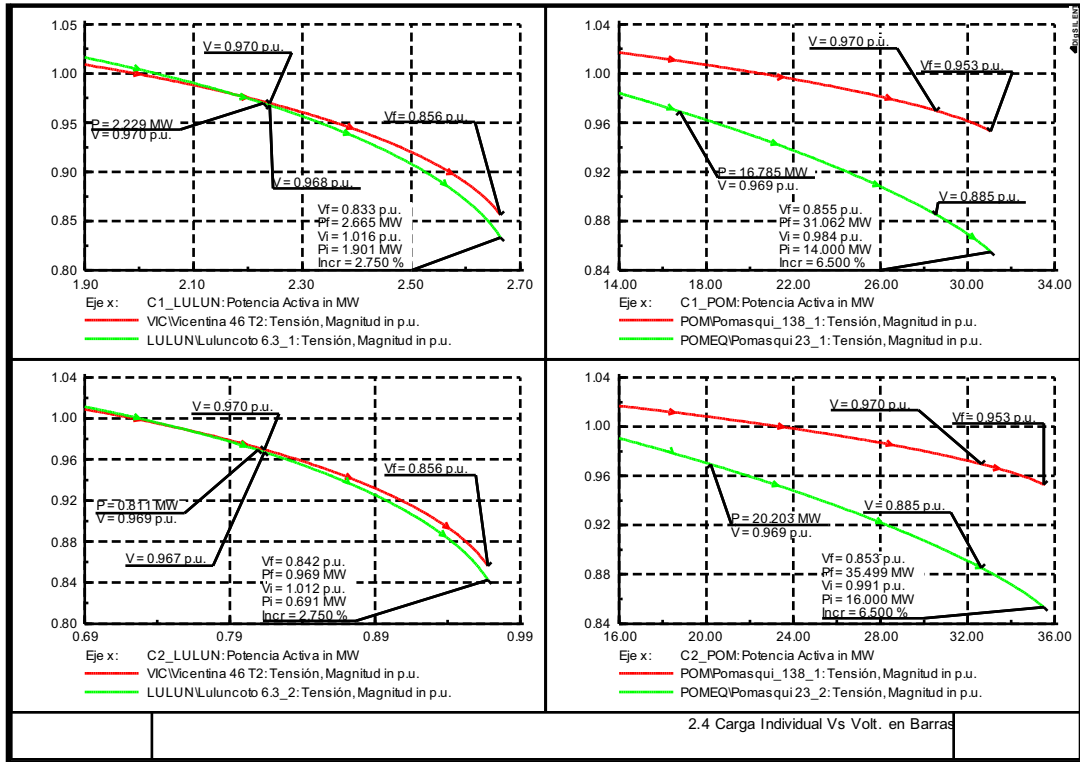
(b)



(c)

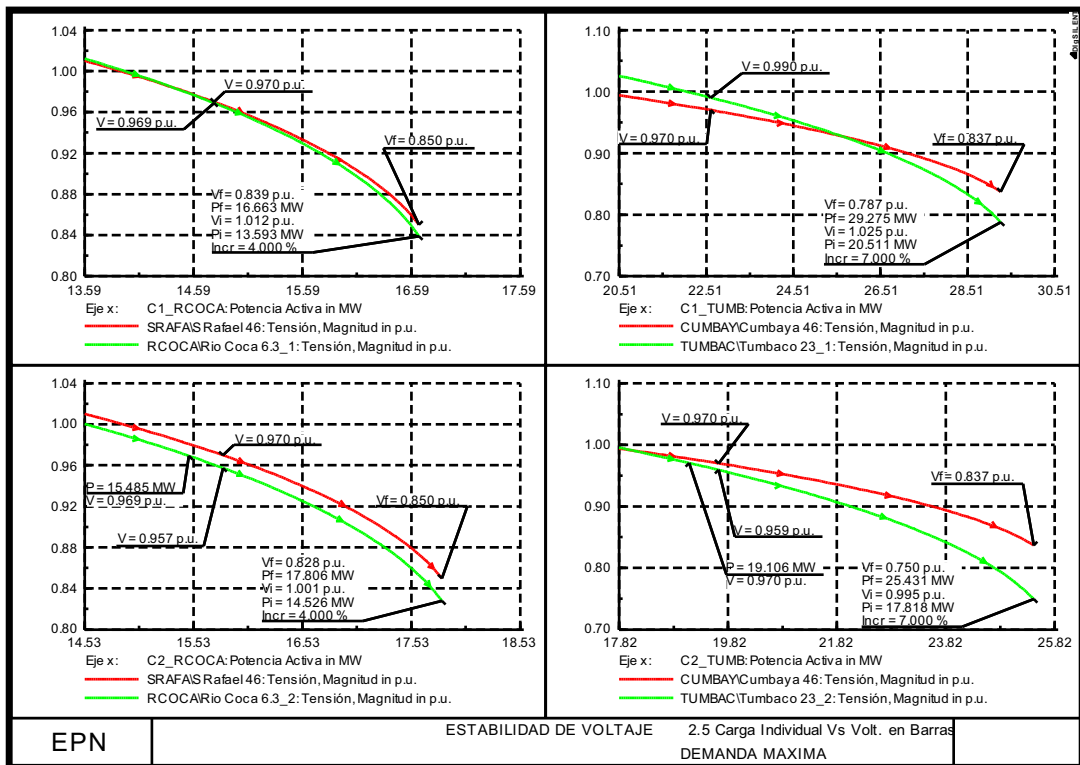
Figura 4-3 Curvas PV de las subestaciones Epiclachima y Eugenio Espejo. (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



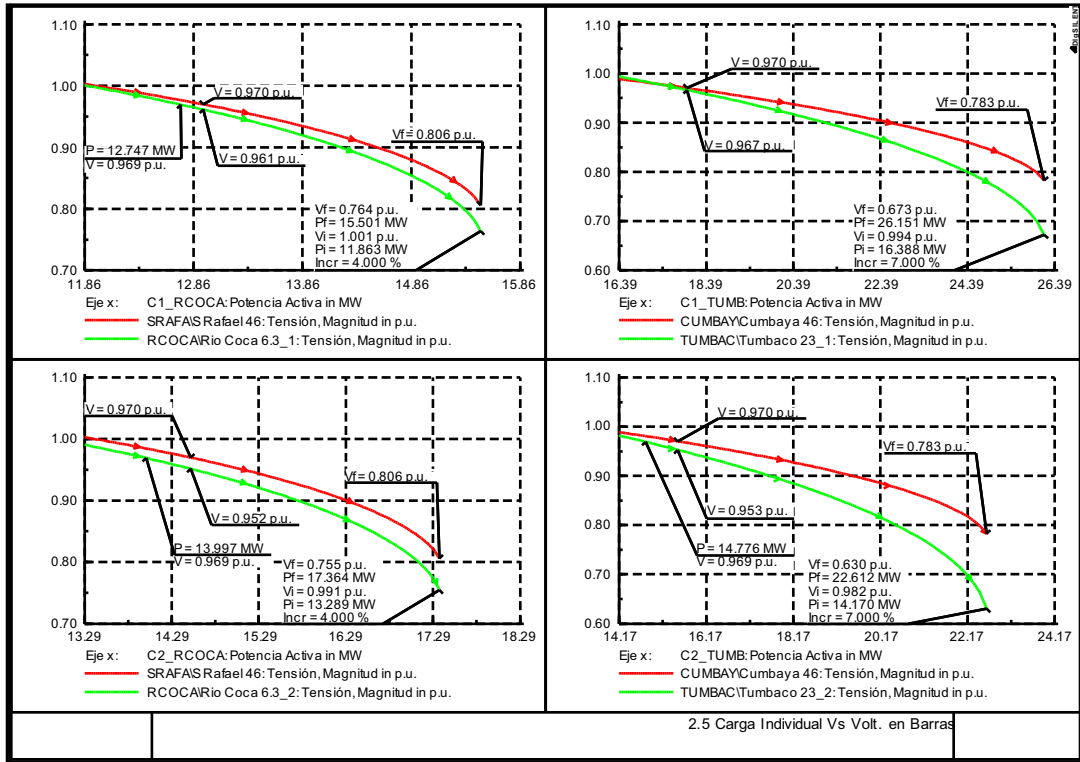


(c)

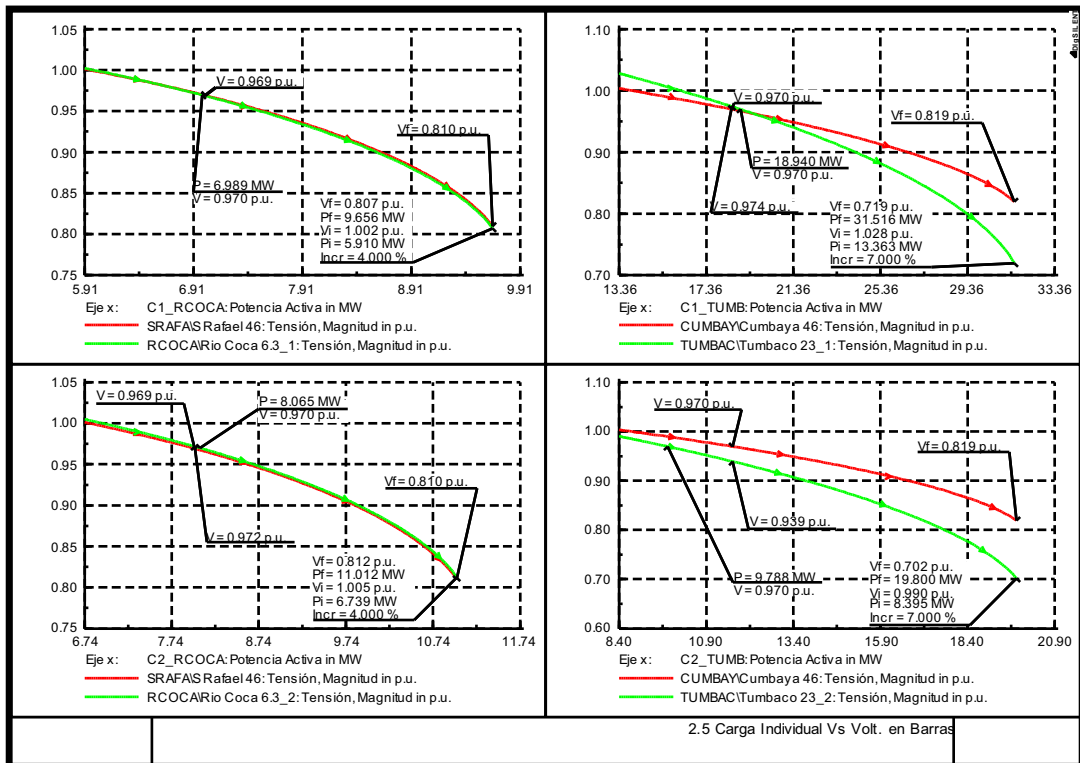
Figura 4-4 Curvas PV de las subestaciones Luluncoto y Pomasqui. (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

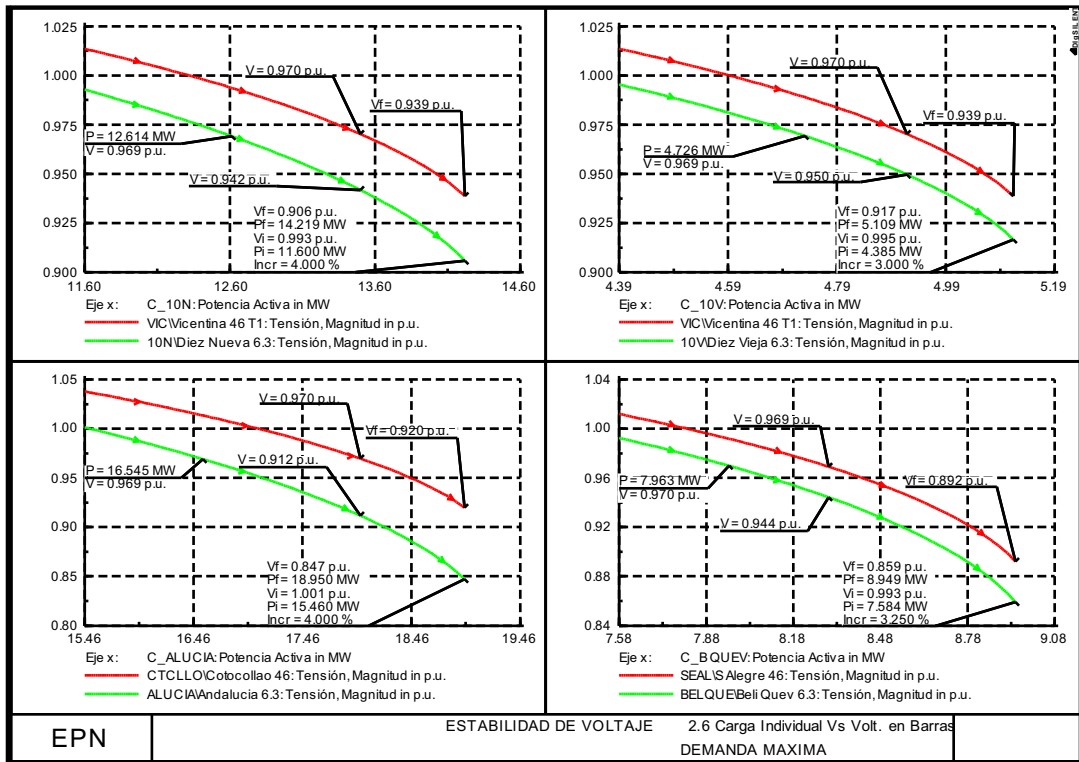


(b)

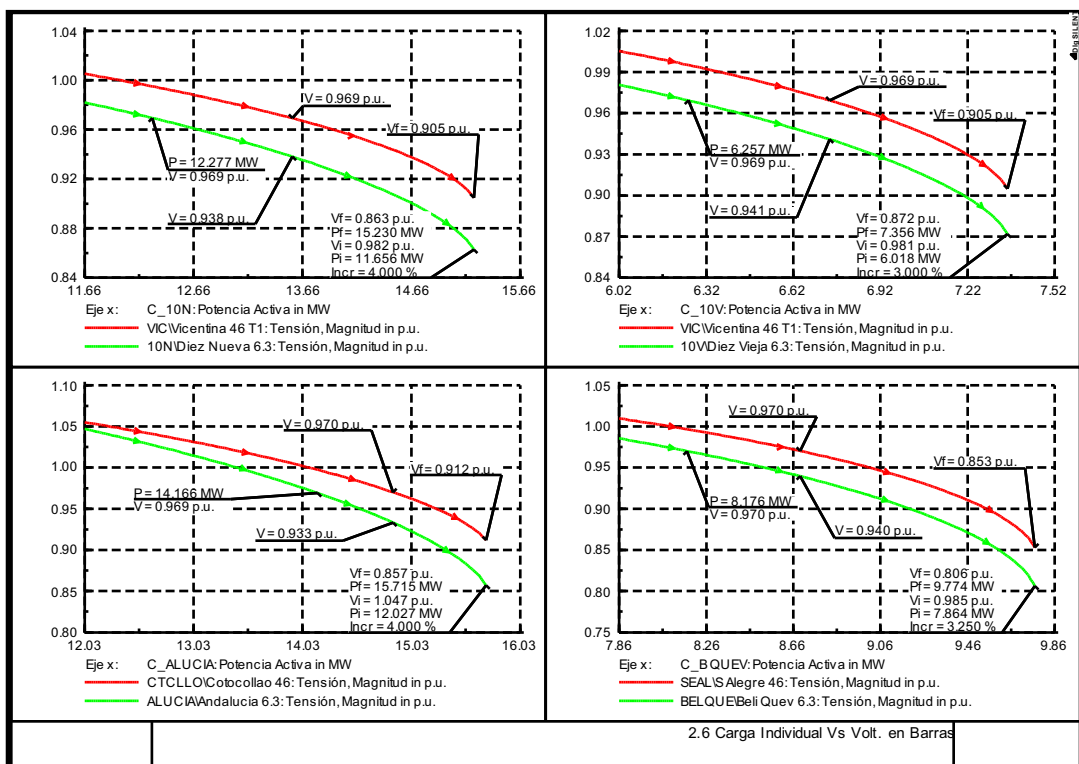


(c)

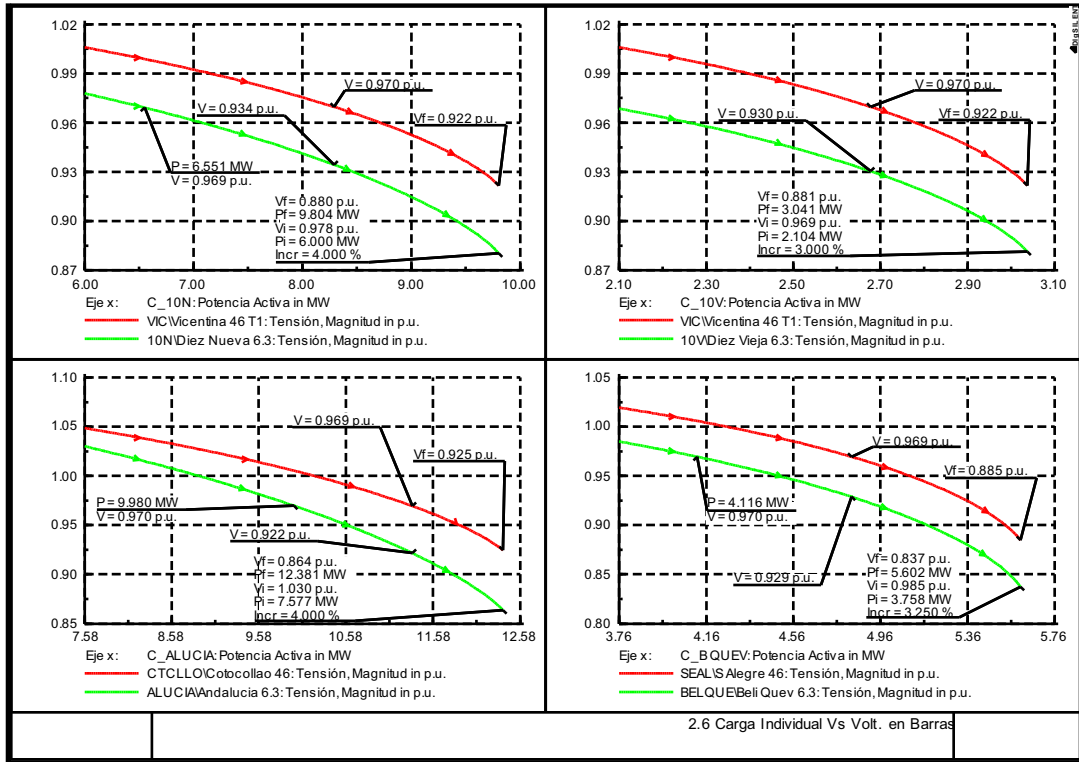
Figura 4-5 Curvas PV de las subestaciones Río Coca y Tumbaco. (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

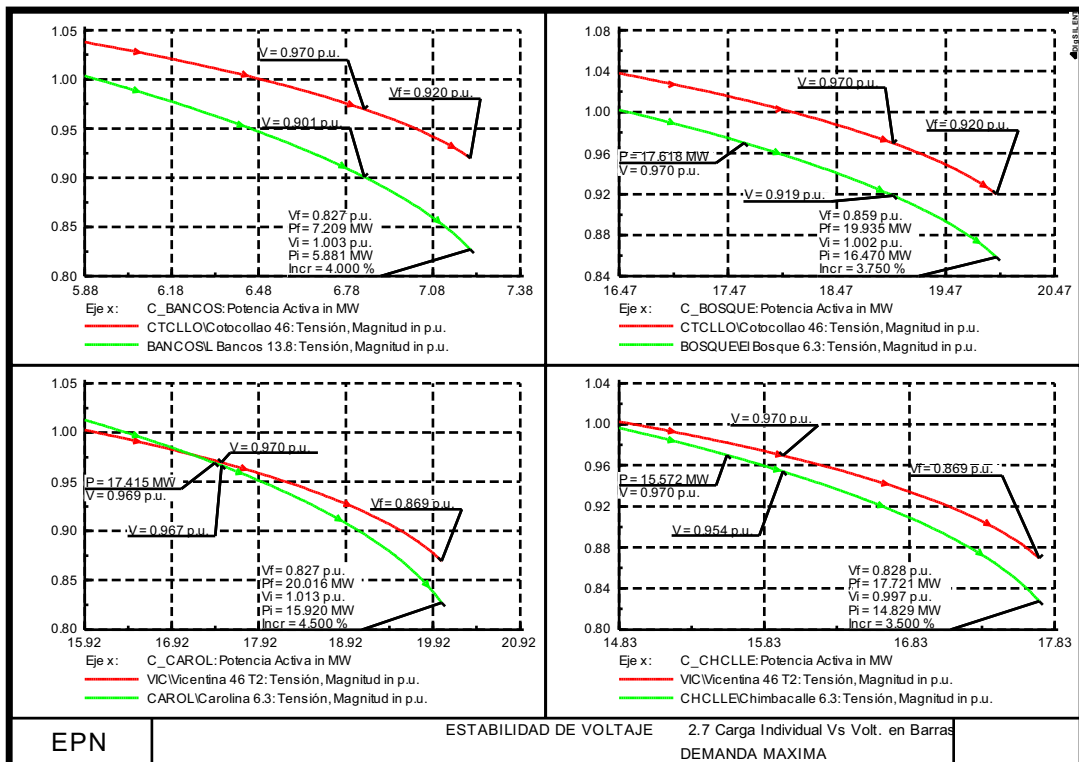


(b)



(c)

Figura 4-6 Curvas PV de las subestaciones Diez Nueva, Diez Vieja, Andalucía y Belisario Quevedo. (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

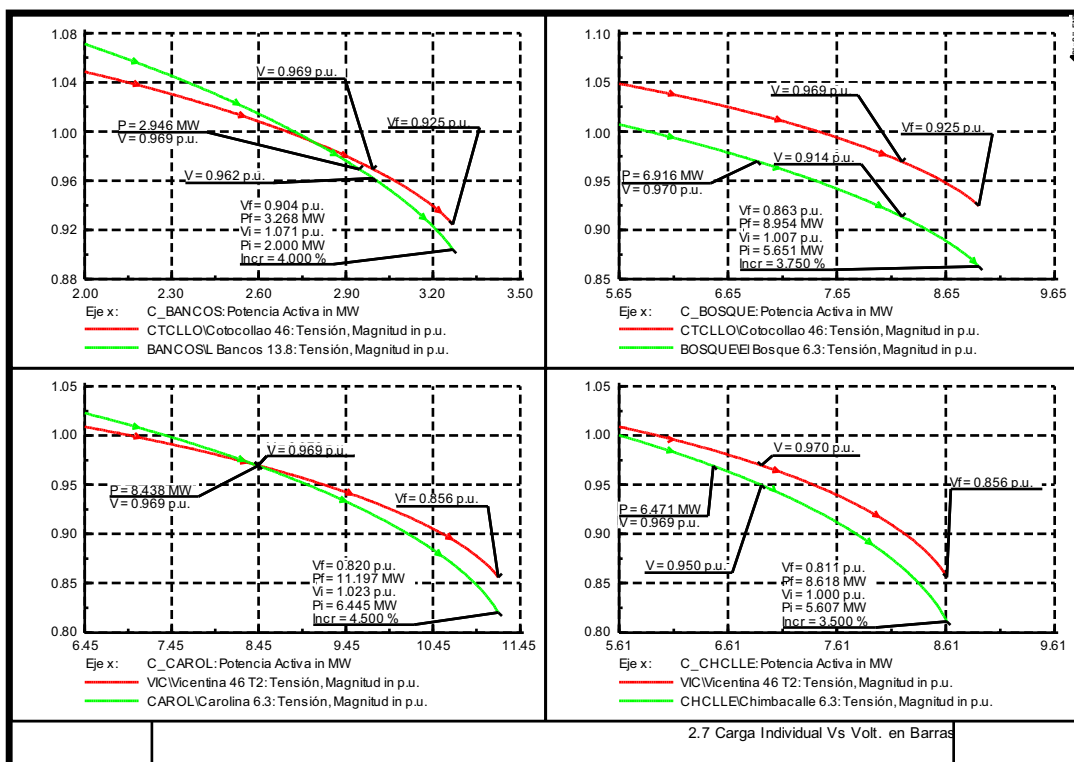
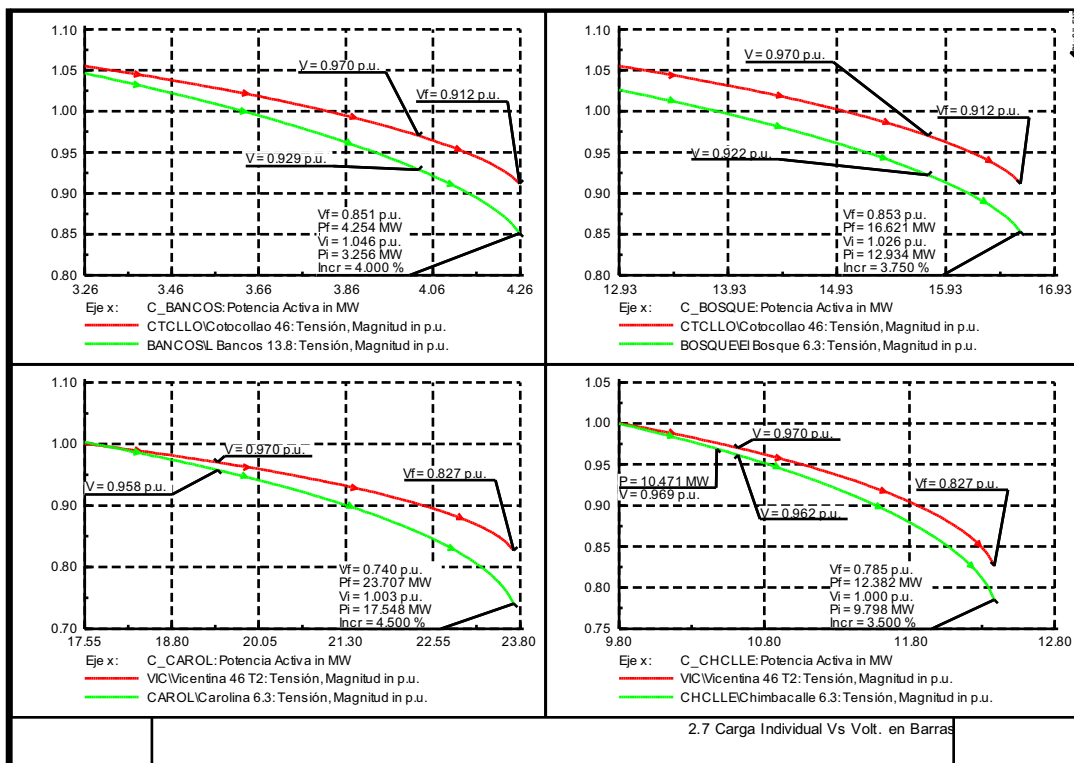
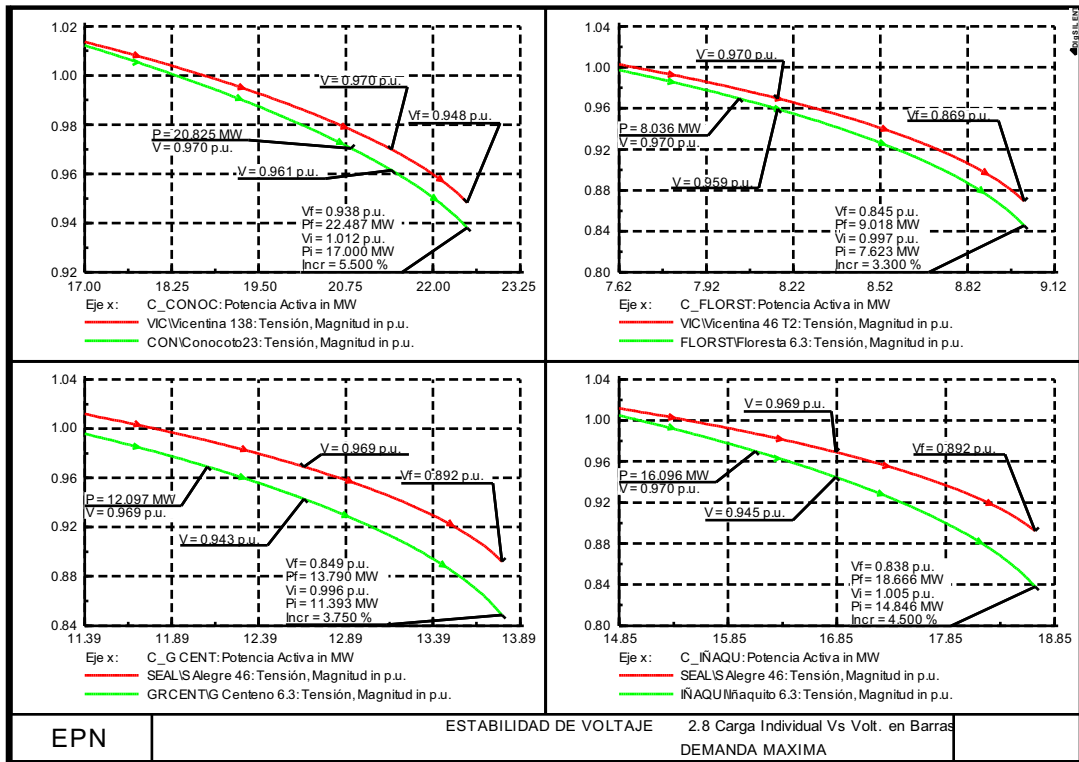
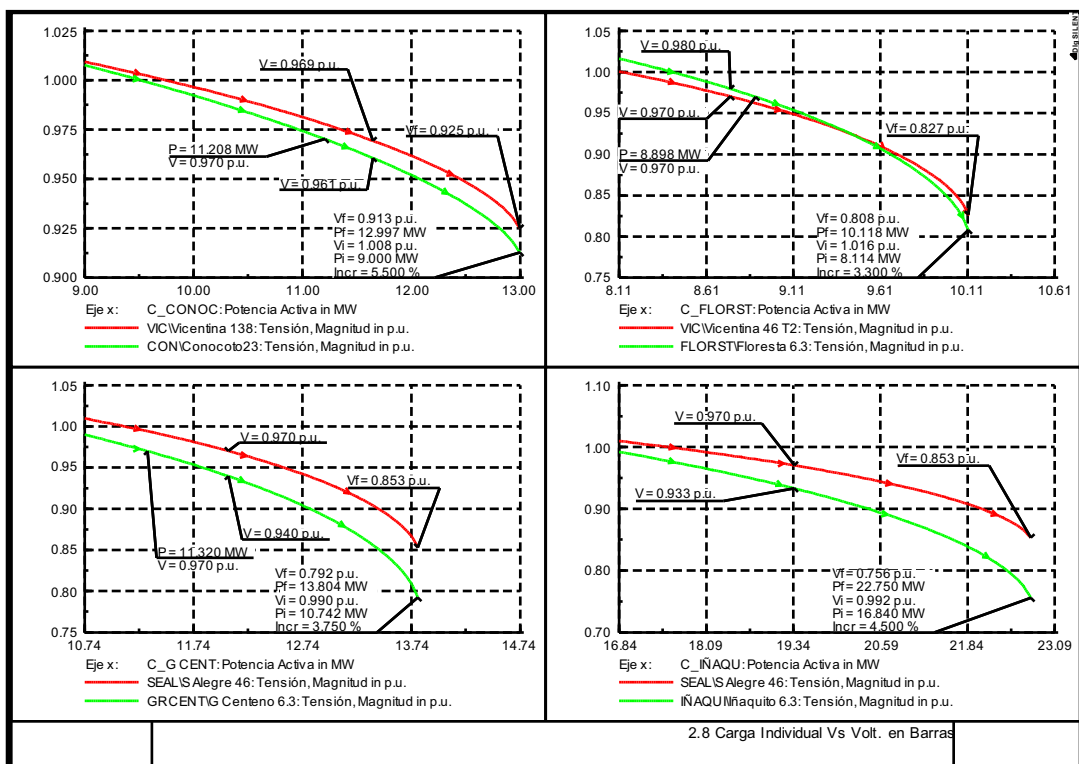


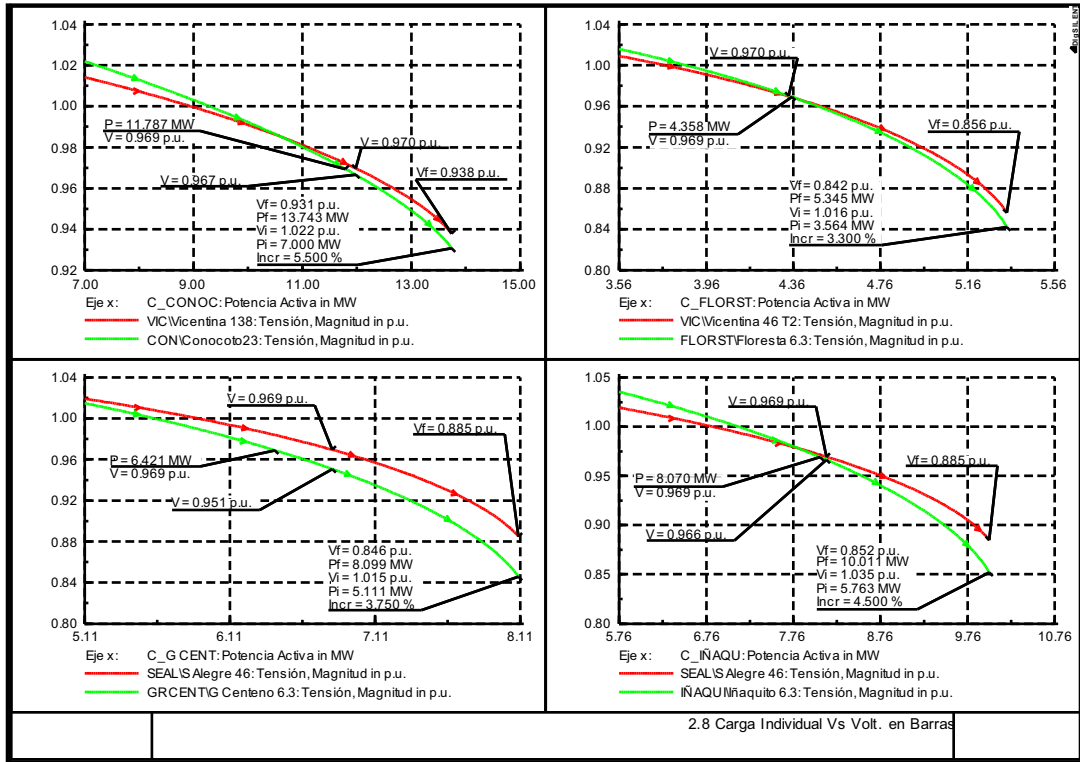
Figura 4-7 Curvas PV de las subestaciones Los Bancos, El Bosque, Carolina y Chimbacalle. (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

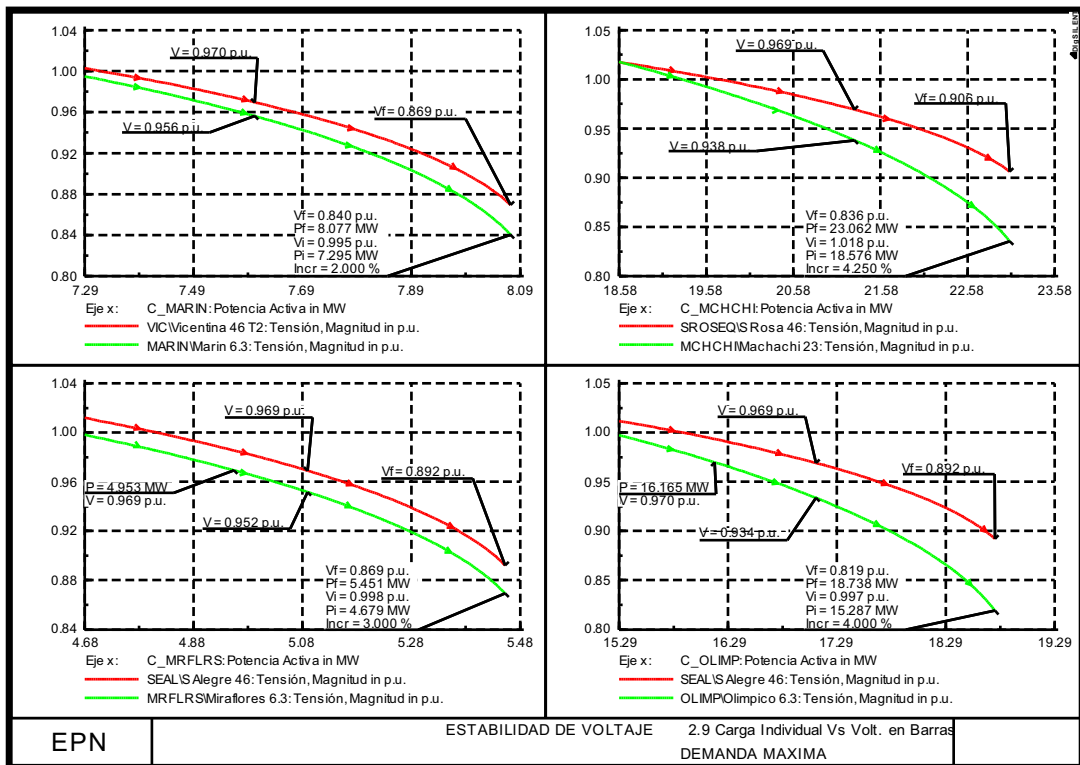


(b)

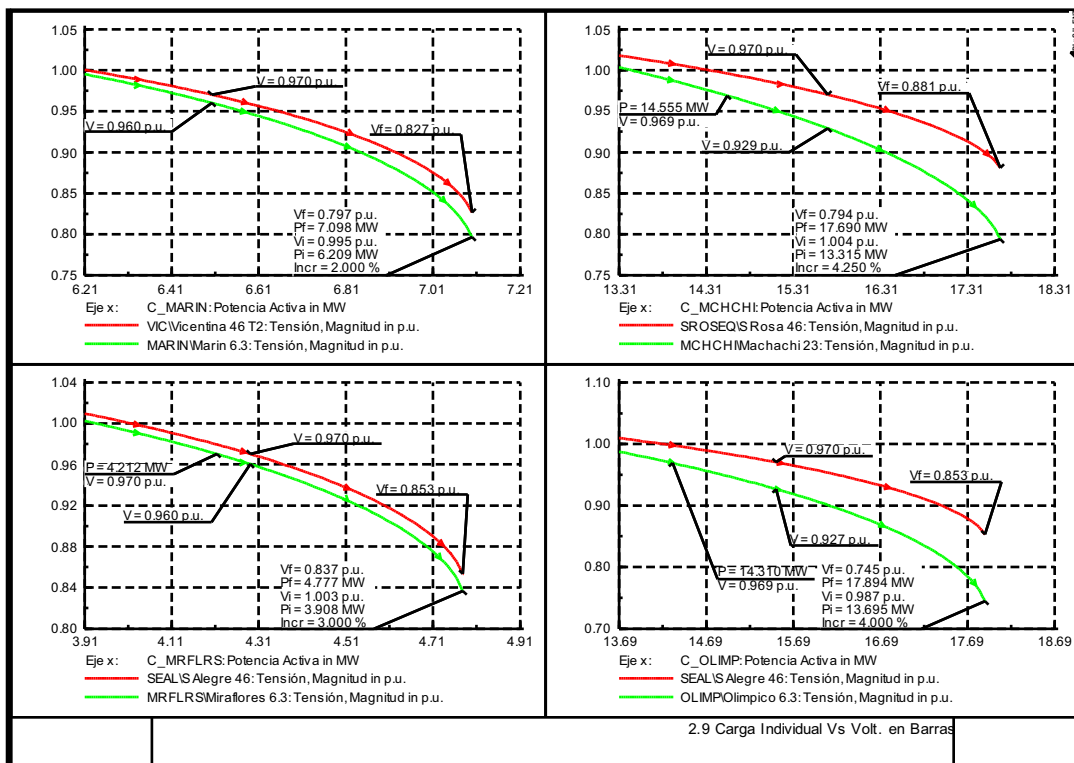


(c)

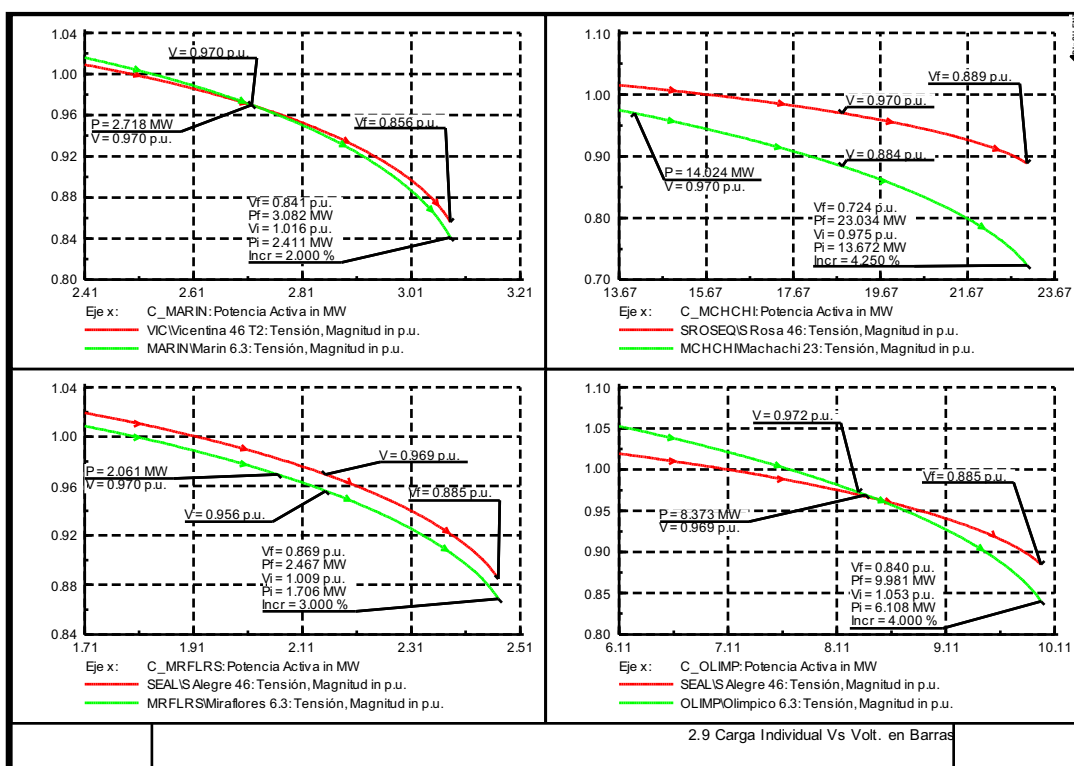
Figura 4-8 Curvas PV de las subestaciones La Floresta, Conocoto, Granda Centeno y Iñaquito. (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

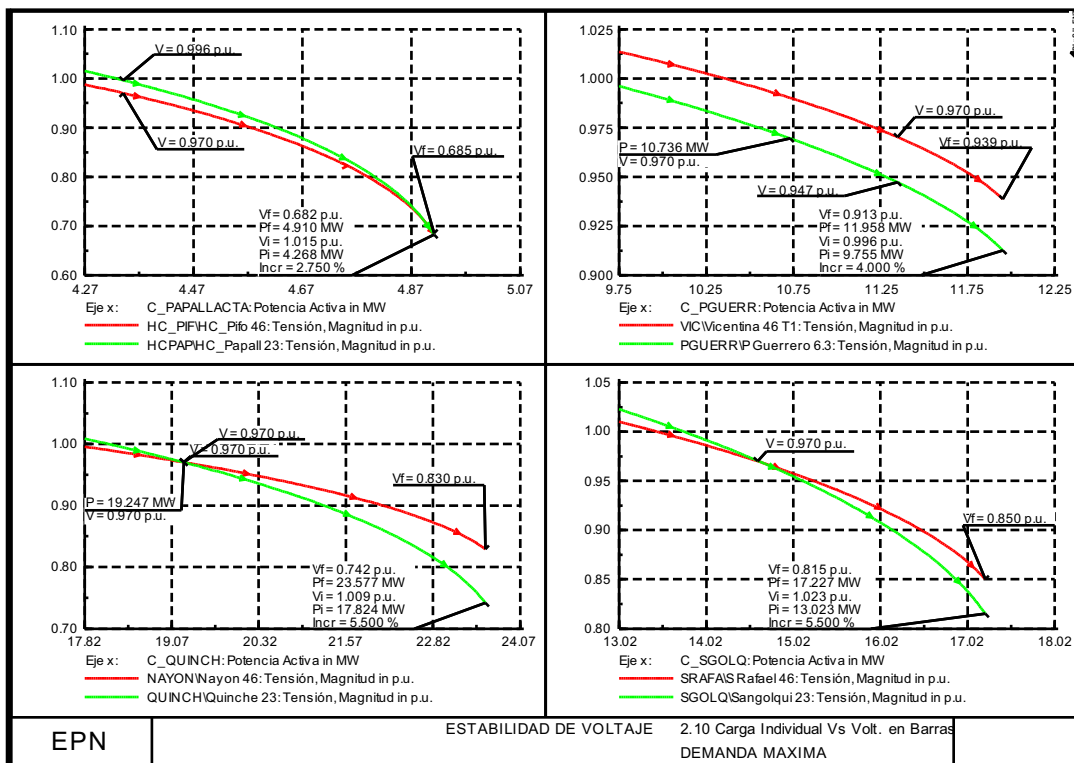


(b)

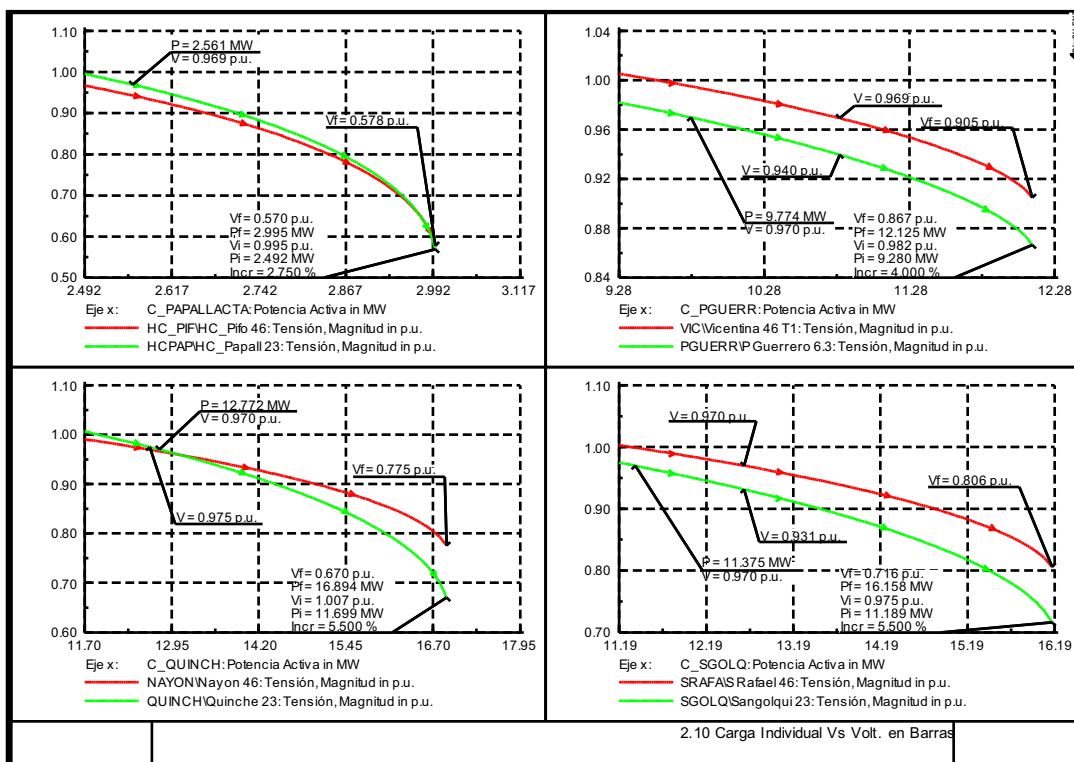


(c)

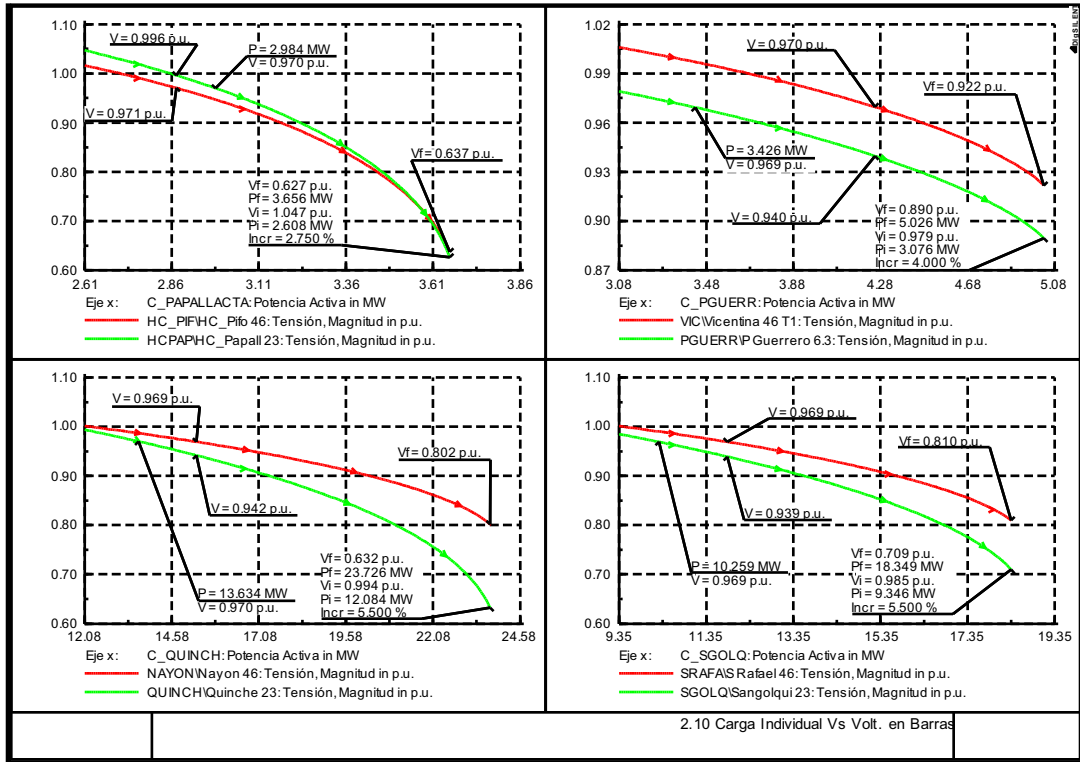
Figura 4-9 Curvas PV de las subestaciones La Marín, Machachi, Olímpico y Miraflores. (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

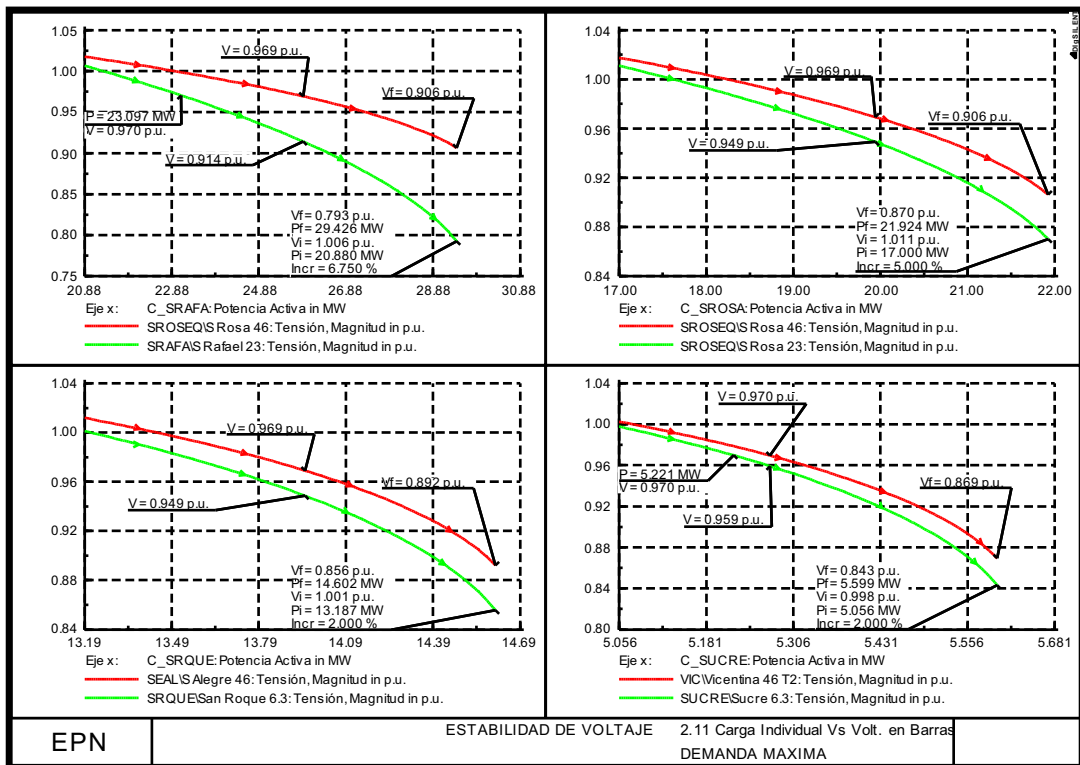


(b)

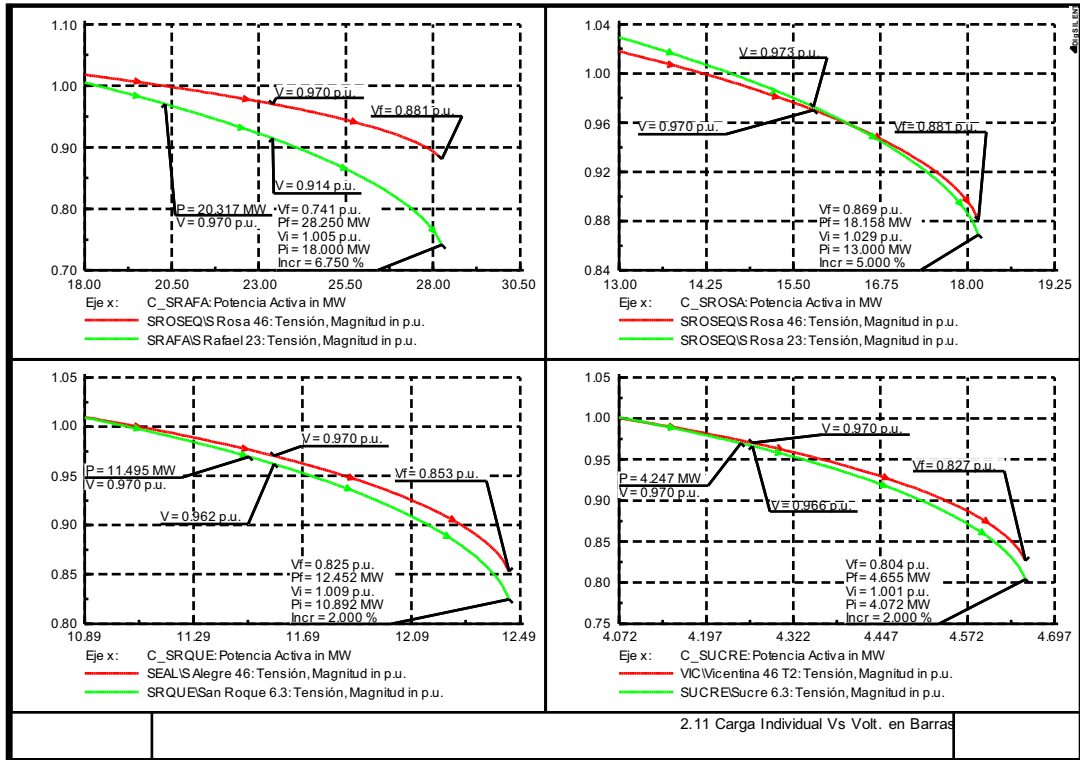


(c)

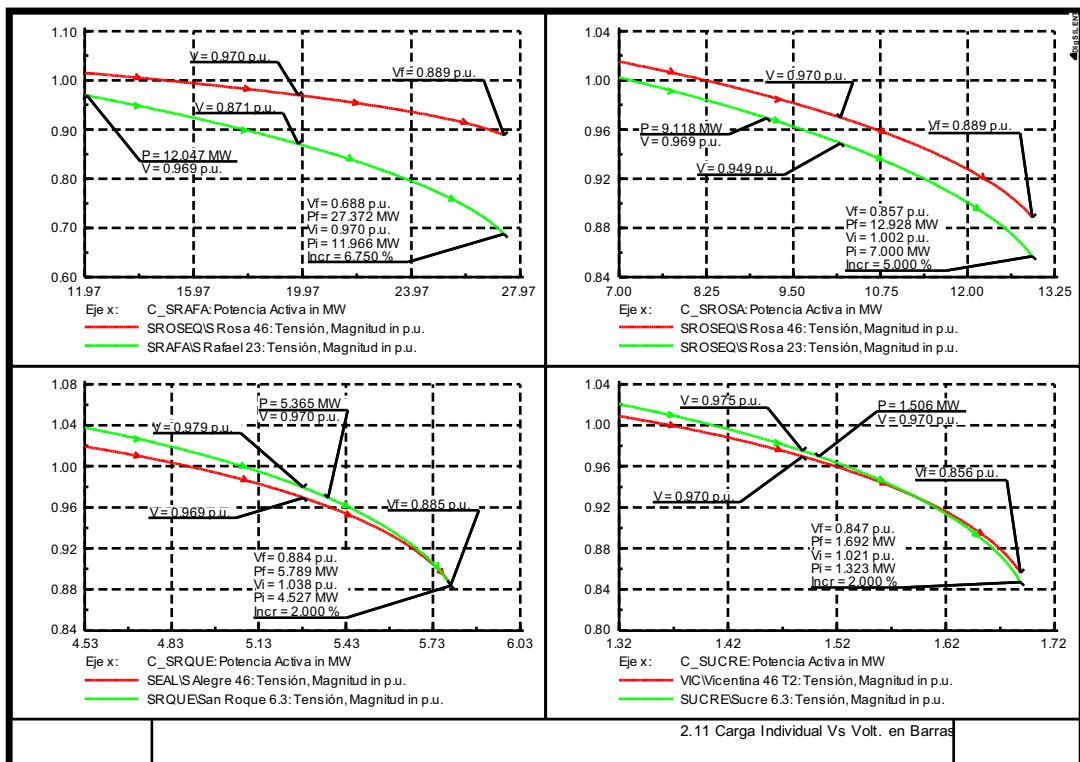
Figura 4-10 Curvas PV de las subestaciones Papallacta, Pérez Guerrero, Sangolqui y El Quinche. (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

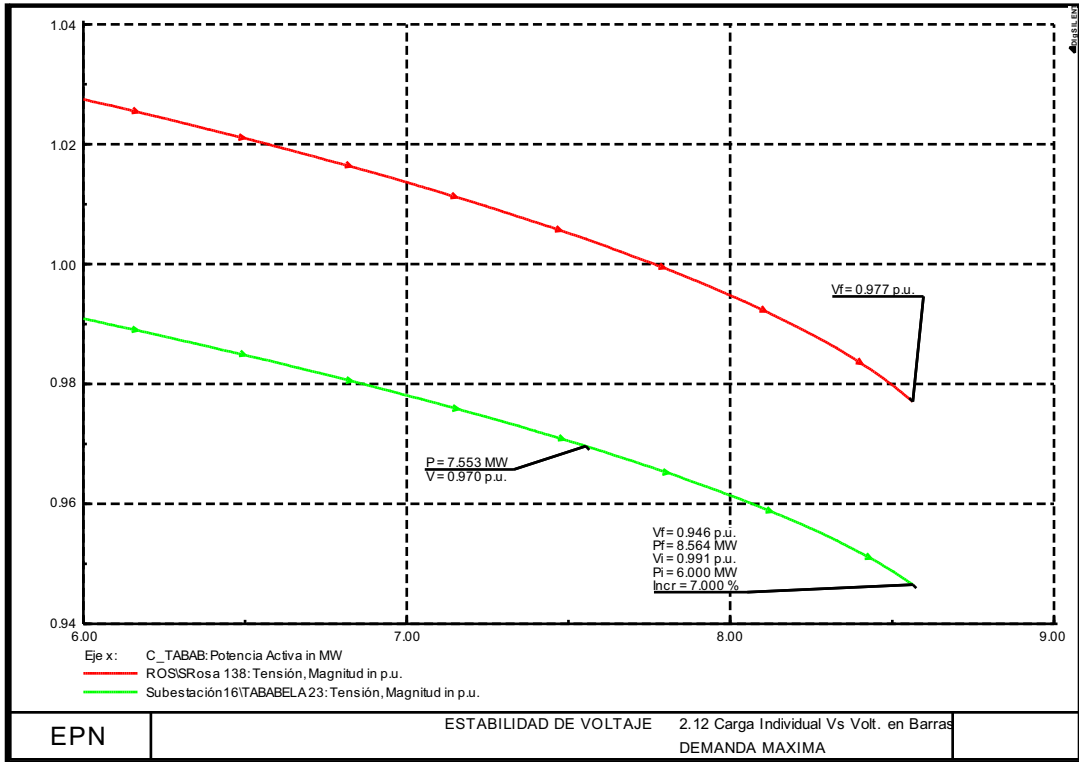


(b)

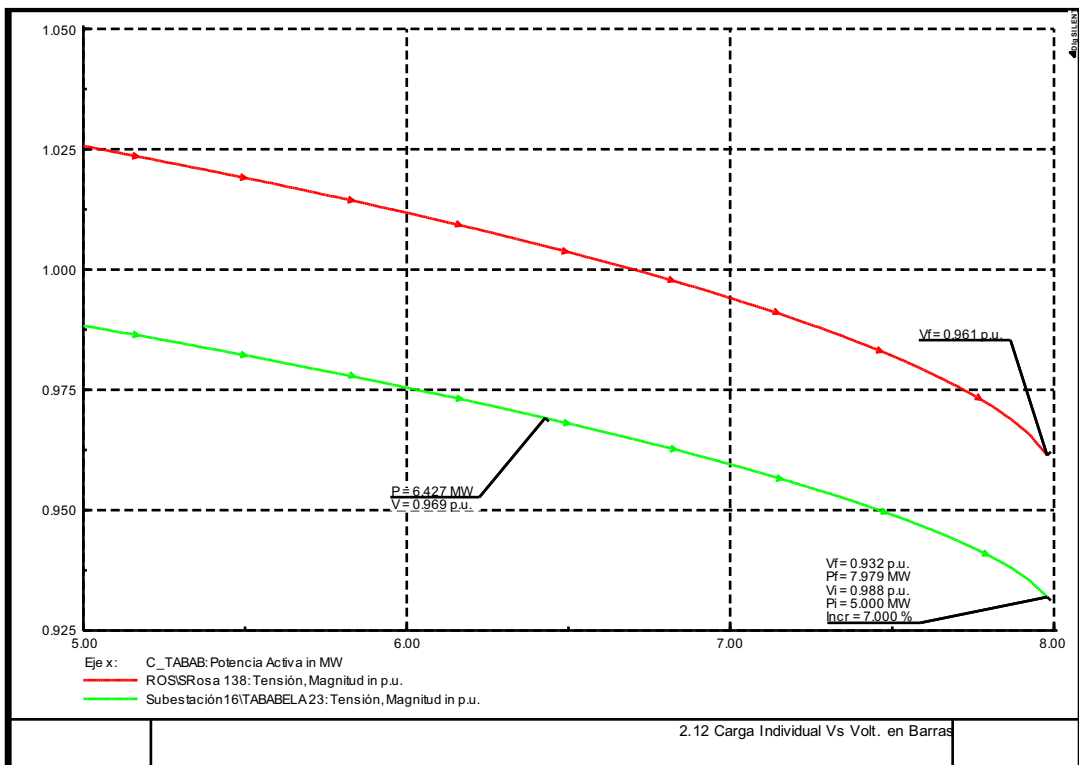


(c)

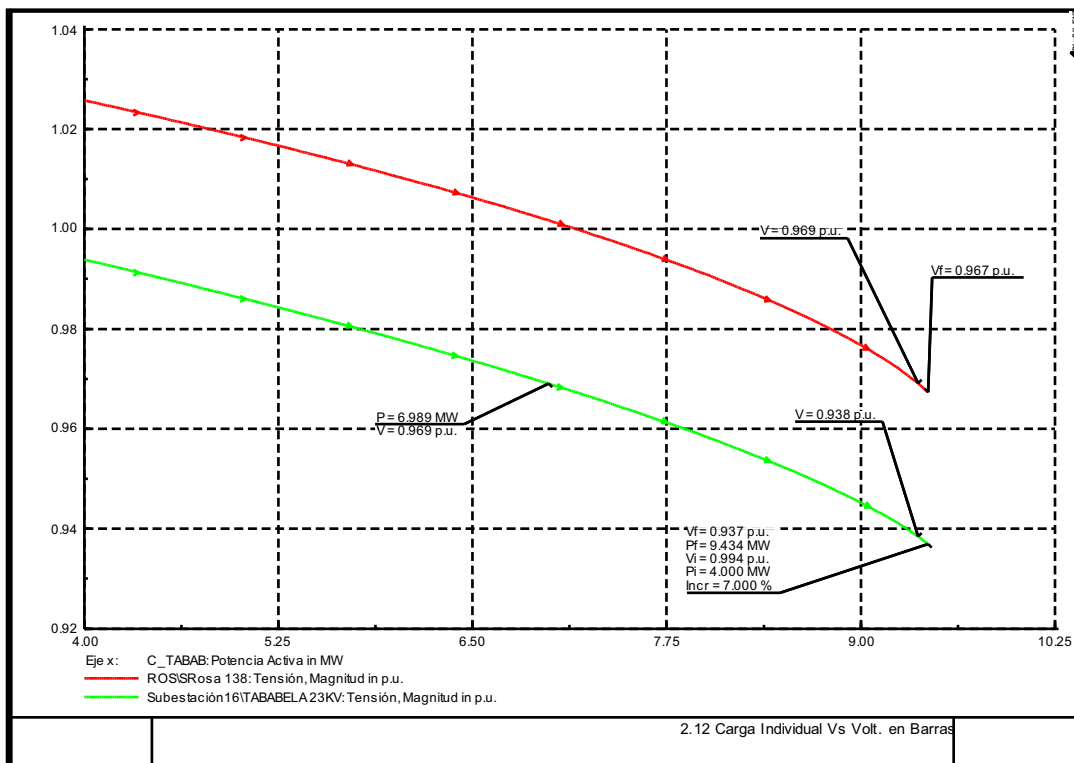
Figura 4-11 CURVAS PV de las subestaciones San Rafael, Santa Rosa, San Roque y Escuela Sucre. (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

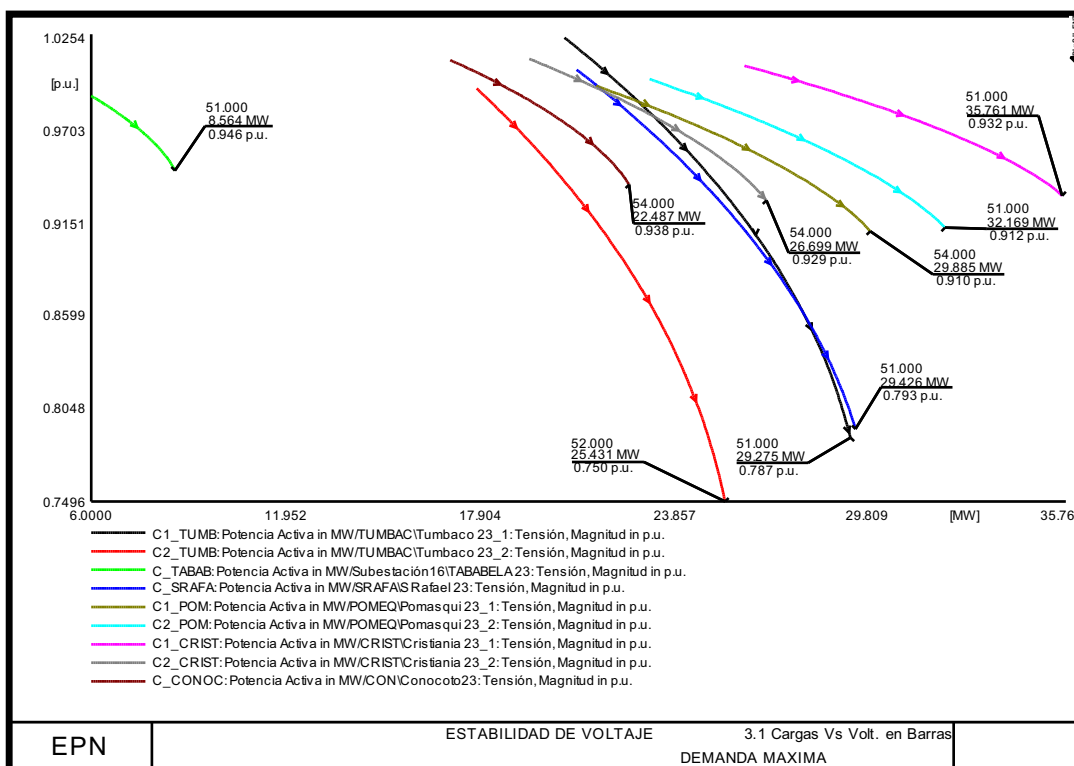


(b)

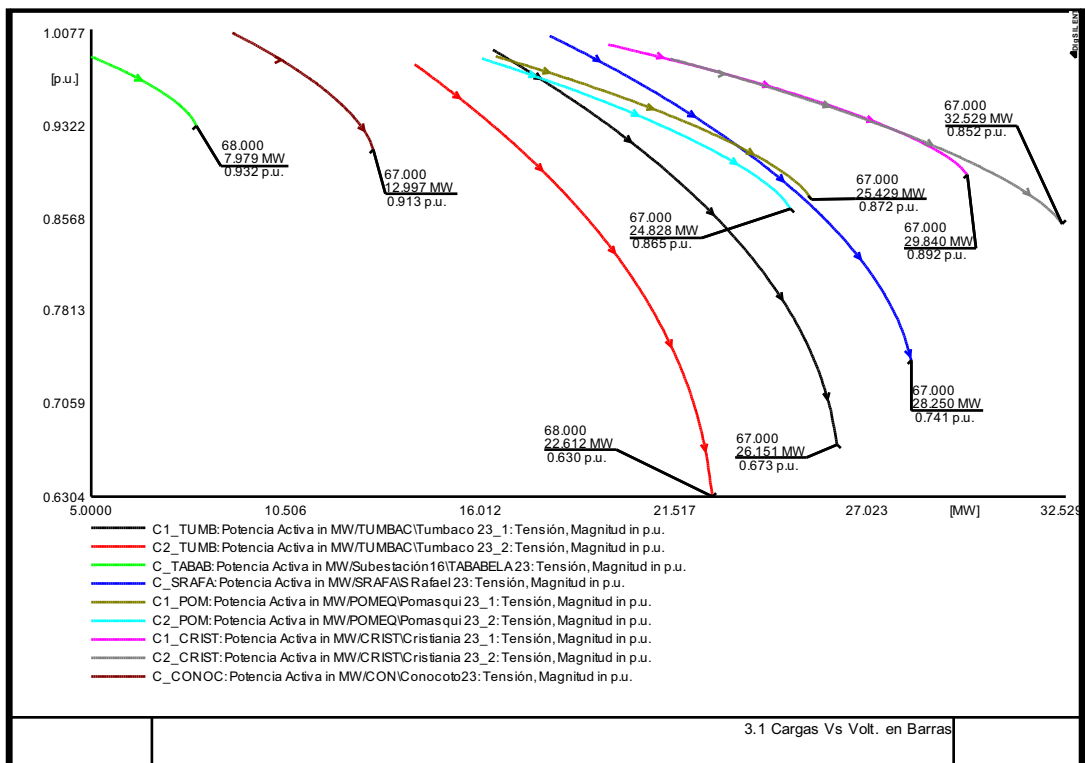


(c)

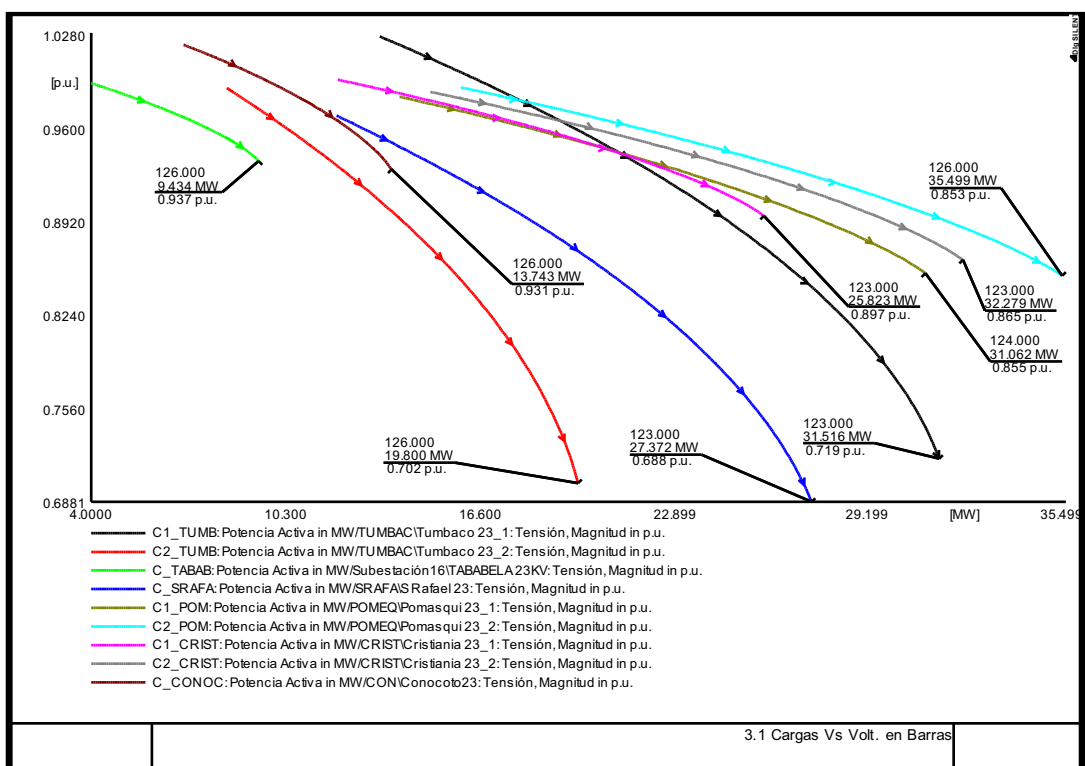
Figura 4-12 Curvas PV de la subestación Tababela. (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

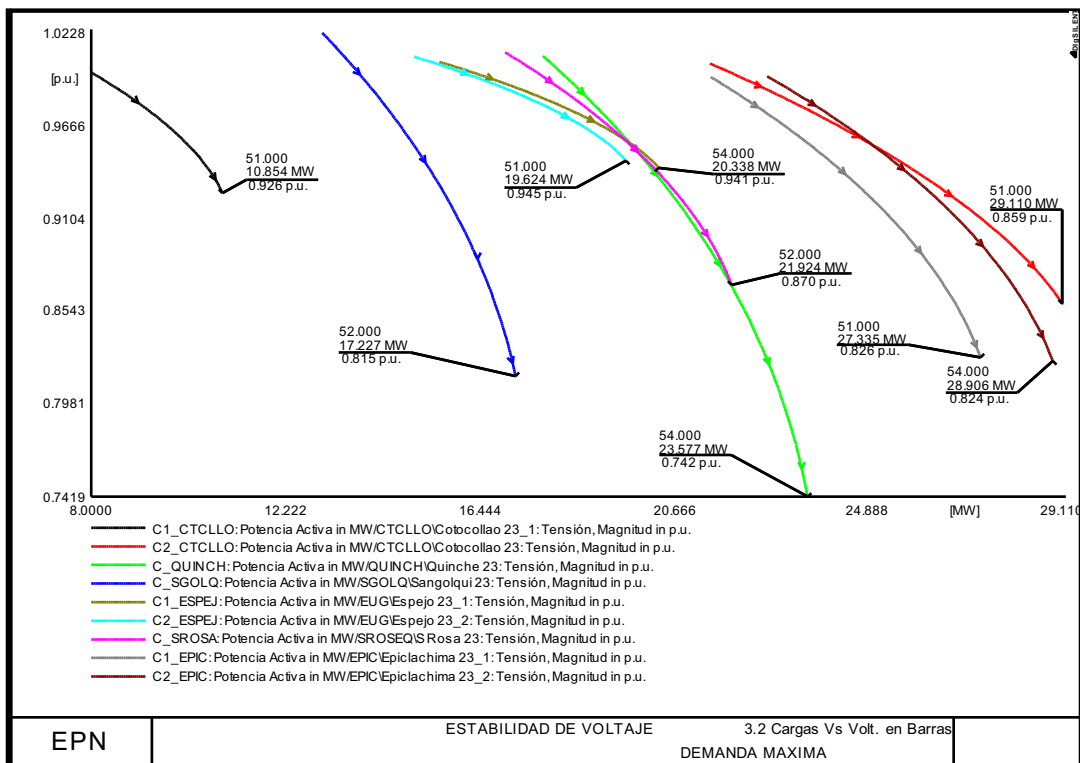


(b)

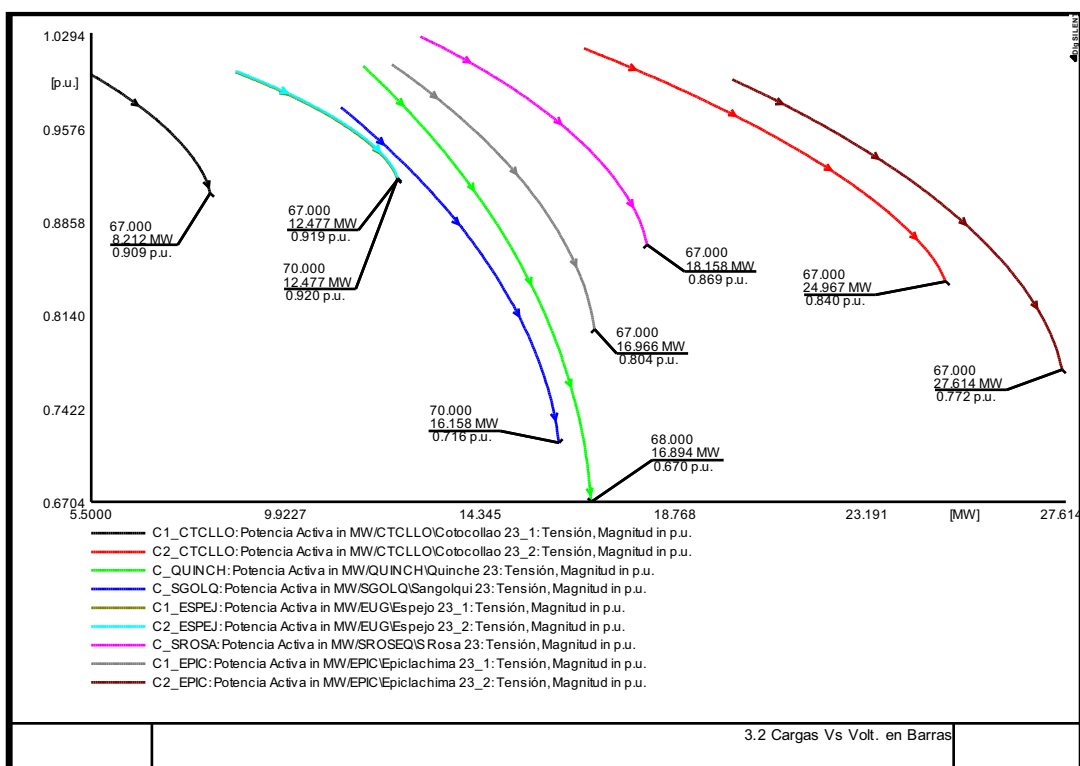


(c)

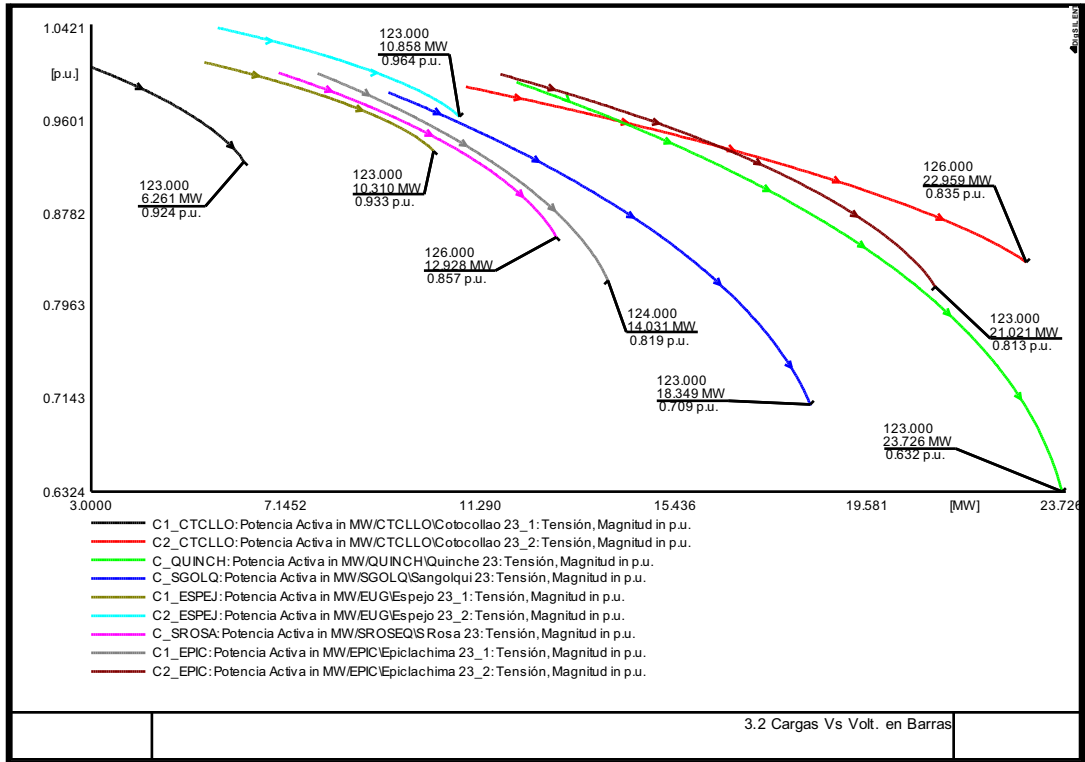
Figura 4-13 Comportamiento individual de la potencia y voltaje en las subestaciones del SEQ. (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

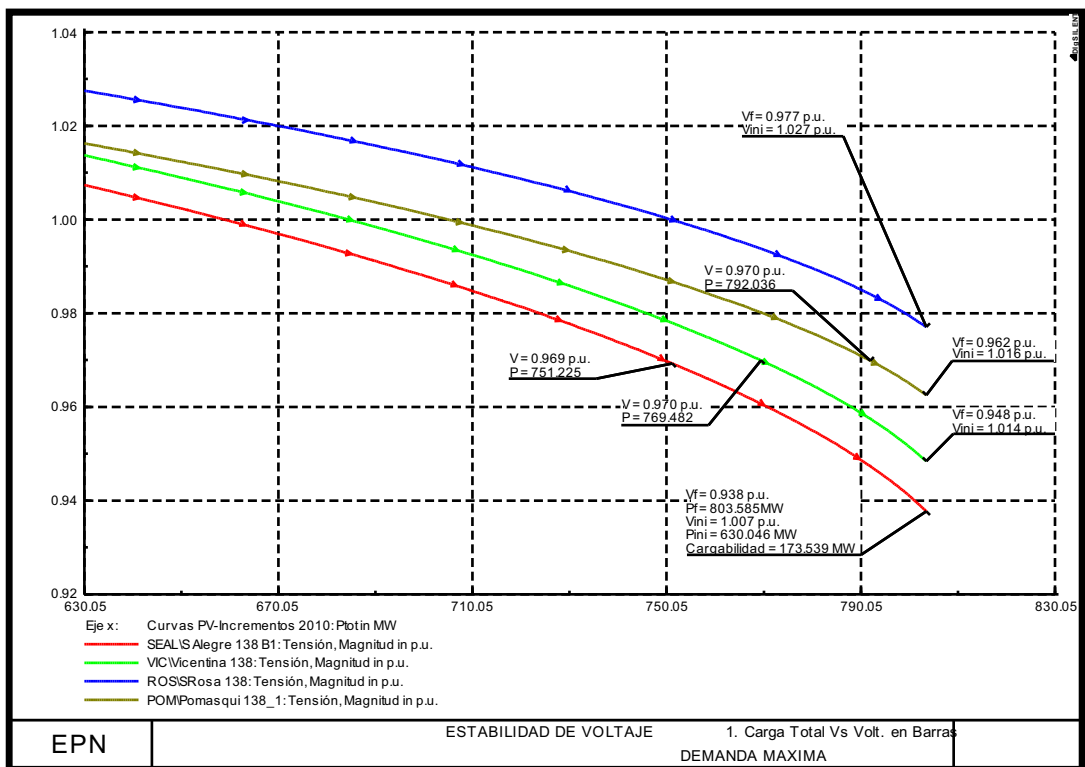


(b)

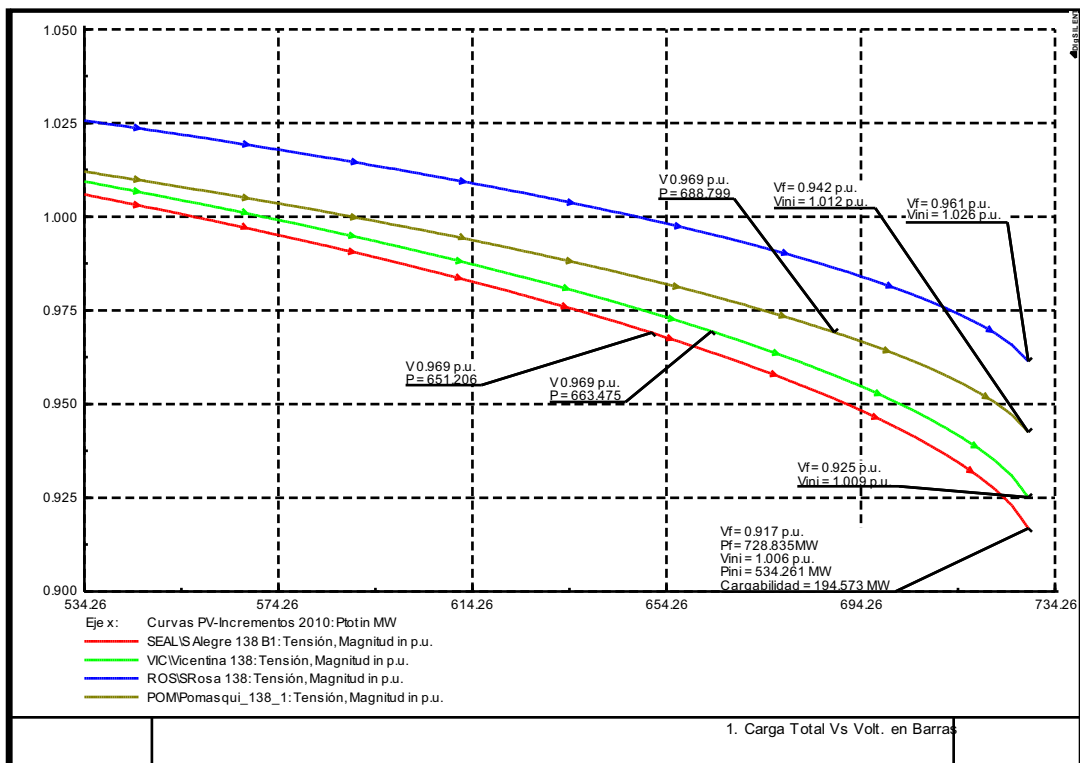


(c)

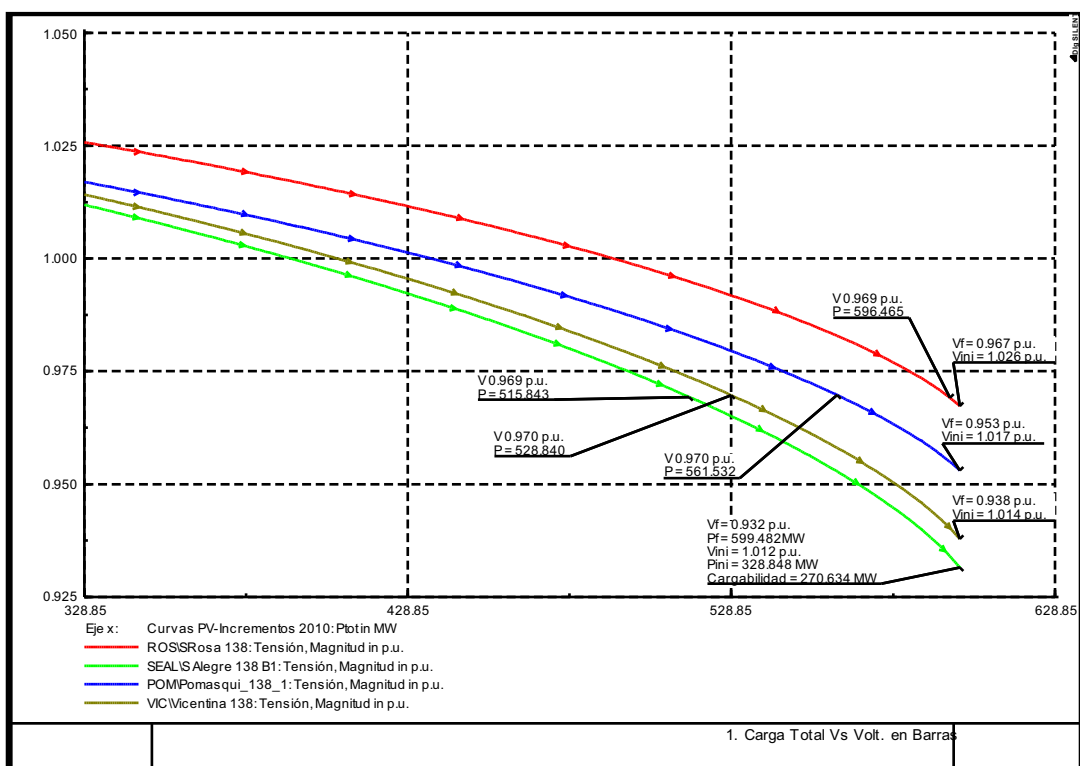
Figura 4-14 Comportamiento individual de la potencia y voltaje en las subestaciones del SEQ. (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)



(b)



(c)

Figura 4-15 Comportamiento del voltaje en las subestaciones Santa Rosa, Selva Alegre, Pomasqui y Vicentina en función de la potencia total del SEQ. (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima

En la Tabla 4-9 se presenta un resumen de los resultados obtenidos en donde se detallan los valores de potencia y voltaje en condiciones iniciales, voltaje mínimo permitido y en el punto de colapso de voltaje.

Tabla 4-9 Resumen de resultados obtenidos del estudio de estabilidad de voltaje del SEQ al 2010

CARGAS	PUNTO INICIAL DE OPERACIÓN						PUNTO DE COLAPSO DE VOLTAJE						PUNTO DE VOLTAJE MÍNIMO PERMITIDO [0.97]						PORCENTAJE DE INCREMENTO DE CARGA HASTA EL PUNTO DE COLAPSO DE VOLTAJE				
	D MAX		D MED		D MIN		D MAX		D MED		D MIN		D MAX		D MED		D MIN		D MAX	D MED	D MIN		
	V	P	V	P	V	P	V	P	V	P	V	P	V	P	V	P	V	P	V	P [%]	P [%]	P [%]	
C1_ADELCA	1.000	8.000	1.000	5.292	1.004	5.292	0.938	9.848	0.922	6.954	0.923	8.736	0.970	9.152	0.970	6.229	0.970	7.272	0.970	7.272	23.104	31.399	65.088
C1_BRRNVO	1.000	7.000	1.007	7.100	1.030	4.000	0.846	8.365	0.812	8.973	0.862	6.147	0.970	7.428	0.970	7.721	0.970	5.180	0.970	5.180	19.505	26.376	53.687
C1_CRIST	1.009	26.026	0.998	19.656	0.996	12.000	0.932	35.761	0.892	29.840	0.897	25.823	0.970	32.167	0.970	23.549	0.970	17.117	0.970	17.117	37.404	51.808	115.191
C1_CTCLLO	0.999	8.000	1.000	5.500	1.007	3.000	0.926	10.854	0.909	8.212	0.924	6.261	0.970	9.515	0.970	6.822	0.970	4.959	0.970	4.959	35.674	49.302	108.714
C1_EPIC	0.996	21.466	1.008	12.351	1.002	7.834	0.826	27.335	0.804	16.966	0.819	14.031	0.970	22.939	0.970	13.833	0.970	9.604	0.970	9.604	27.338	37.368	79.117
C1_ESPEI	1.005	15.572	1.002	8.785	1.012	5.414	0.941	20.338	0.919	12.477	0.933	10.310	0.970	18.901	0.970	10.832	0.970	8.765	0.970	8.765	30.610	42.025	90.420
C1_LULUN	1.014	5.803	1.002	3.007	1.016	1.901	0.850	6.675	0.800	3.615	0.833	2.665	0.970	6.164	0.970	3.186	0.970	2.229	0.970	2.229	15.034	20.201	40.184
C1_POM	0.997	21.476	0.989	16.474	0.984	14.000	0.910	29.885	0.872	25.429	0.855	31.062	0.970	24.927	0.970	18.632	0.970	16.785	0.970	16.785	39.156	54.356	121.868
C1_RCOCA	1.012	13.593	1.001	11.863	1.002	5.910	0.839	16.663	0.764	15.501	0.807	9.656	0.970	14.782	0.970	12.747	0.970	6.989	0.970	6.989	22.580	30.665	63.998
C1_TUMB	1.025	20.511	0.994	16.388	1.028	13.363	0.787	29.275	0.673	26.151	0.719	31.516	0.970	23.582	0.970	17.694	0.970	18.940	0.970	18.940	42.726	59.579	135.844
C2_ADELCA	1.017	17.000	1.010	29.000	1.017	14.350	0.962	20.928	0.936	38.106	0.949	23.690	0.970	20.673	0.970	35.700	0.970	22.195	0.970	22.195	23.104	31.399	65.088
C2_BRRNVO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
C2_CRIST	1.013	19.431	0.987	21.428	0.987	15.000	0.929	26.699	0.852	32.529	0.865	32.279	0.970	24.016	0.970	23.527	0.970	18.655	0.970	18.655	37.404	51.808	115.191
C2_CTCLLO	1.004	21.456	1.020	16.723	0.990	11.000	0.859	29.110	0.840	24.967	0.835	22.959	0.970	24.039	0.970	20.010	0.970	13.241	0.970	13.241	35.674	49.302	108.714
C2_EPIC	0.997	22.700	0.996	20.102	1.001	11.736	0.824	28.906	0.772	27.614	0.813	21.021	0.970	24.257	0.970	21.685	0.970	14.253	0.970	14.253	27.338	37.368	79.117
C2_ESPEI	1.008	15.025	1.003	8.785	1.042	5.702	0.945	19.624	0.920	12.477	0.964	10.859	0.970	18.429	0.970	10.889	0.970	10.689	0.970	10.689	30.610	42.025	90.420
C2_LULUN	0.997	2.525	1.000	1.728	1.012	0.691	0.849	2.905	0.810	2.078	0.842	0.969	0.970	2.639	0.970	1.831	0.970	0.811	0.970	0.811	15.034	20.201	40.184
C2_POM	1.001	23.117	0.987	16.085	0.991	16.000	0.912	32.169	0.865	24.828	0.853	35.499	0.970	27.182	0.970	17.842	0.970	20.203	0.970	20.203	39.156	54.356	121.868
C2_RCOCA	1.001	14.526	0.991	13.289	1.005	6.739	0.828	17.806	0.755	17.364	0.812	11.012	0.970	15.485	0.970	13.997	0.970	8.065	0.970	8.065	22.580	30.665	63.998
C2_TUMB	0.995	17.818	0.982	14.170	0.990	8.395	0.750	25.431	0.630	22.612	0.702	19.800	0.970	19.106	0.970	14.776	0.970	9.788	0.970	9.788	42.726	59.579	135.844

C_SRAFA	1.006	20.880	1.005	18.000	0.970	11.966	0.793	29.426	0.741	28.250	0.688	27.372	0.970	23.097	0.970	20.317	0.970	12.047	40.930	56.946	128.750
C_SROSA	1.011	17.000	1.029	13.000	1.002	7.000	0.870	21.924	0.869	18.158	0.857	12.928	0.970	19.066	0.970	15.950	0.970	9.118	28.964	39.677	84.682
C_SRQUE	1.001	13.187	1.009	10.892	1.038	4.527	0.856	14.602	0.825	12.452	0.884	5.789	0.970	13.670	0.970	11.495	0.970	5.365	10.727	14.324	27.859
C_SUCRE	0.998	5.056	1.001	4.072	1.021	1.323	0.843	5.599	0.804	4.655	0.847	1.692	0.970	5.221	0.970	4.247	0.970	1.506	10.727	14.324	27.859
C_TABAB	0.991	6.000	0.988	5.000	0.994	4.000	0.946	8.564	0.932	7.979	0.937	9.434	0.970	7.553	0.970	6.427	0.970	6.989	42.726	59.579	135.844
POTENCIA TOTAL	630.046		534.261		328.848		803.585		728.835		599.482		684.741		565.849		391.303		27.544	36.419	82.298

En la Figura 4-16 se aprecia que para demanda máxima, media y mínima, el SEQ puede aceptar incrementos de carga de 804, 729 y 560 MW, respectivamente, hasta llegar al colapso de voltaje.

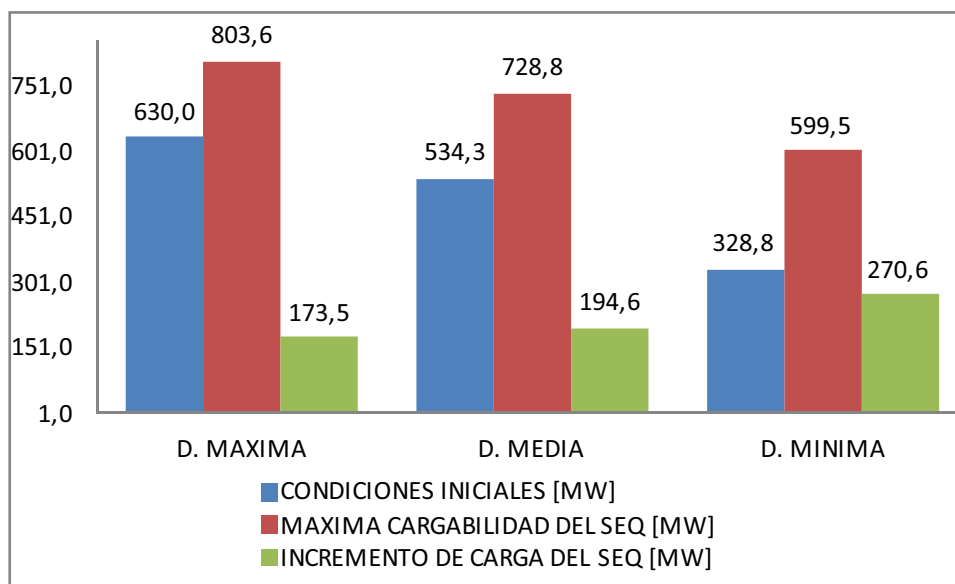


Figura 4-16 Potencia total inicial, potencia total final y cargabilidad respecto a la potencia total

Al realizar el incremento de carga para el estudio de estabilidad de voltaje, en cualquier condición de demanda, se presentan sobrecargas en líneas, transformadores de dos devanados y transformadores de tres devanados del sistema como se señala en la Tabla 4-10. Debe indicarse que tanto líneas como transformadores tienen niveles de sobrecarga desde antes de llegar al punto de colapso de voltaje.

Tabla 4-10 Elementos sobrecargados en cada condición de demanda en el punto de colapso de voltaje

ELEMENTOS SOBRECARGADOS DEL SEQ EN EL PUNTO DE COLAPSO DE VOLTAJE				
LÍNEAS		DEMANDA MÁXIMA [%]	DEMANDA MEDIA [%]	DEMANDA MÍNIMA [%]
DESDE	HASTA			
CUMBAYÁ	TUMBACO	157,27	168,98	160,93
SELVA ALEGRE	DERIVACIÓN GRANDA CENTENO	121,30	147,24	115,43

DERIVACIÓN GRANDA CENTENO	DERIVACIÓN IÑAQUITO	-	119,81	-
VICENTINA	DERIVACIÓN FLORESTA	-	112,88	-
SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR 2D	DEMANDA MÁXIMA [%]	DEMANDA MEDIA [%]	DEMANDA MÍNIMA [%]
ADELCA	T1	100,82	-	-
ANDALUCÍA	T	119,42	-	-
BELISARIO QUEVEDO	T	104,33	122,56	-
EL BOSQUE	T	111,04	-	-
BARRIONUEVO	T	122,11	-	-
CAROLINA	T	127,68	170,11	-
CHIMBACALLE	T	110,16	-	-
CRISTIANÍA	T1	116,66	104,39	-
	T2	-	119,19	116,53
COTOCOLLAO	T2	102,94	110,85	-
EQUINOCCIAL	T	104,98	-	110,20
EPICLACHIMA	T1	103,16	113,57	-
	T2	109,22	127,30	-
FLORESTA	T	112,50	161,46	-
IÑAQUITO	T	118,74	-	-
LULUNCOTO	T1	129,63	107,26	-
MACHACHI	T	137,59	133,43	161,58
OLÍMPICO	T	123,31	-	-
POMASQUI	T1	100,59	136,57	116,82
	T2	-	-	118,23
EL QUINCHE	T	165,83	106,40	199,77
RIO COCA	T1	101,52	120,93	-
	T2	110,69	123,24	-
SANGOLQUÍ	T	108,38	110,42	139,41
SAN RAFAEL	T	107,39	104,55	125,09
SANTA ROSA	T	126,38	151,63	-
ESCUELA SUCRE	T	108,39	190,75	-
TUMBACO	T1	143,16	-	162,71
	T2	174,15	-	151,48
NAYÓN	T1	109,65	-	101,48
	T2	111,82	-	-
SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR 3D	DEMANDA MÁXIMA [%]	DEMANDA MEDIA [%]	DEMANDA MÍNIMA [%]
POMASQUI	T 3D	111,01	117,99	118,14
VICENTINA	T2 3D	114,84	118,19	-

SANTA ROSA	TRN 3D	107,27	105,35	-
	TRP 3D	107,25	105,33	-
SELVA ALEGRE	T2 3D	-	106,28	-

Las líneas de subtransmisión que se sobrecargan en el punto de colapso de voltaje son: dos en demanda máxima, cuatro en demanda media y dos en demanda mínima, siendo la línea Cumbayá-Tumbaco con una sobrecarga del 168,98% en demanda media la que presenta mayor sobrecarga. El transformador que presenta una mayor sobrecarga de las tres condiciones de operación es el de la subestación El Quinche con un 199,77% de sobrecarga en demanda media. Respecto a los transformadores de tres devanados, la mayor sobrecarga se dio en demanda media en el transformador T2 de la subestación Vicentina con una sobrecarga de 118,19%.

Es importante también señalar el comportamiento de los equivalentes de red a través de la variación de potencia de entrega en dichos puntos, como se muestra en la Tabla 4-11. Se detallan las potencias activa, reactiva y aparente en los dos puntos de entrega Pomasqui y Santa Rosa para las tres condiciones de demanda, en condiciones iniciales de operación y en el punto máximo de cargabilidad.

Al ser el equivalente de Pomasqui tipo barra de compensación, entrega toda la potencia que se incrementa en el SEQ, esto debido a que el equivalente de Santa Rosa es tipo barra de carga por lo cual mantiene constante la potencia activa y reactiva, y a que la reserva de potencia activa de las centrales de generación en Ecuador no tienen un margen grande de potencia para abastecer el incremento de carga del SEQ.

Tabla 4-11 Potencia entregada por los equivalentes de red durante las condiciones iniciales y después del incremento máximo de carga

EQUIVALENTES DE RED	DEMANDA MÁXIMA					
	Po [MW]	Qo [MVA _r]	So [MVA]	Pf [MW]	Qf [MVA _r]	Sf [MVA]
POMASQUI	164,85	103,58	194,69	355,54	398,62	534,14
SANTA ROSA	368	6,4	368,056	368	6,4	368,056
EQUIVALENTES DE RED	DEMANDA MEDIA					
	Po [MW]	Qo [MVA _r]	So [MVA]	Pf [MW]	Qf [MVA _r]	Sf [MVA]
POMASQUI	256,08	51,66	261,239	470,01	426,33	634,56
SANTA ROSA	210	67,36	220,539	210	67,36	220,539
EQUIVALENTES DE RED	DEMANDA MÍNIMA					
	Po [MW]	Qo [MVA _r]	So [MVA]	Pf [MW]	Qf [MVA _r]	Sf [MVA]
POMASQUI	391,14	25,53	391,972	682,75	376,94	779,89
SANTA ROSA	-100	95,14	138,028	-100	95,14	138,028

4.4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se puede apreciar en las curvas mostradas en las figuras 4.1 a 4.16, que el voltaje va decreciendo conforme aumenta la carga, en razón de que se tiene un modelo de carga con factor de potencia inductivo. También se puede apreciar dos puntos importantes en las curvas referidos al nivel de voltaje de la carga, el máximo nivel de cargabilidad respecto al límite inferior de voltaje de 0,97 p.u., establecido por el CONELEC, y el máximo nivel de cargabilidad en el punto de colapso de voltaje. El primer punto es importante ya que da una idea de cuánto puede crecer la carga dentro de la normativa, en algunas subestaciones se estaría lejos de violar el límite inferior en tanto que en otras hay un rango pequeño de voltaje, examinando las gráficas de las diferentes condiciones de operación del sistema.

Respecto a la cargabilidad de los equipos, la Tabla 4-10 muestra los elementos con sobrecarga en cada condición de operación. En demanda máxima y

demanda media se produce la mayor cantidad de sobrecarga en transformadores, tanto en subestaciones de carga como en subestaciones de conexión con el SNT. Respecto a las líneas de subtransmisión, en demanda media se presenta la mayor cantidad de sobrecarga, debido a que el despacho de generación de las centrales hidráulicas, térmicas y autoprodutores del SEQ no considera la máxima potencia, entonces surge la necesidad de importar potencia a través de las líneas de subtransmisión.

Los bajos voltajes más críticos presentados en el punto máximo de cargabilidad en los diferentes escenarios de operación se muestra en la Tabla 4-12.

Tabla 4-12 Bajos voltajes presentados en el punto máximo de cargabilidad con la red de 2010

SEQ 2010					
D. MÁXIMA		D. MEDIA		D. MÍNIMA	
SUBESTACIÓN	VOLTAJE (p.u.)	SUBESTACIÓN	VOLTAJE (p.u.)	SUBESTACIÓN	VOLTAJE (p.u.)
HC PAPALLACTA	0,68	HC PAPALLACTA	0,57	HC PAPALLACTA	0,62
EL QUINCHE	0,74	TUMBACO	0,63	EL QUINCHE	0,63
TUMBACO	0,75	EL QUINCHE	0,67	SAN RAFAEL	0,69

4.5 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA AL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEQ AL AÑO 2020

Al 2020, el sistema de subtransmisión de la EEQ se habrá expandido y robustecido eléctricamente ya que se espera concluir las obras descritas en el plan de expansión detallado en el anexo 2. Por ende es necesario realizar un estudio de estabilidad de voltaje para el año 2020 y encontrar el punto máximo de cargabilidad en demanda máxima, media y mínima. Para este estudio se asume las siguientes condiciones de operación:

- Los generadores pertenecientes al SEQ entregan la misma potencia que estuvieron entregando en el año 2010 en los tres escenarios de operación, demanda máxima, media y mínima.

- Las potencias de carga, tomadas del plan de expansión de la EEQ se ingresa de acuerdo a la Tabla 4-13.

Tabla 4-13 Proyección de cargas al año 2020

CARGAS EN SUBESTACIONES DE LA EEQ AL AÑO 2020						
CARGAS	DEMANDA MÁXIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MÍNIMA	
	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
C1_10N	10,12	2,79	9,98	2,75	4,00	1,10
C1_ADELCA	8,96	3,02	8,96	3,02	8,96	3,02
C1_ALANGASI	15,44	4,38	11,83	3,36	4,52	1,28
C1_BOSQUE	12,79	3,48	10,81	2,94	4,78	1,30
C1_CAROL	7,86	2,35	9,72	2,91	3,02	0,90
C1_CHCLLE	10,08	2,74	8,01	2,18	3,43	0,93
C1_CRIST	25,01	8,13	25,39	8,26	9,04	2,94
C1_CTCLLO	22,61	6,77	16,86	5,05	8,05	2,41
C1_CTCLLON	17,66	1,77	15,67	1,57	8,06	0,81
C1_CUMBAYA	26,43	7,61	22,25	6,40	11,92	3,43
C1_EPIC	11,49	4,25	9,05	3,35	3,99	1,47
C1_ESPEJ	30,24	8,82	19,97	5,82	12,67	3,70
C1_IÑAQU	14,78	3,77	16,86	4,30	5,72	1,46
C1_PGUERR	9,44	2,45	11,66	3,02	3,10	0,80
C1_POM	31,44	3,16	21,99	2,21	13,43	1,35
C1_RCOCA	15,74	4,95	15,46	4,86	5,20	1,63
C1_SGOLQ	13,23	3,75	13,28	3,77	5,05	1,43
C1_SROSA	14,63	5,26	11,57	4,16	5,60	2,01
C1_TABABE	17,59	5,06	15,14	4,36	9,13	2,63
C1_ZAMB	23,67	6,14	19,26	4,99	9,83	2,55
C2_10N	10,12	2,79	9,98	2,75	4,00	1,10
C2_ADELCA	11,96	5,02	11,96	5,02	11,96	5,02
C2_ALANGASI	15,44	4,38	11,83	3,36	4,52	1,28
C2_BOSQUE	12,79	3,48	10,81	2,94	4,78	1,30
C2_CAROL	7,86	2,35	9,72	2,91	3,02	0,90
C2_CHCLLE	10,08	2,74	8,01	2,18	3,43	0,93
C2_CRIST	23,14	6,00	23,43	6,07	7,74	2,01
C2_CTCLLO	14,49	3,23	11,76	2,62	4,69	1,05
C2_CTCLLON	17,66	1,77	15,67	1,57	8,06	0,81
C2_CUMBAYA	26,43	7,61	22,25	6,40	11,92	3,43
C2_EPIC	11,49	4,25	9,05	3,35	3,99	1,47
C2_ESPEJ	28,17	7,30	14,42	3,74	8,13	2,11
C2_IÑAQU	14,78	3,77	16,86	4,30	5,72	1,46
C2_PGUERR	9,44	2,45	11,66	3,02	3,10	0,80
C2_POM	28,33	7,47	20,31	5,35	11,89	3,13

C2_RCOCA	15,74	4,95	15,46	4,86	5,20	1,63
C2_SGOLQ	13,23	3,75	13,28	3,77	5,05	1,43
C2_SROSA	14,63	5,26	11,57	4,16	5,60	2,01
C2_TABABE	17,59	5,06	15,14	4,36	9,13	2,63
C2_ZAMB	23,67	6,14	19,26	4,99	9,83	2,55
C3_ADELCA	5,96	1,02	5,96	1,02	5,96	1,02
C4_ADELCA	8,96	3,02	8,96	3,02	8,96	3,02
C_10V	4,91	1,39	5,96	1,69	1,92	0,55
C_ALUCIA	15,47	5,14	12,34	4,10	7,21	2,40
C_B QUEV	11,36	3,18	9,53	2,67	4,72	1,32
C_BAEZA	20,60	6,17	20,02	5,99	18,78	5,62
C_BANCOS	6,87	1,81	4,26	1,12	2,80	0,74
C_BRRNVO	10,67	3,73	6,99	2,44	4,06	1,42
C_CHILIBULO	18,13	6,34	13,31	4,65	6,70	2,34
C_CONOC	41,28	12,04	31,87	9,30	20,64	6,02
C_ENKAD	4,00	3,00	4,00	3,00	4,00	3,00
C_FLORST	8,14	2,44	8,05	2,41	2,97	0,89
C_G CENT	16,54	4,36	15,57	4,10	6,48	1,71
C_LULUN	7,84	2,03	6,68	1,73	3,49	0,90
C_MARÍN	8,06	2,38	6,62	1,96	2,88	0,85
C_MCHCHI	23,04	6,72	18,72	5,46	8,54	2,49
C_MRFLRS	6,36	0,70	4,97	0,55	2,29	0,25
C_OLIMP	16,31	5,47	15,26	5,12	7,68	2,58
C_PAPALLACTA	4,00	1,00	4,00	1,00	4,00	1,00
C_QUINCH	21,26	6,03	12,03	3,41	13,56	3,85
C_SAN_ANTONIO	28,51	8,32	21,98	6,41	20,74	6,05
C_SRQUE	12,87	2,93	12,48	2,84	4,88	1,11
C_SUCRE	4,66	1,53	4,28	1,41	1,62	0,53
C_VICENTINA	13,17	3,79	11,15	3,21	5,96	1,72

- ✚ Los capacitores estarán en servicio de acuerdo a los niveles de voltaje que se presenten en cada condición de operación, para esto se realizan corridas de flujos de potencia y se verifican los niveles de voltaje, De ser necesario por niveles de voltaje, se conectan o desconectan bancos de capacitores.
- ✚ Los equivalentes de red en Santa Rosa, Pomasqui, Vicentina e Ibarra son del tipo barra de carga.
- ✚ El equivalente de red en El Inga es tipo barra de compensación.

- ✚ Los taps de los transformadores se ubicarán para tener niveles de voltaje aceptables en las barras de carga de cada subestación.

Una vez que se realiza lo descrito anteriormente y que se ha verificado que los voltajes en las barras estén dentro de los límites permitidos en los tres escenarios de operación y que no existan elementos sobrecargados, se procede a realizar el análisis de estabilidad de voltaje para el año 2020.

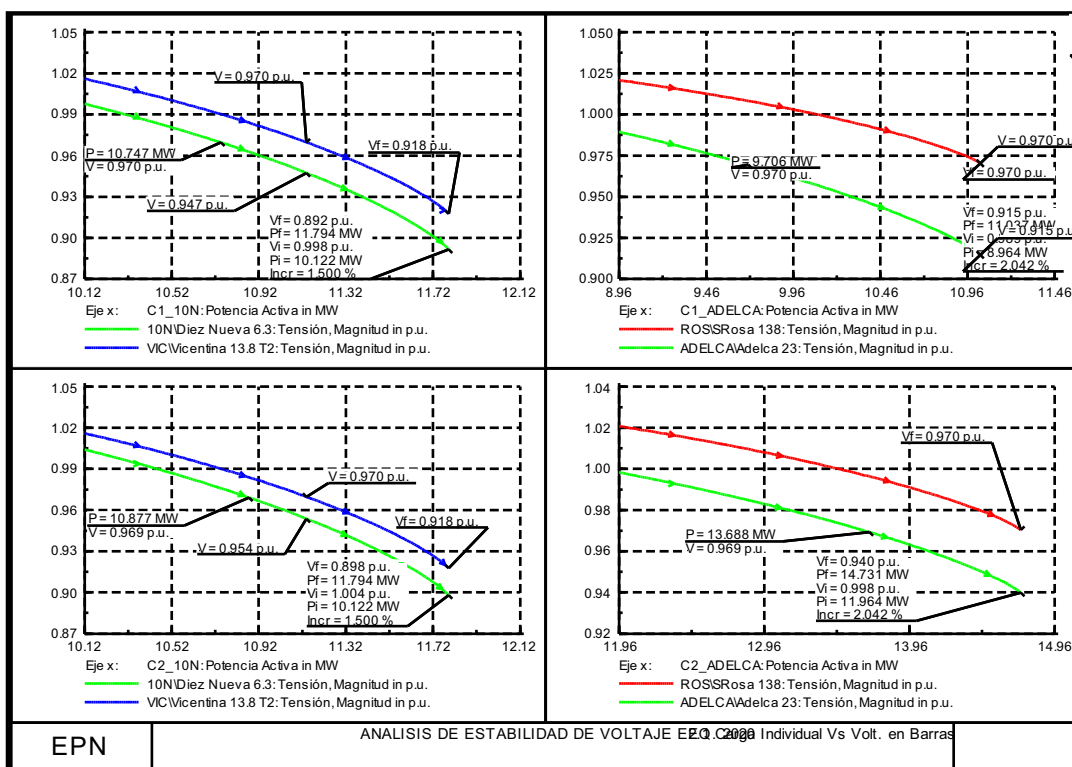
Para realizar el análisis de estabilidad de voltaje se procede de igual manera que se hizo para el año 2010. En el escenario de 2020 se toma como incrementos de carga los valores definidos en el Plan de Expansión del SEQ, mostrados en la Tabla 4-14.

Tabla 4-14 Porcentaje de Incremento en las Subestaciones de la EEQ 2020

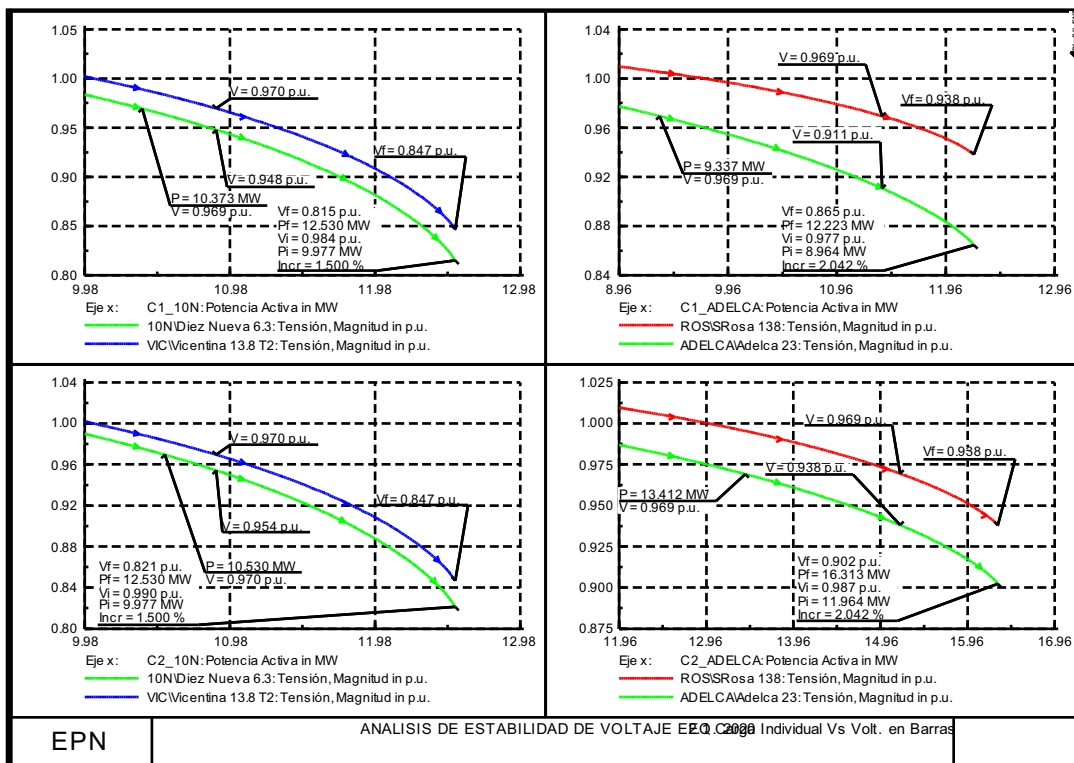
PORCENTAJE DE INCREMENTO EN LAS SUBESTACIONES DE LA EEQ 2020					
N°	S/E 2020	Tasa de Incremento Anual [%]	N°	S/E 2020	Tasa de Incremento Anual [%]
1	C1_10N	1,50	33	C2_IÑAQU	1,75
2	C1_ADELCA	2,04	34	C2_PGUERR	1,75
3	C1_ALANGASI	2,88	35	C2_POM	5,50
4	C1_BOSQUE	1,38	36	C2_RCOCA	1,50
5	C1_CAROL	2,00	37	C2_SGOLQ	2,25
6	C1_CHCLLE	1,75	38	C2_SROSA	2,00
7	C1_CRIST	5,25	39	C2_TABABE	3,00
8	C1_CTOLLO	2,50	40	C2_ZAMB	2,63
9	C1_CTQLLON	2,50	41	C3_ADELCA	0,00
10	C1_CUMBAYA	3,00	42	C4_ADELCA	0,00
11	C1_EPIC	1,88	43	C_10V	2,00
12	C1_ESPEJ	4,25	44	C_ALUCIA	3,00
13	C1_IÑAQU	1,75	45	C_B QUEV	2,25
14	C1_PGUERR	1,75	46	C_BAEZA	1,75
15	C1_POM	5,50	47	C_BANCOS	3,00
16	C1_RCOCA	1,50	48	C_BRRNVO	2,00
17	C1_SGOLQ	2,25	49	C_CHILIBULO	2,00
18	C1_SROSA	2,00	50	C_CONOC	4,50
19	C1_TABABE	3,00	51	C_ENKAD	4,00
20	C1_ZAMB	2,63	52	C_FLORST	2,30
21	C2_10N	1,50	53	C_G CENT	3,25
22	C2_ADELCA	2,04	54	C_LULUN	2,75

23	C2_ALANGASI	2,88	55	C_MARIN	2,00
24	C2_BOSQUE	1,38	56	C_MCHCHI	3,25
25	C2_CAROL	2,00	57	C_MRFLRS	2,00
26	C2_CHCLLE	1,75	58	C_OLIMP	3,00
27	C2_CRIST	5,25	59	C_PAPALLACTA	4,00
28	C2_CTOLLO	2,50	60	C_QUINCH	4,50
29	C2_CTOLLON	2,50	61	C_SAN_ANTONIO	5,50
30	C2_CUMBAYA	3,00	62	C_SRQUE	2,00
31	C2_EPIC	1,88	63	C_SUCRE	2,00
32	C2_ESPEJ	4,25	64	C_VICENTINA	6,00

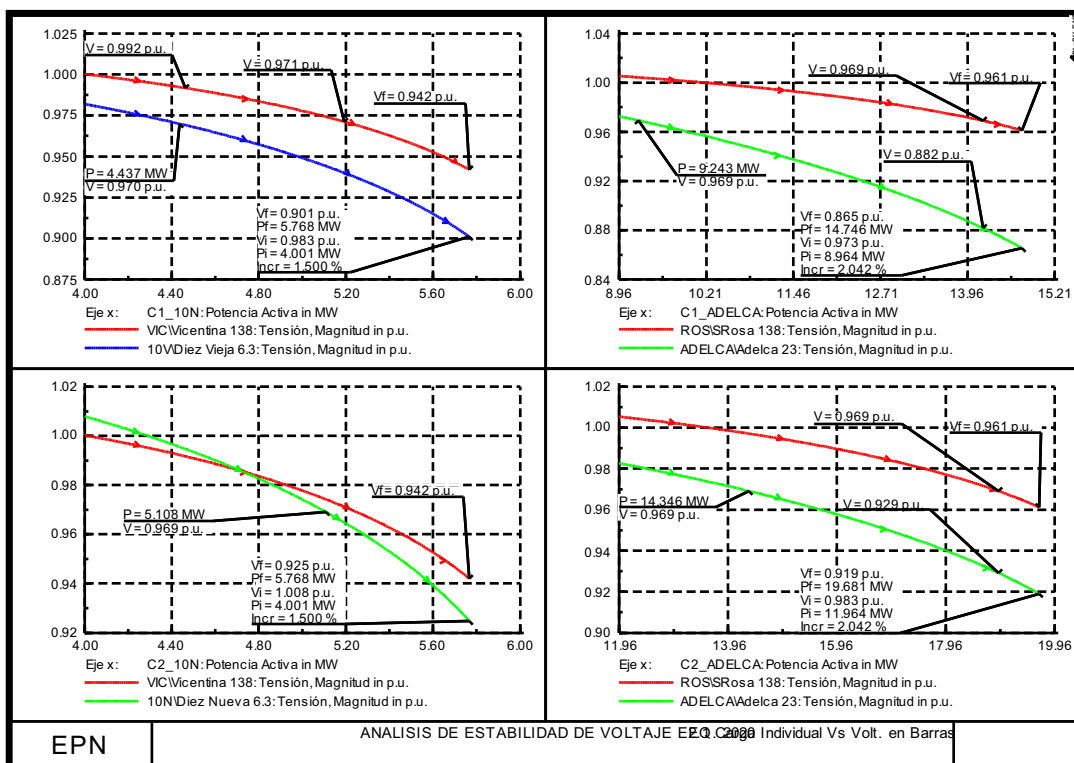
A continuación se muestran las curvas PV obtenidas en los tres escenarios de demanda: máxima, media y mínima con el sistema de subtransmisión planificado para el año 2020.



(a)

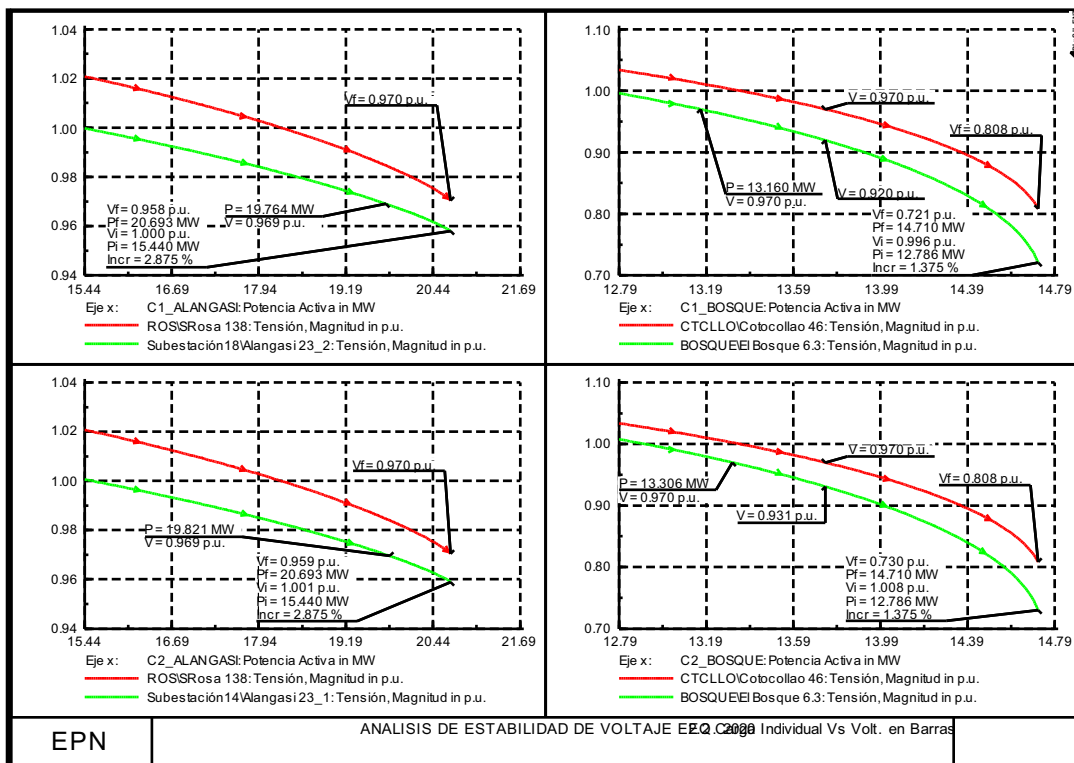


(b)

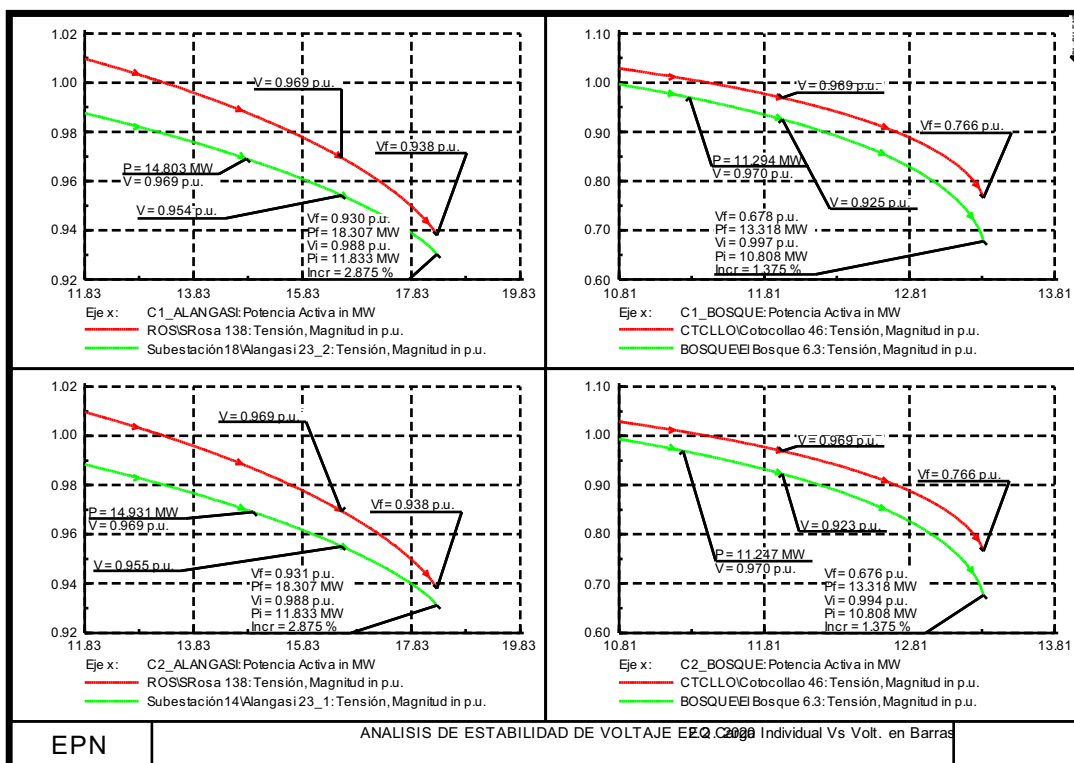


(c)

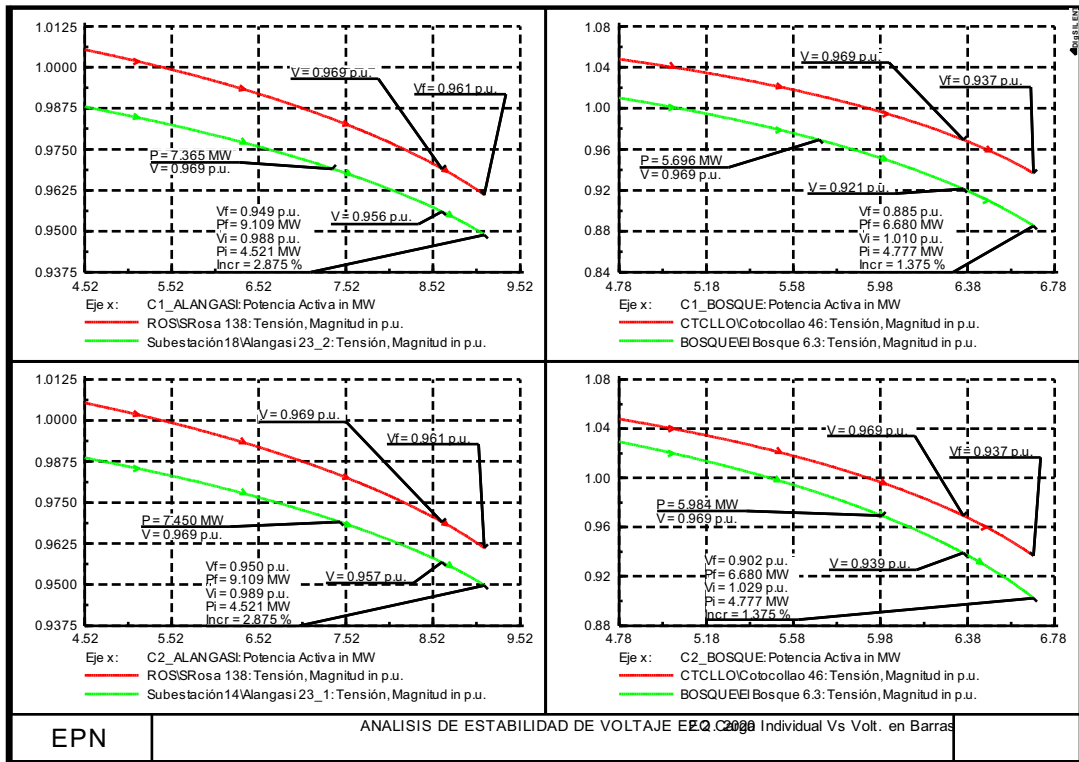
Figura 4-17 Curvas PV de las subestaciones Diez Nueva y Adelca con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

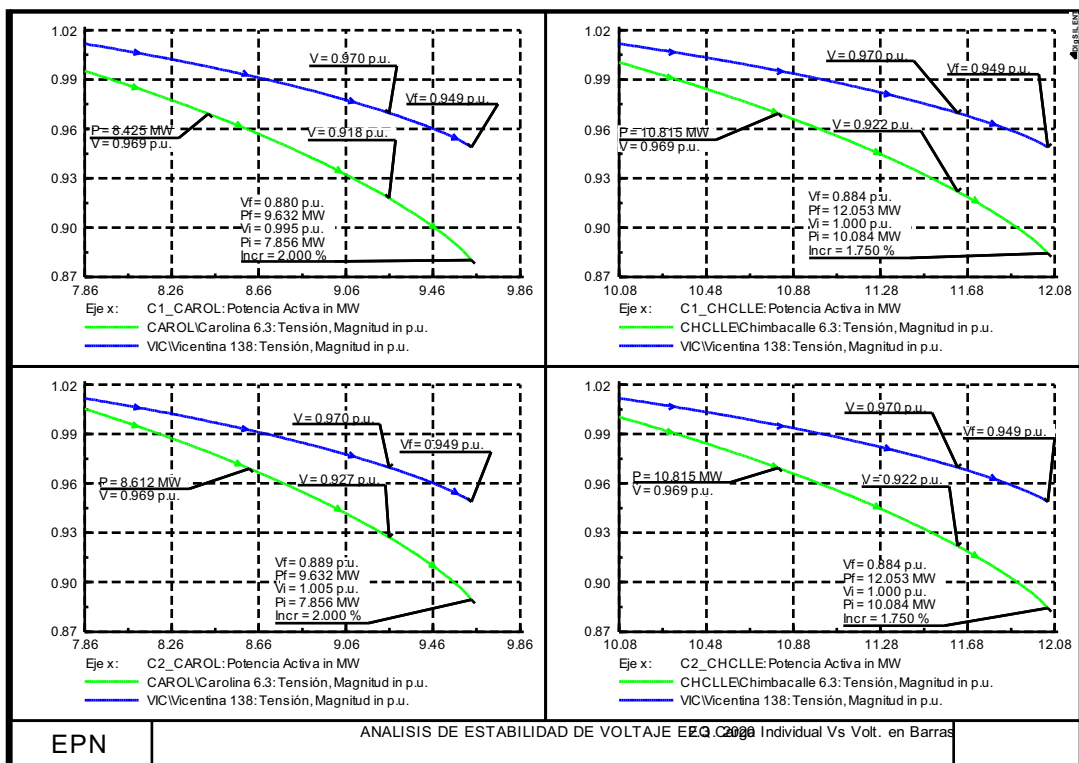


(b)



(c)

Figura 4-18 Curvas PV de las subestaciones Alangasi y El Bosque con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

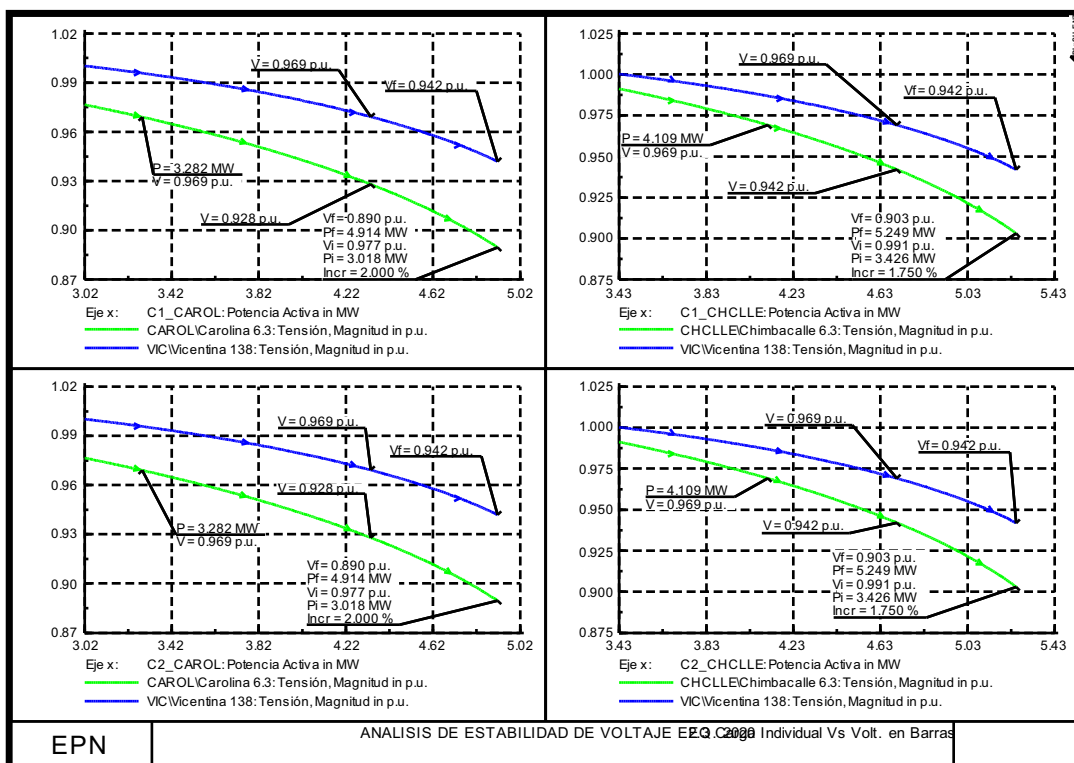
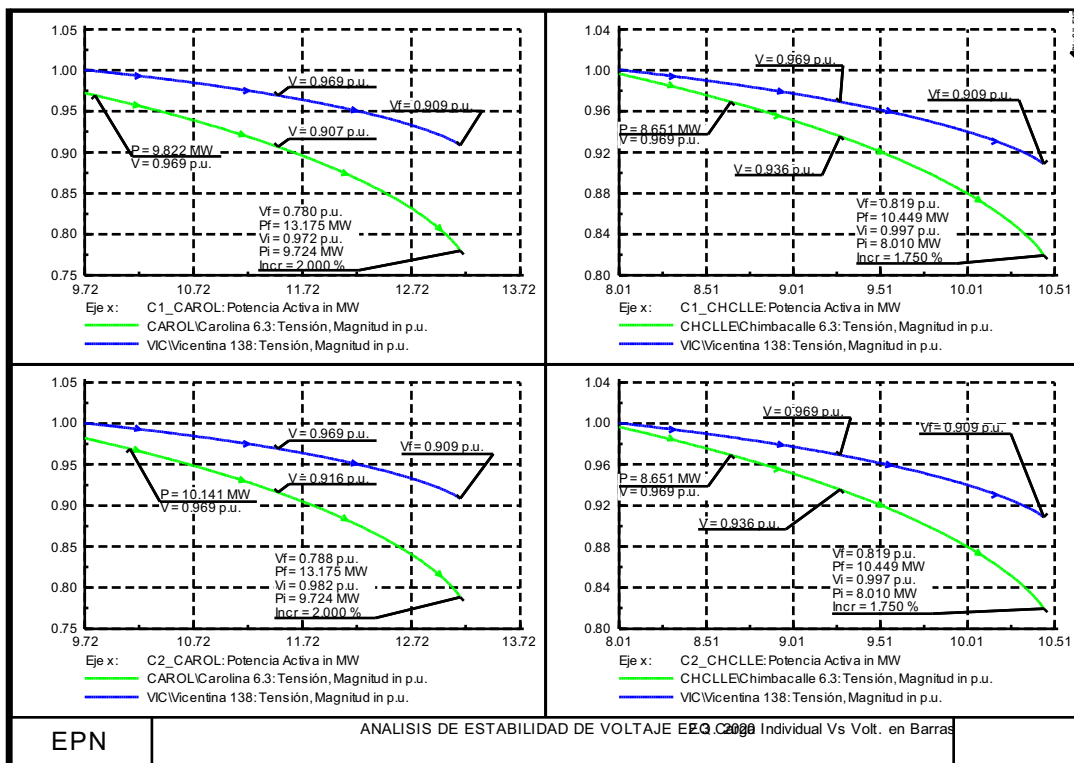
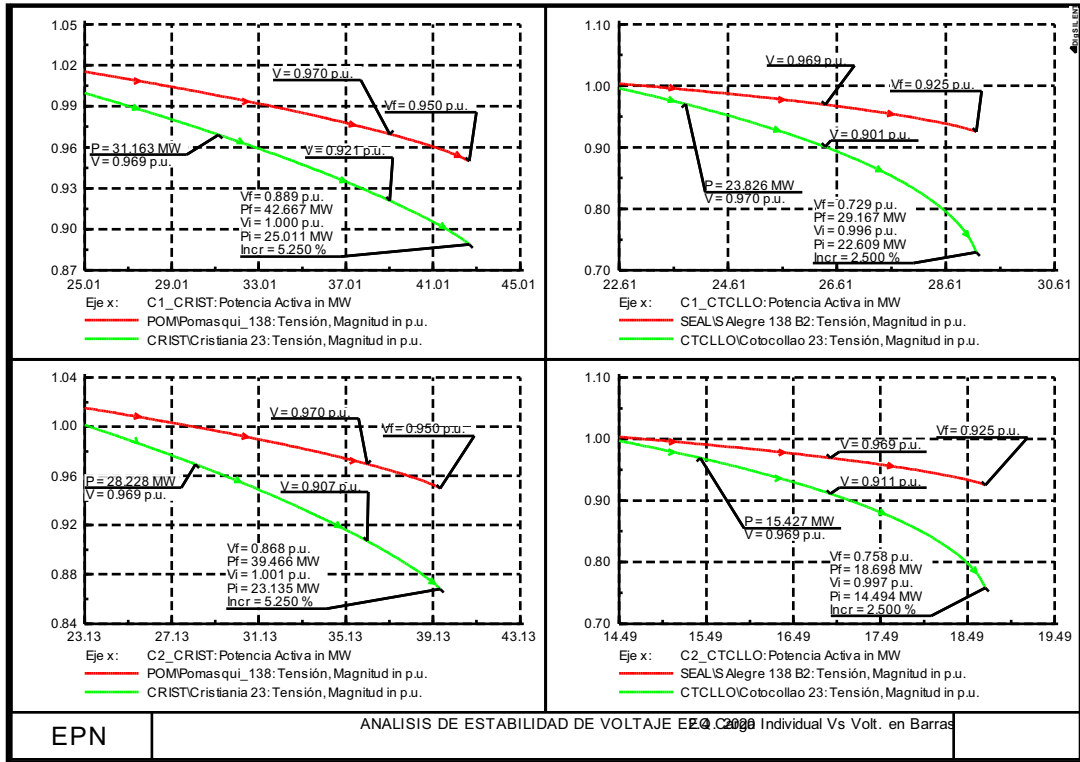
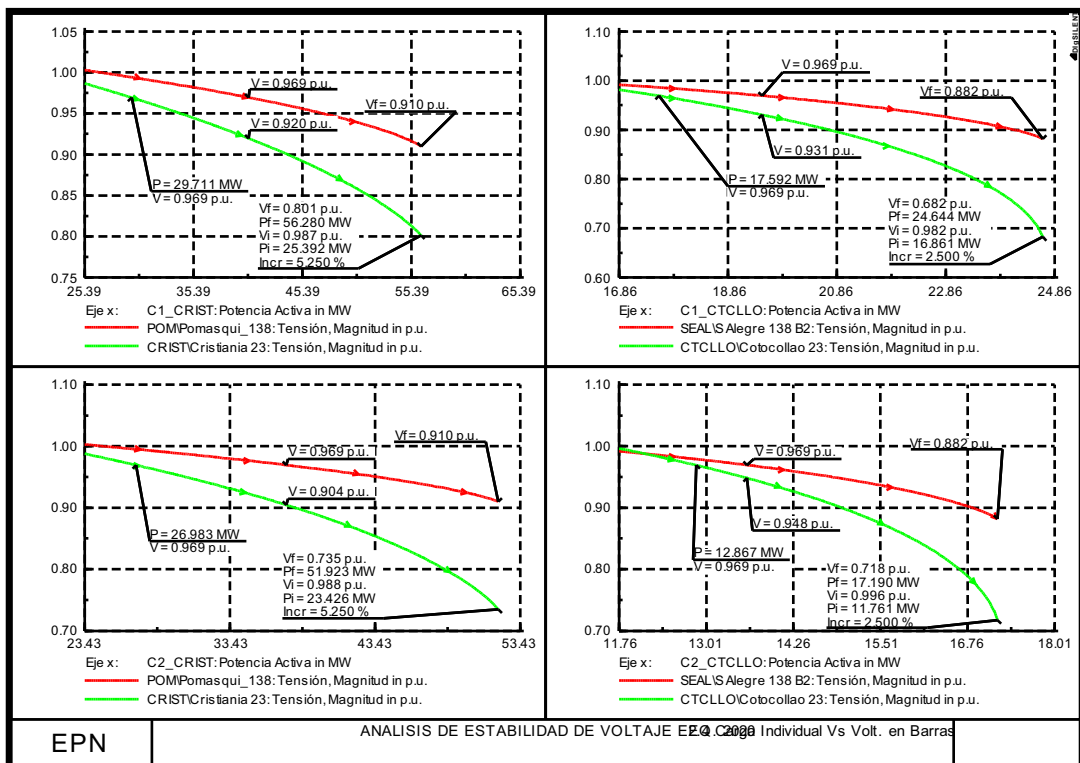


Figura 4-19 Curvas PV de las subestaciones Carolina y Chimbacalle con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)



(b)

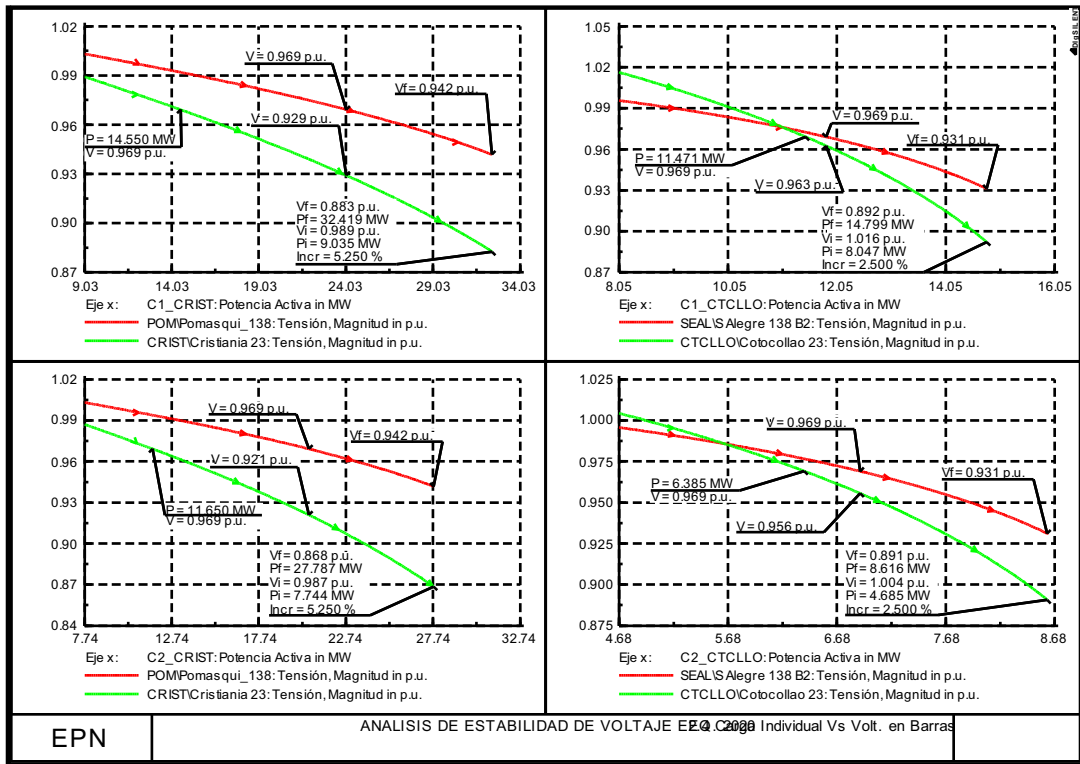
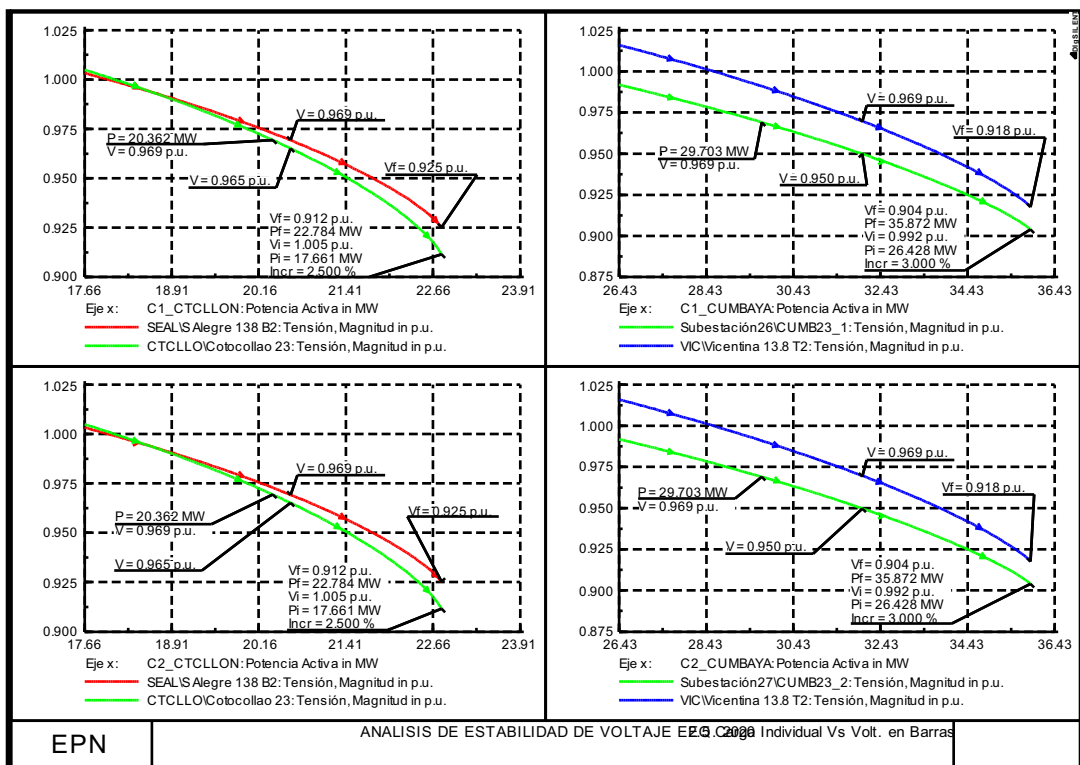
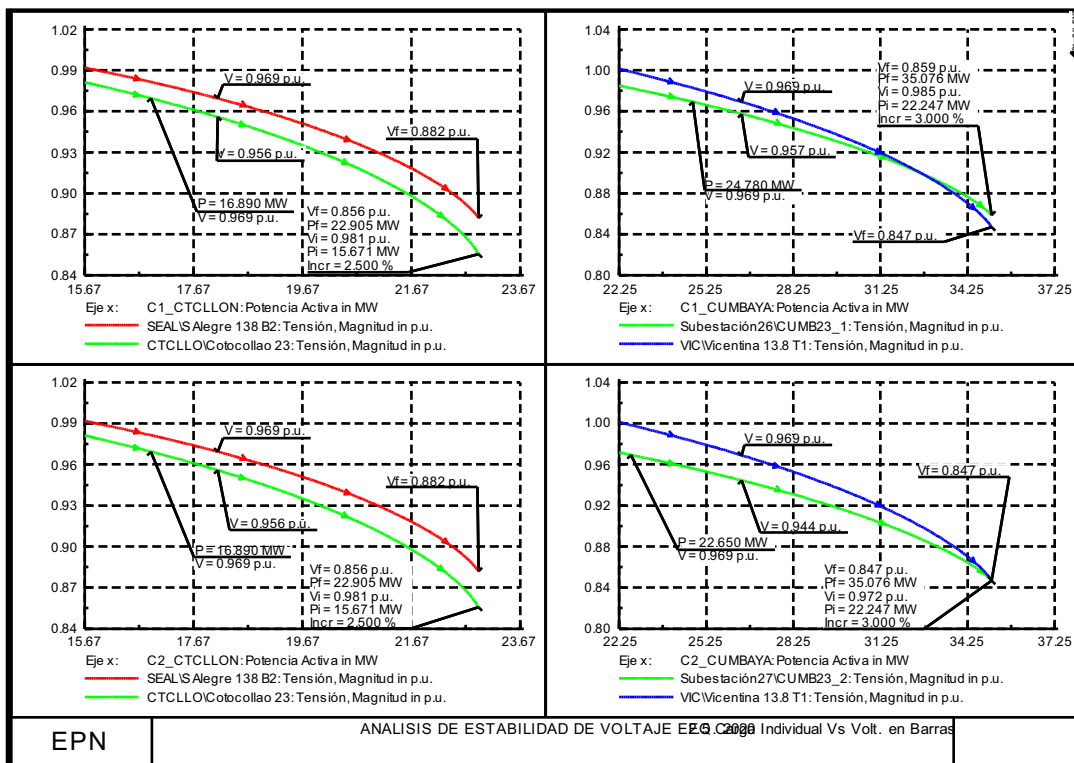
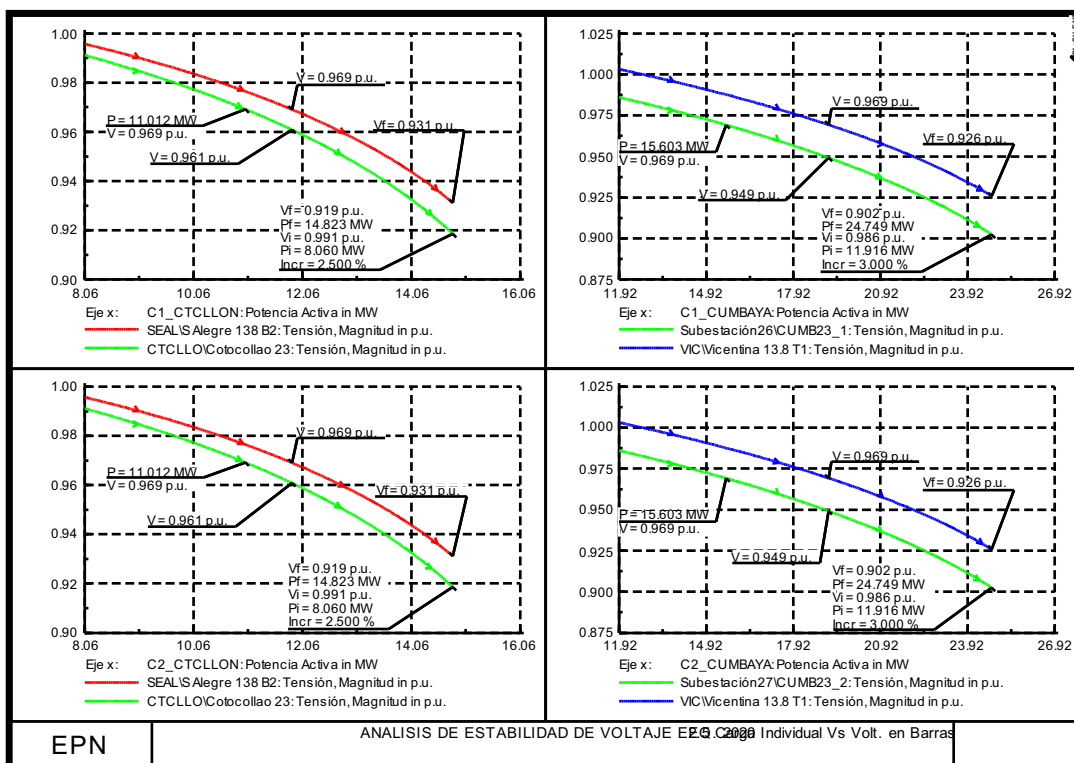


Figura 4-20 Curvas PV de las subestaciones Cristianía y Cotocollao con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



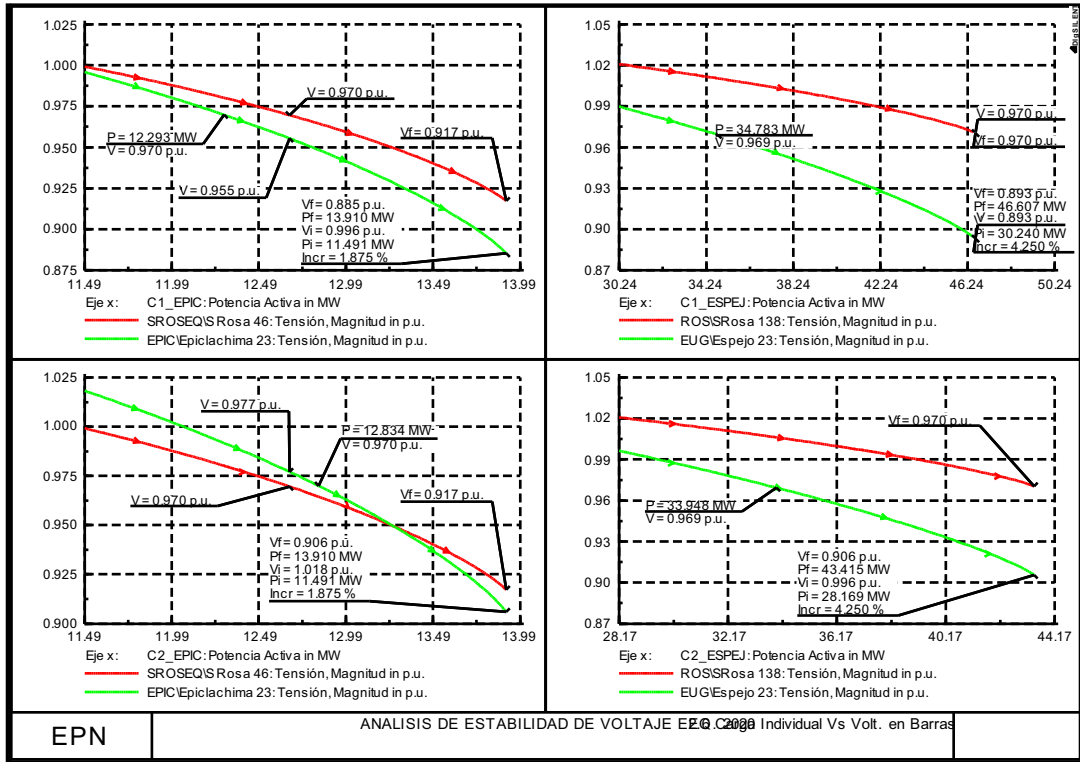


(b)

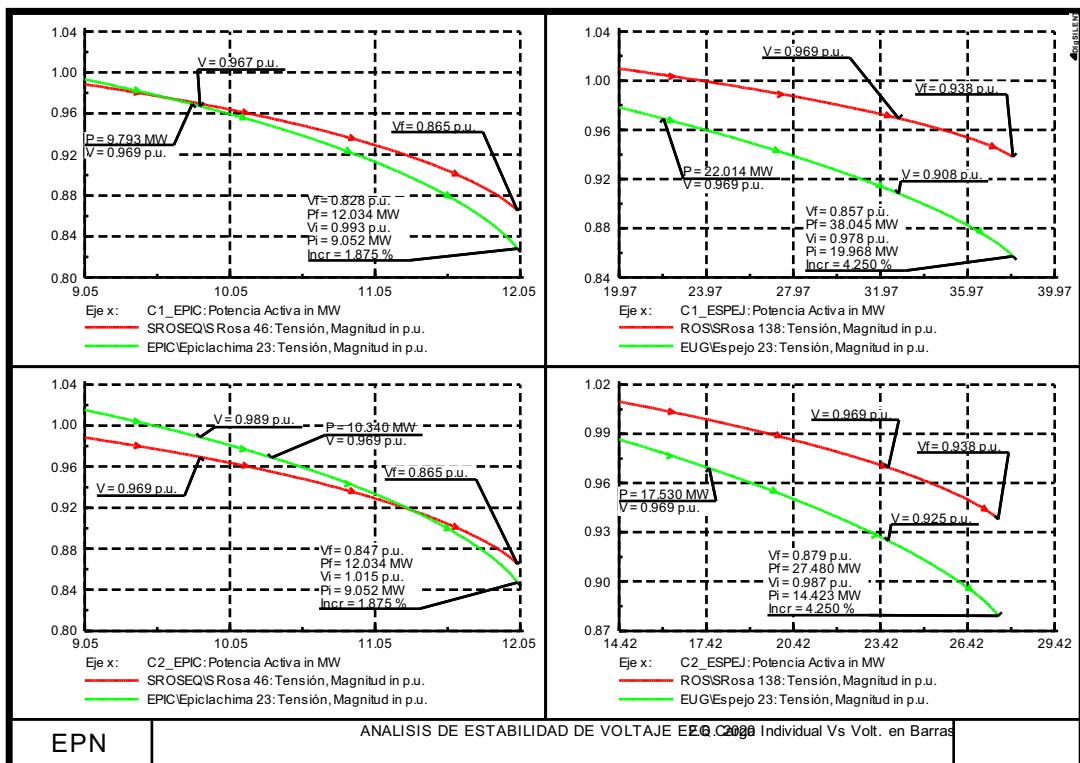


(c)

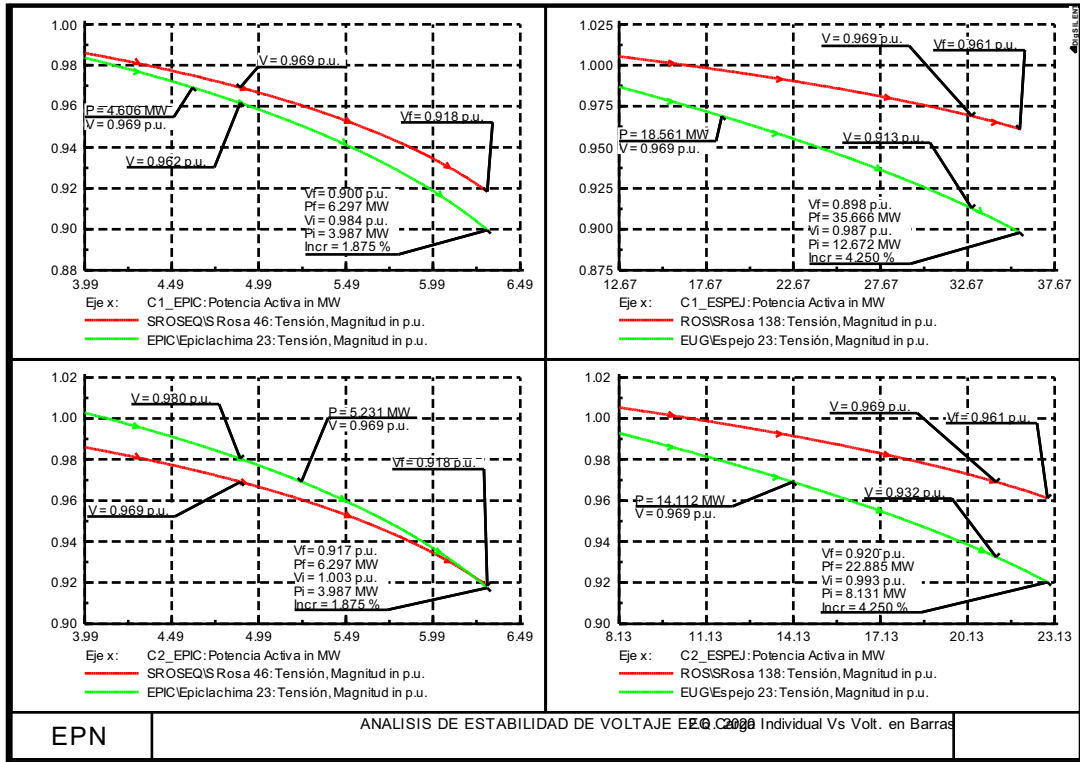
Figura 4-21 Curvas PV de las subestaciones Cotocollao Nueva y Cumbayá con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

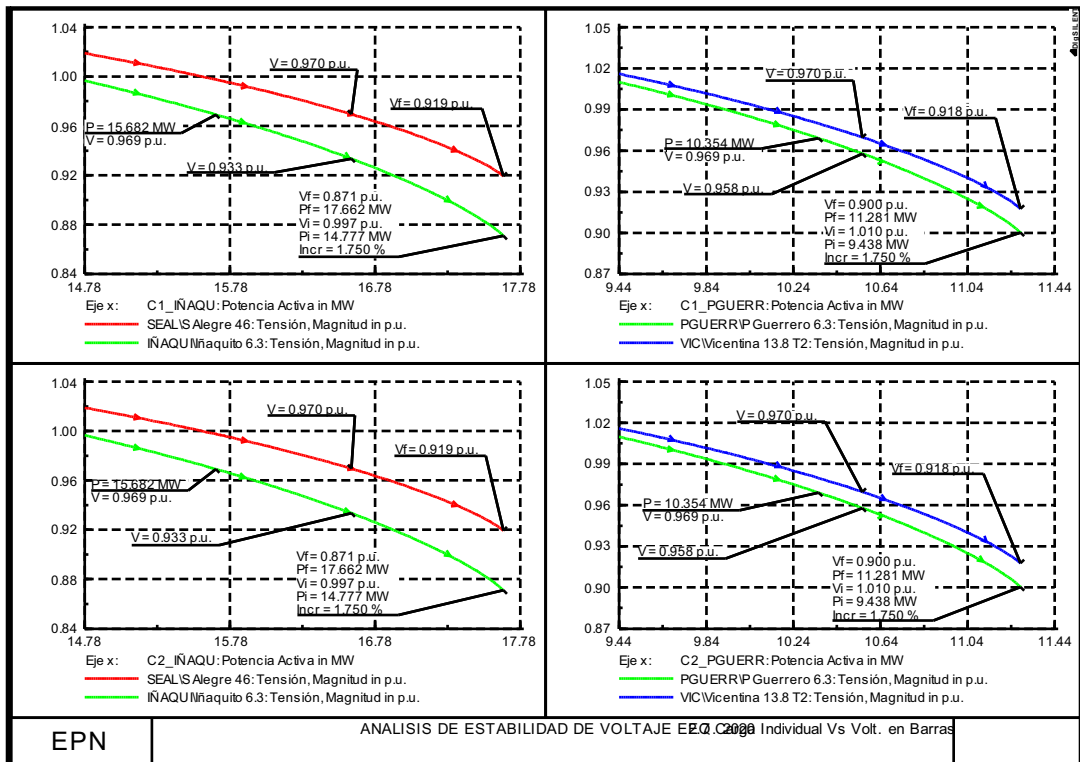


(b)

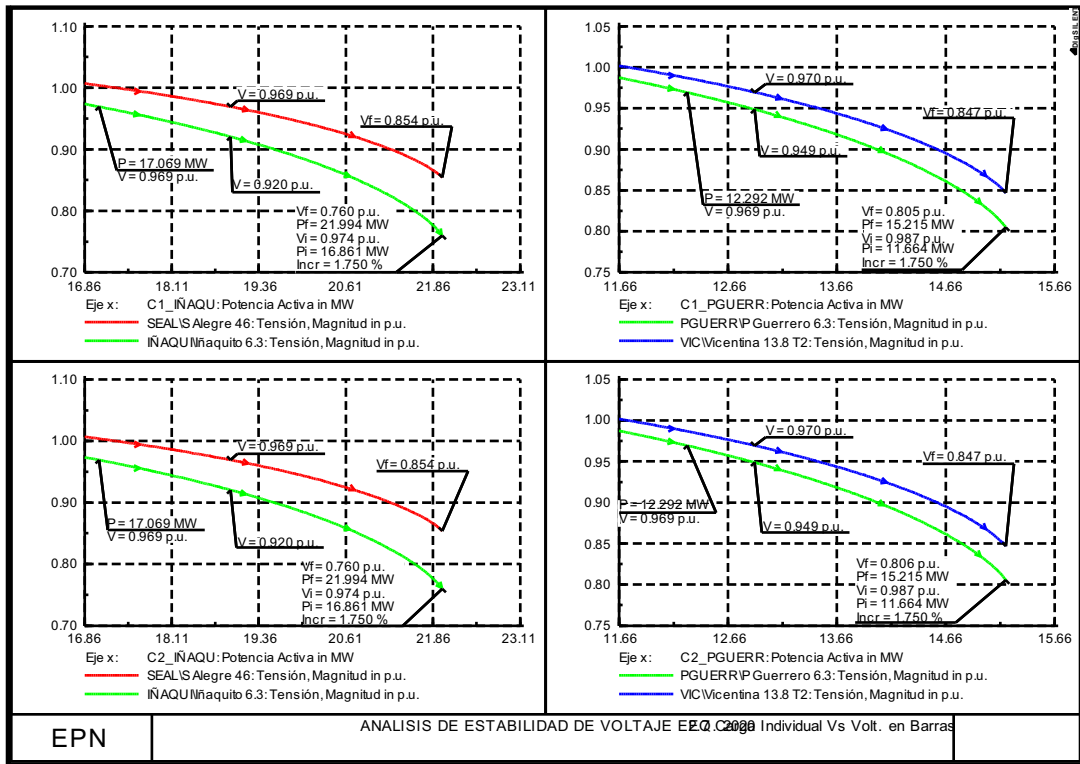


(c)

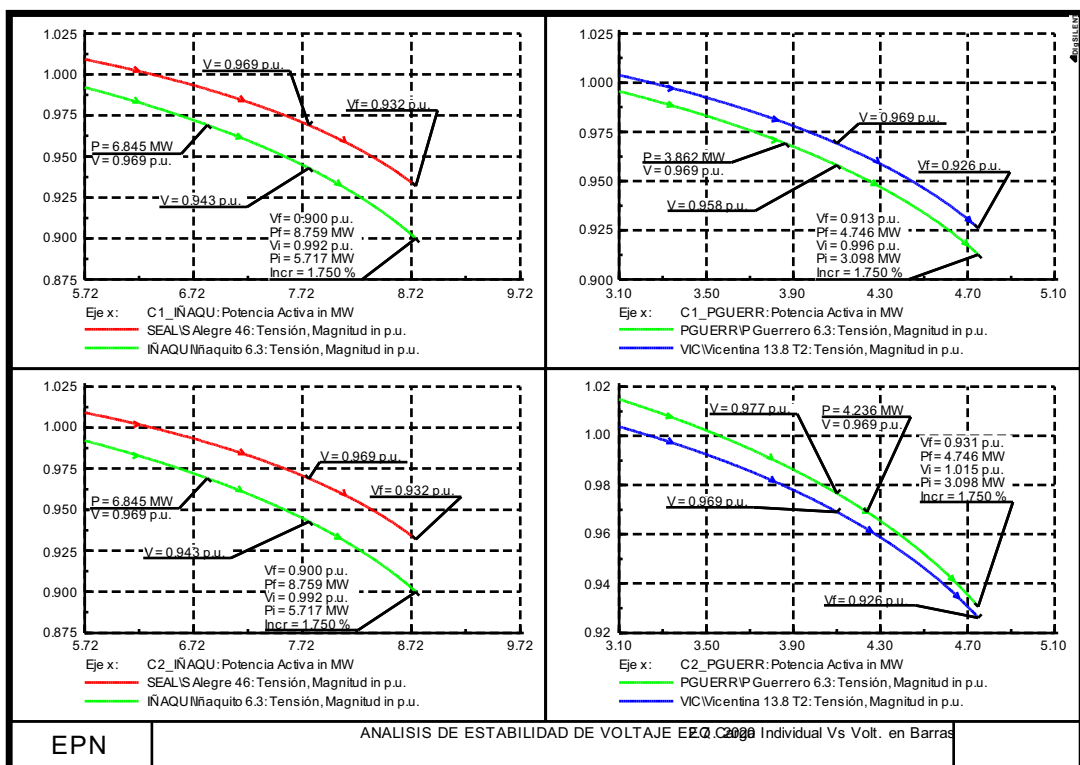
Figura 4-22 Curvas PV de las subestaciones Epiclachima y Eugenio Espejo con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

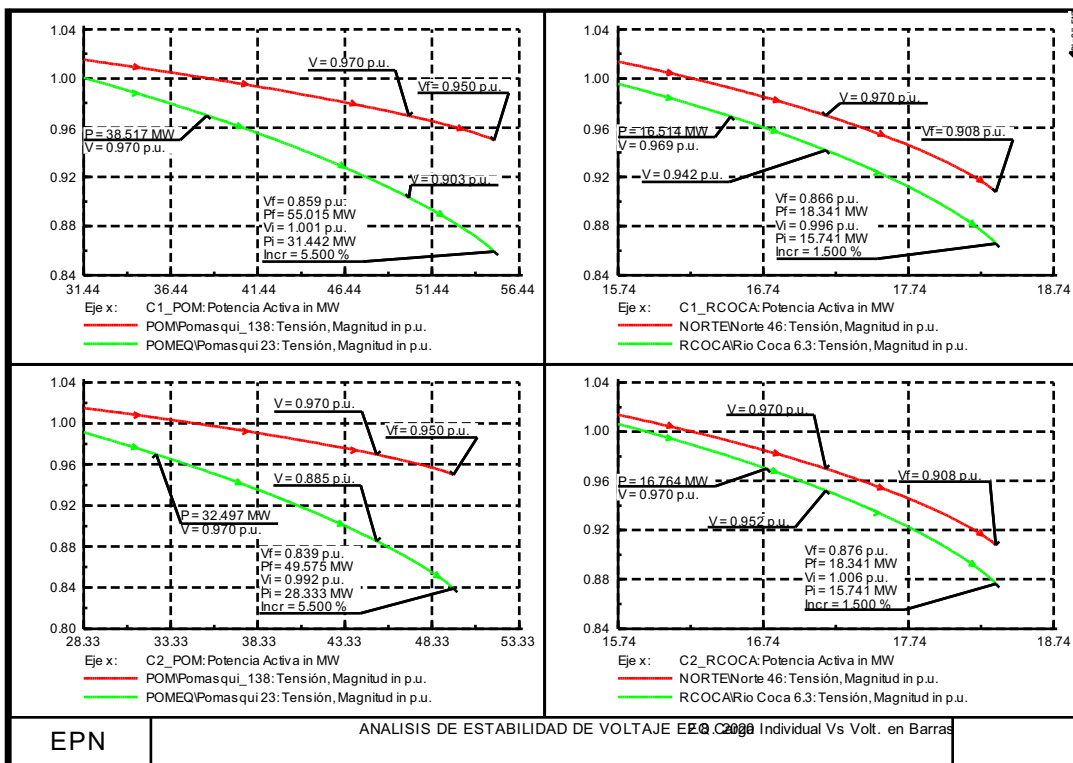


(b)

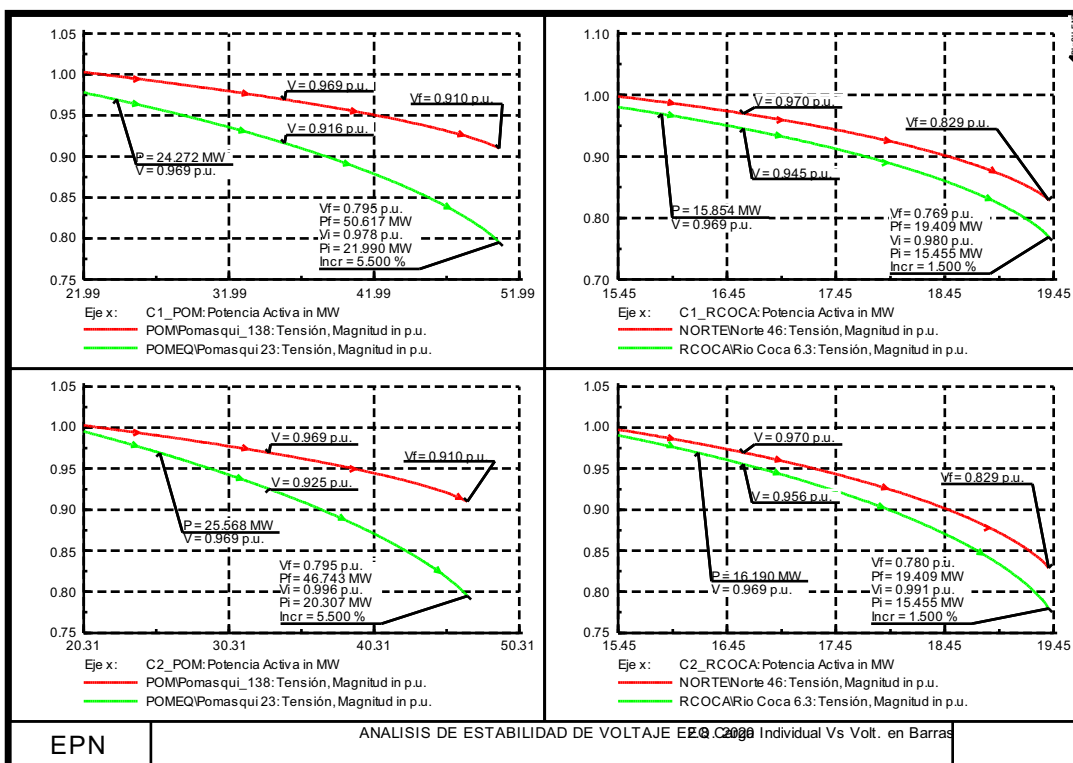


(c)

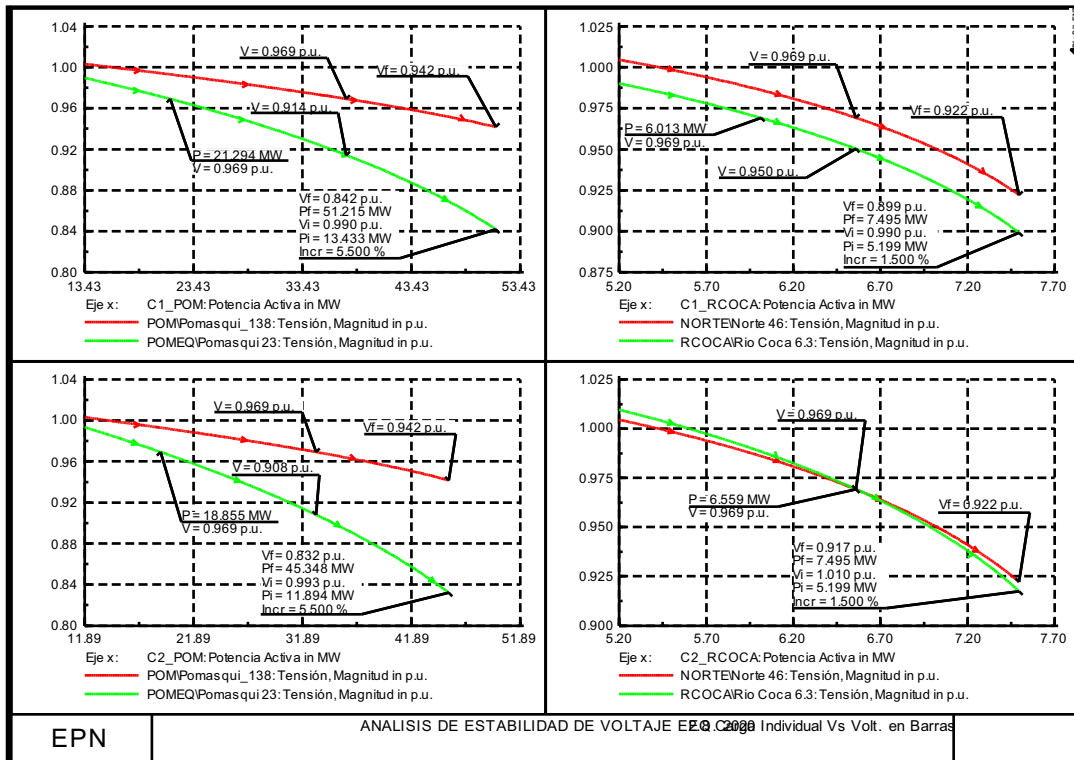
Figura 4-23 Curvas PV de las subestaciones Vicentina Iñaquito y Pérez Guerrero con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

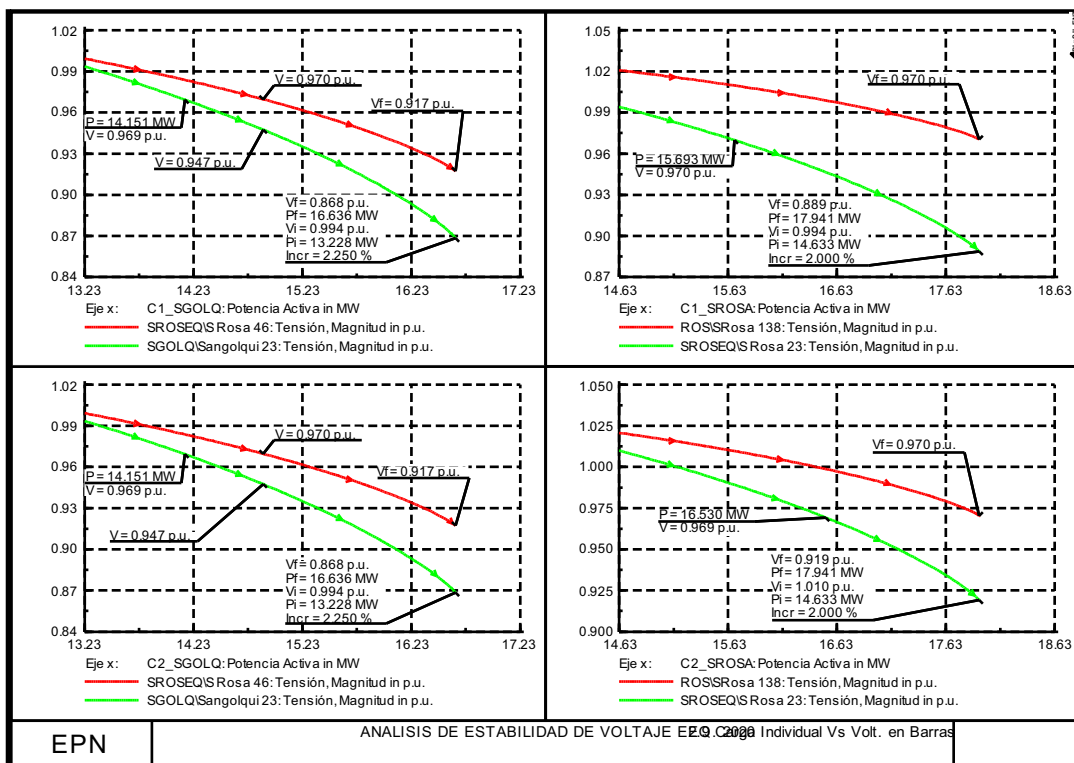


(b)

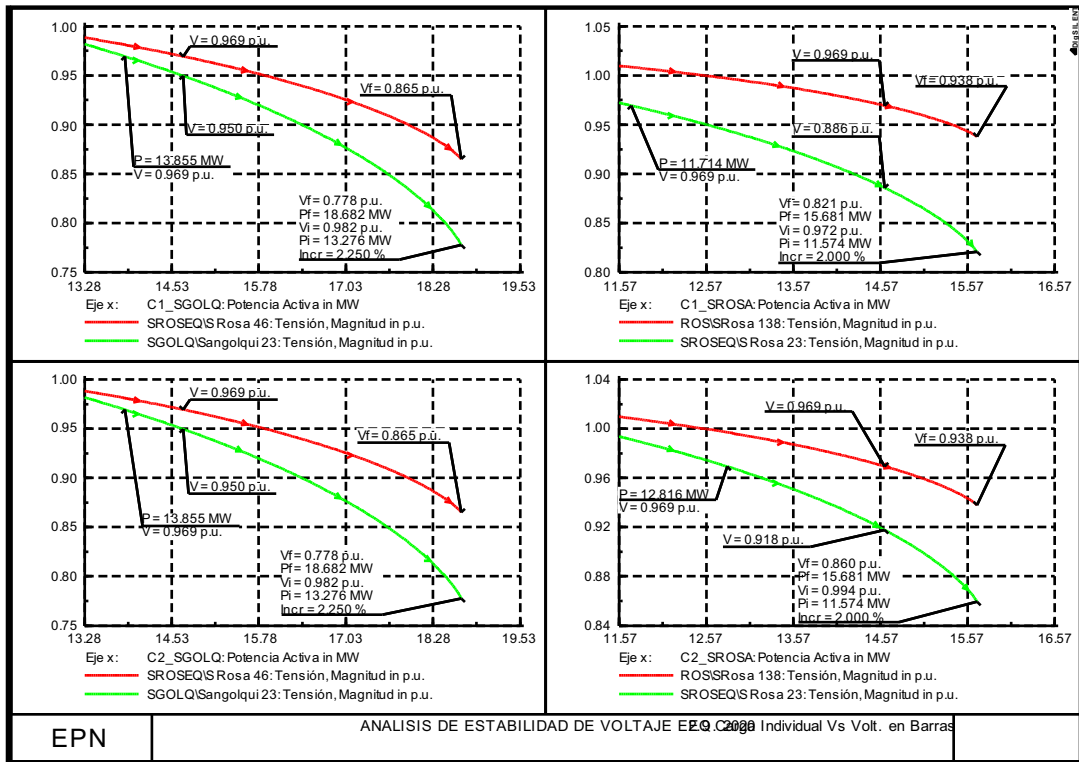


(c)

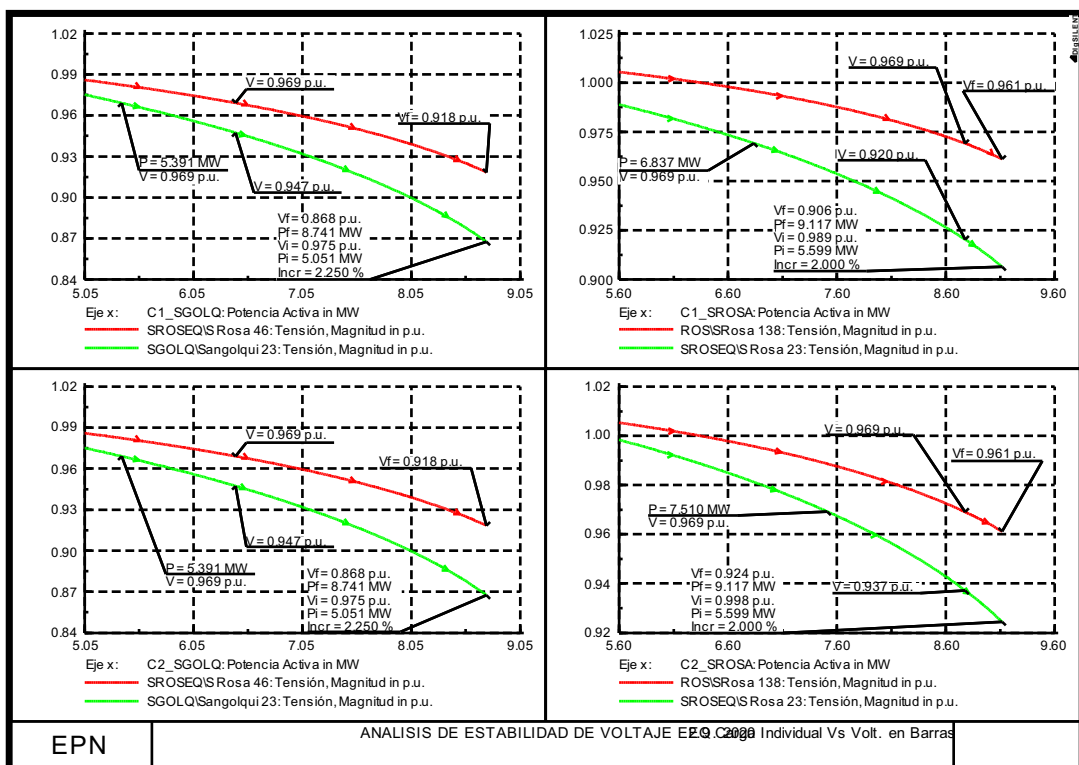
Figura 4-24 Curvas PV de las subestaciones Pomasqui y Rio Coca con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

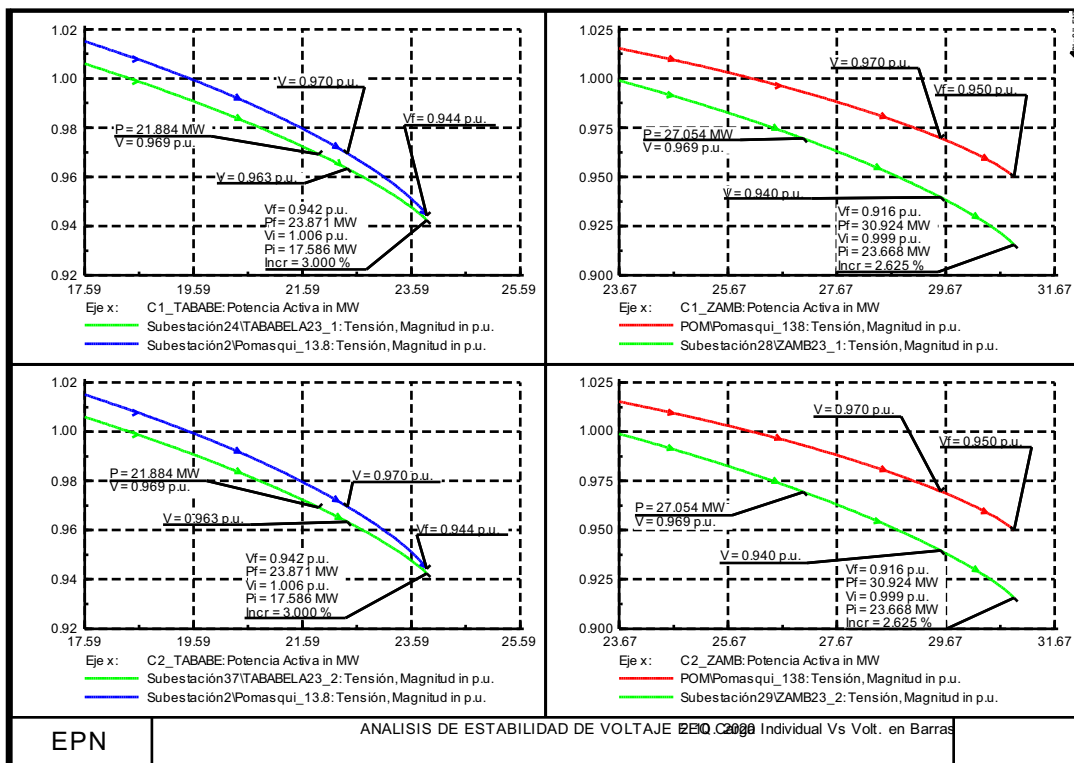


(b)

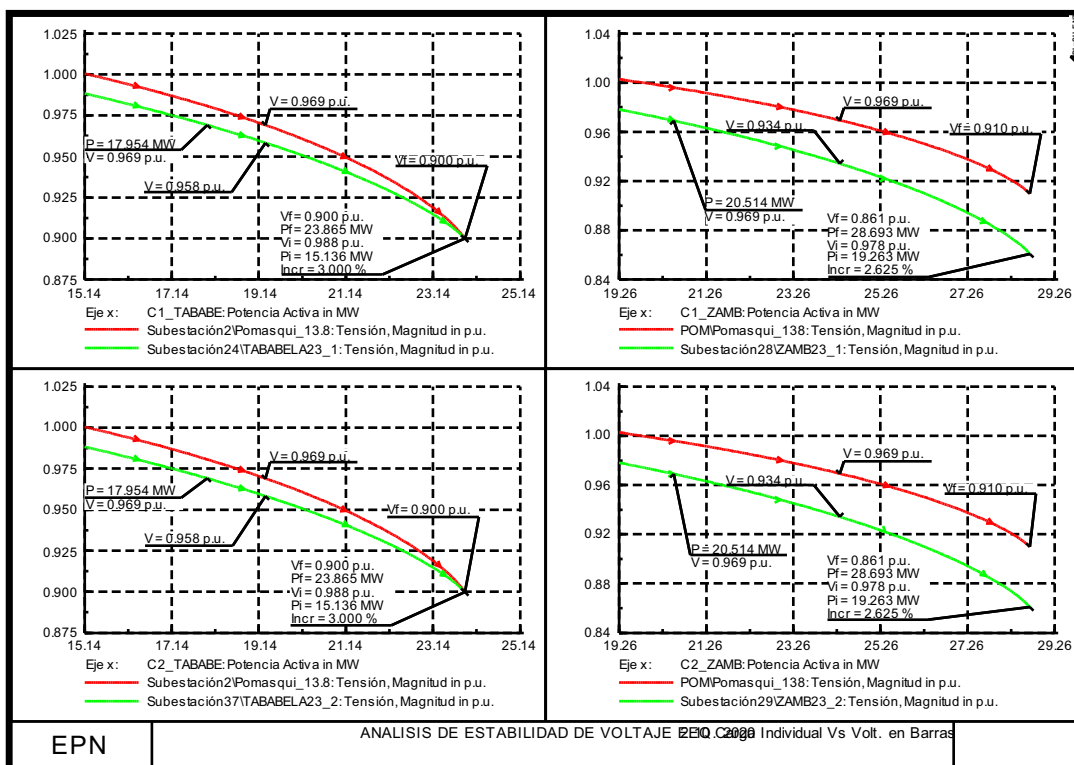


(c)

Figura 4-25 Curvas PV de las subestaciones Sangolqui y Santa Rosa con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)



(b)

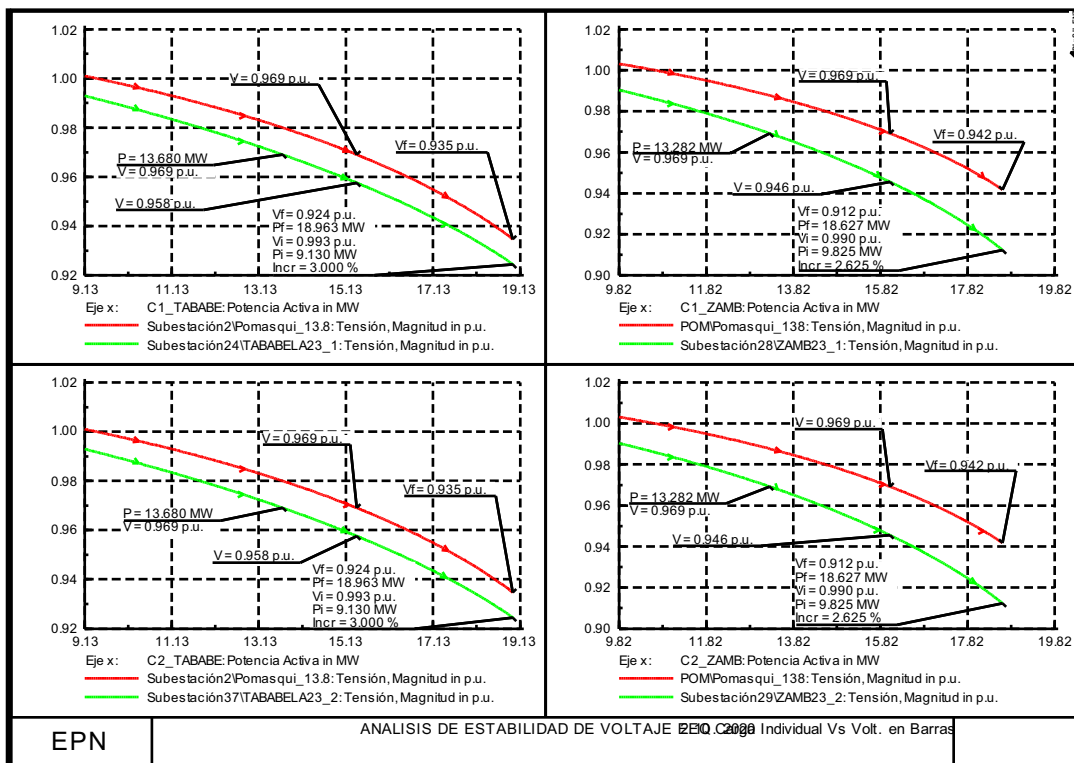
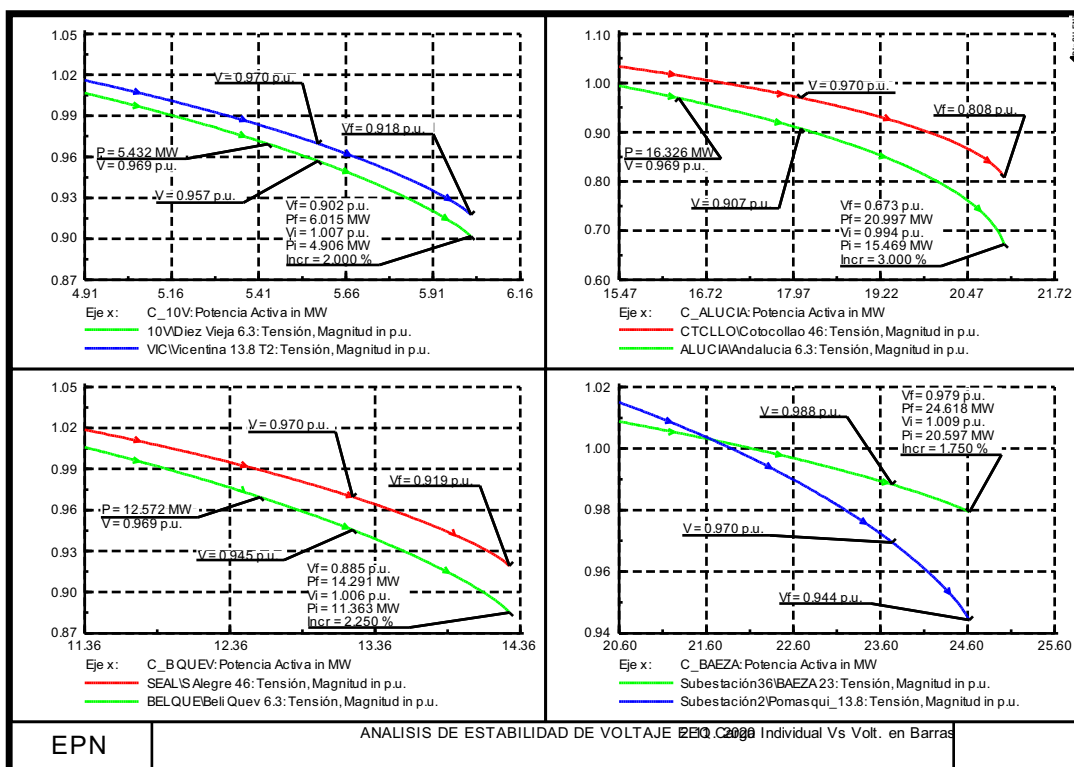
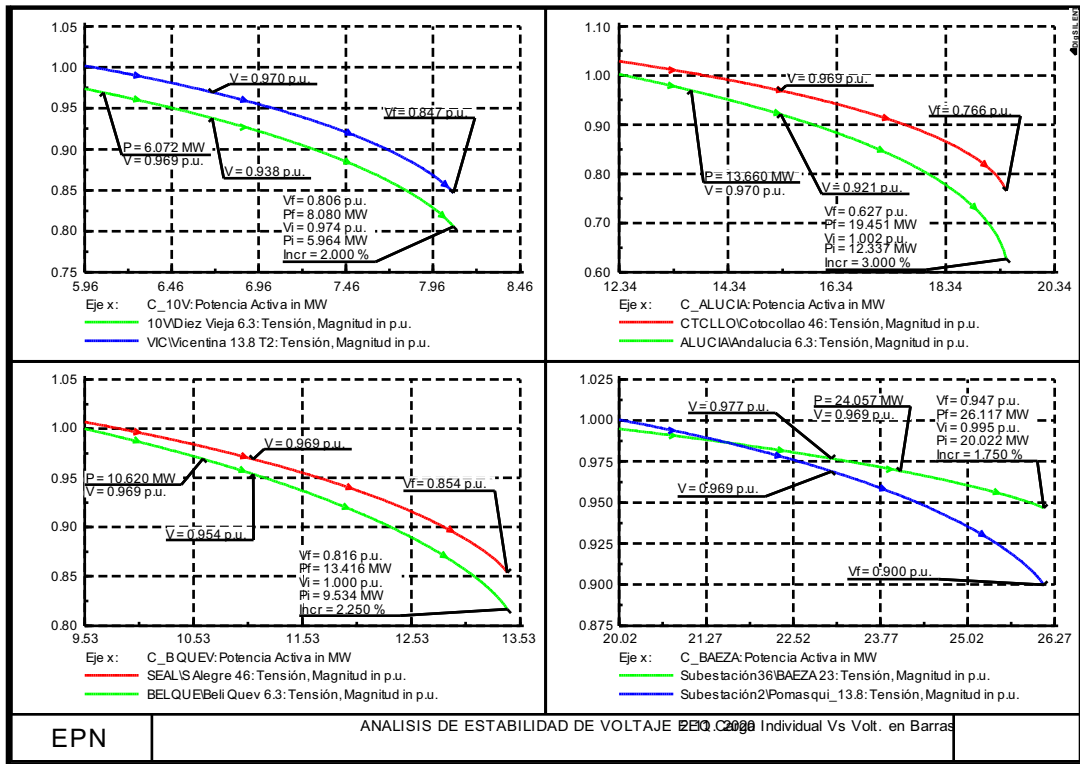
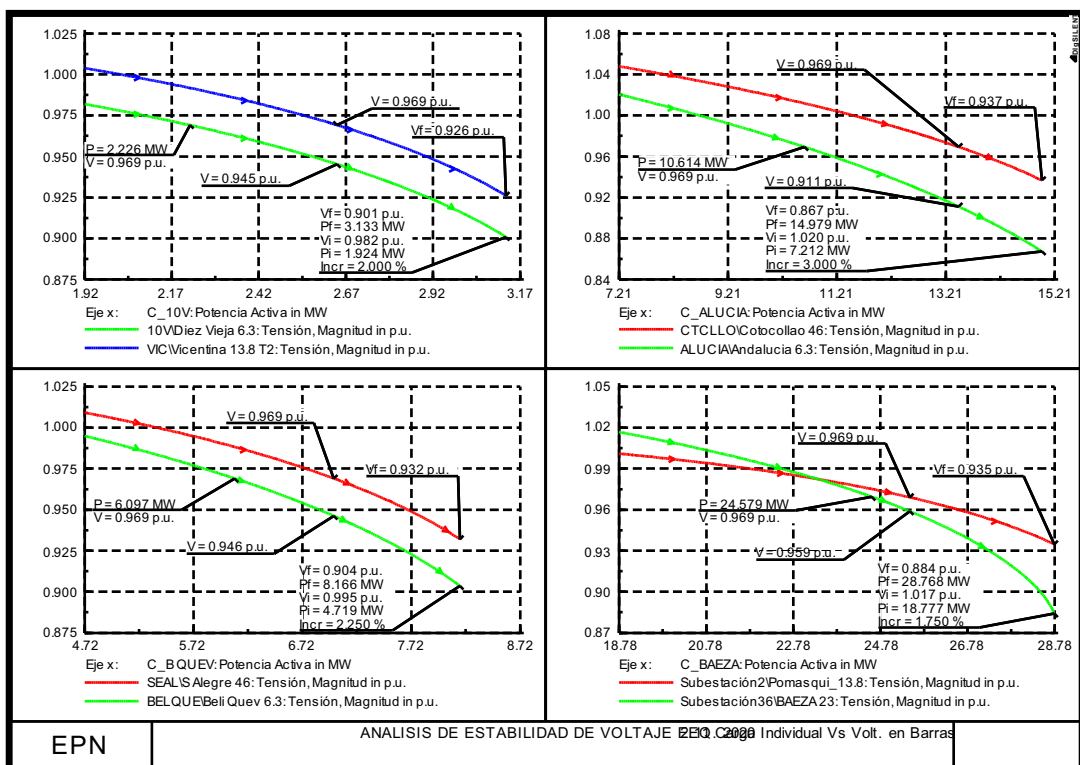


Figura 4-26 Curvas PV de las subestaciones Tababela y Zambiza con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



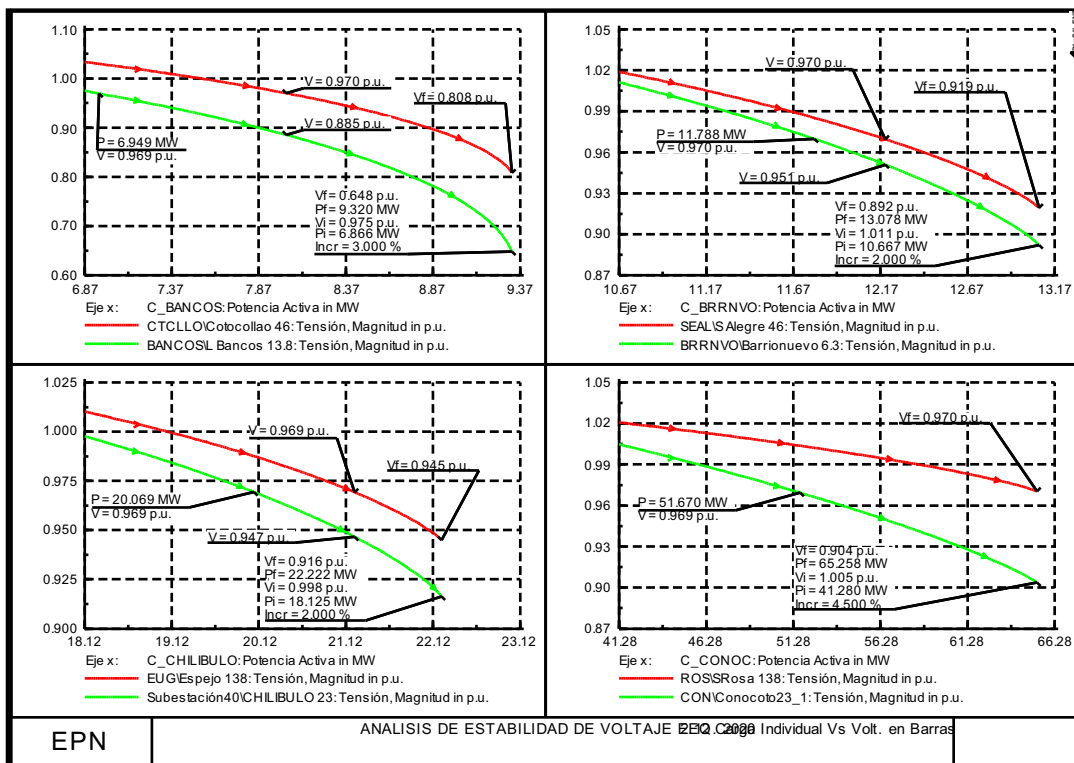


(b)

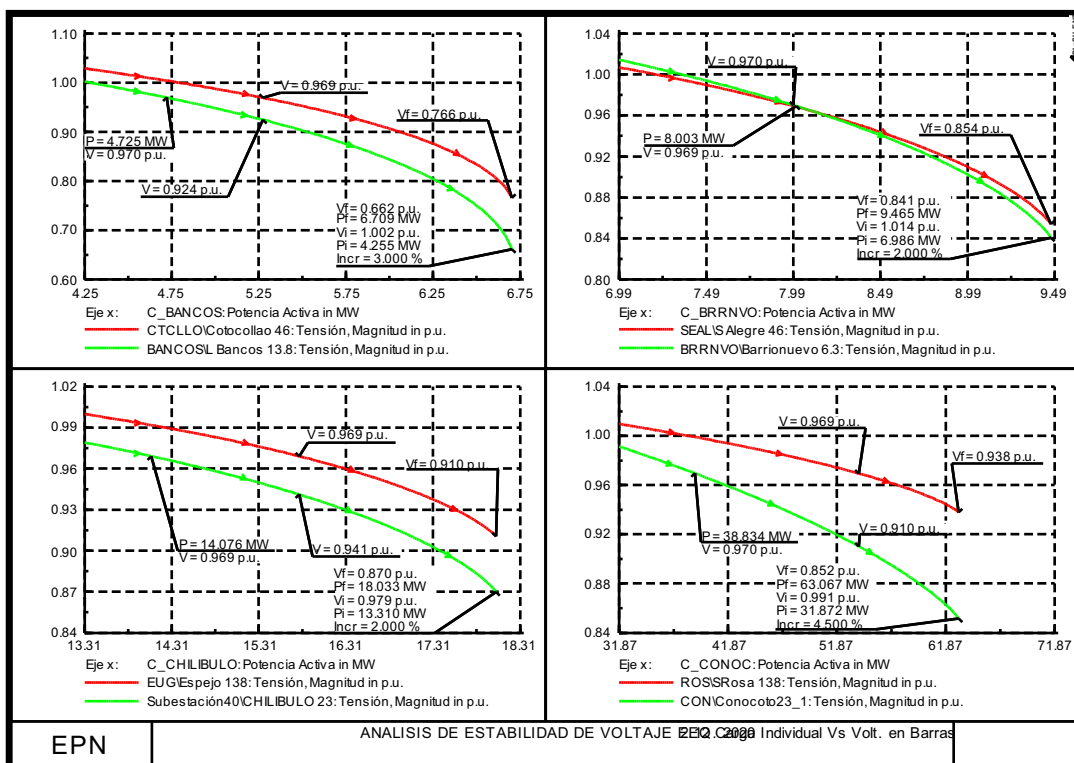


(c)

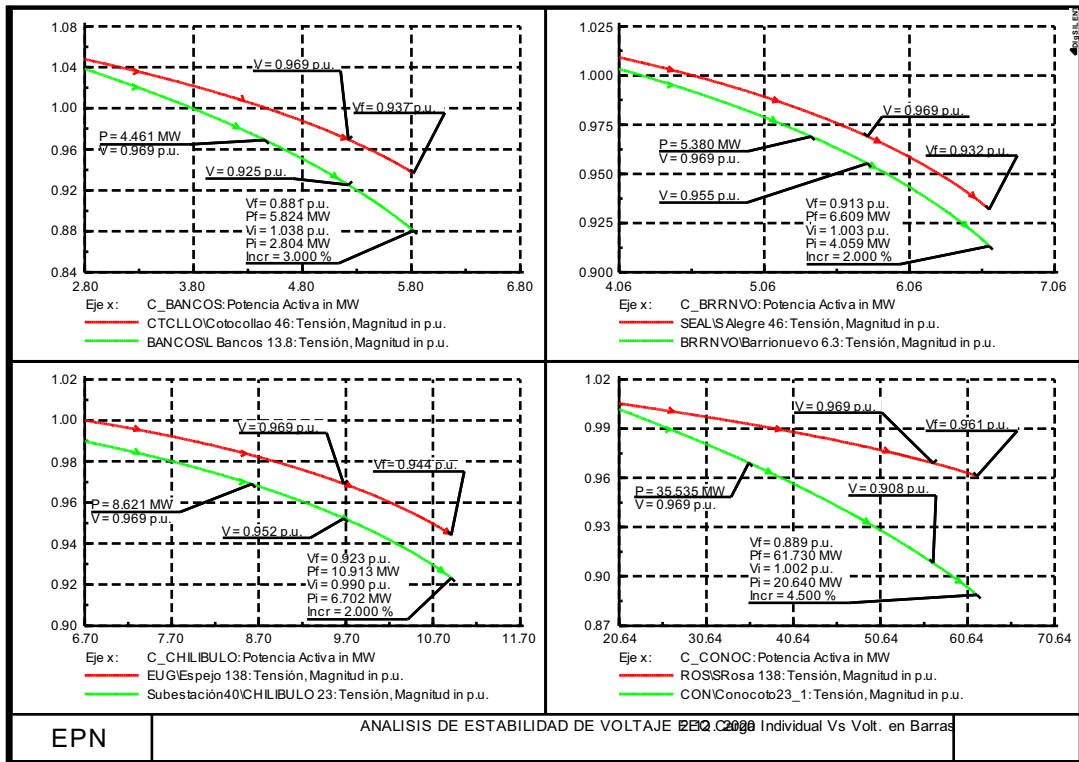
Figura 4-27 Curvas PV de las subestaciones Diez Vieja, Andalucía, Belisario Quevedo y Baeza con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

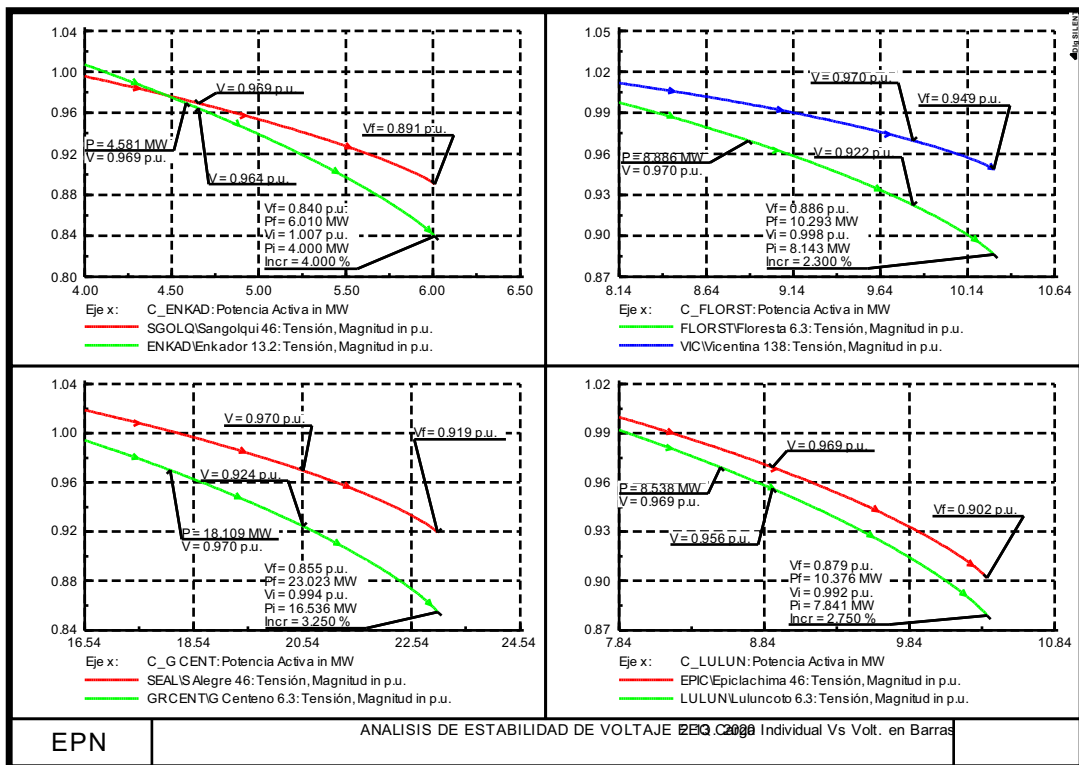


(b)

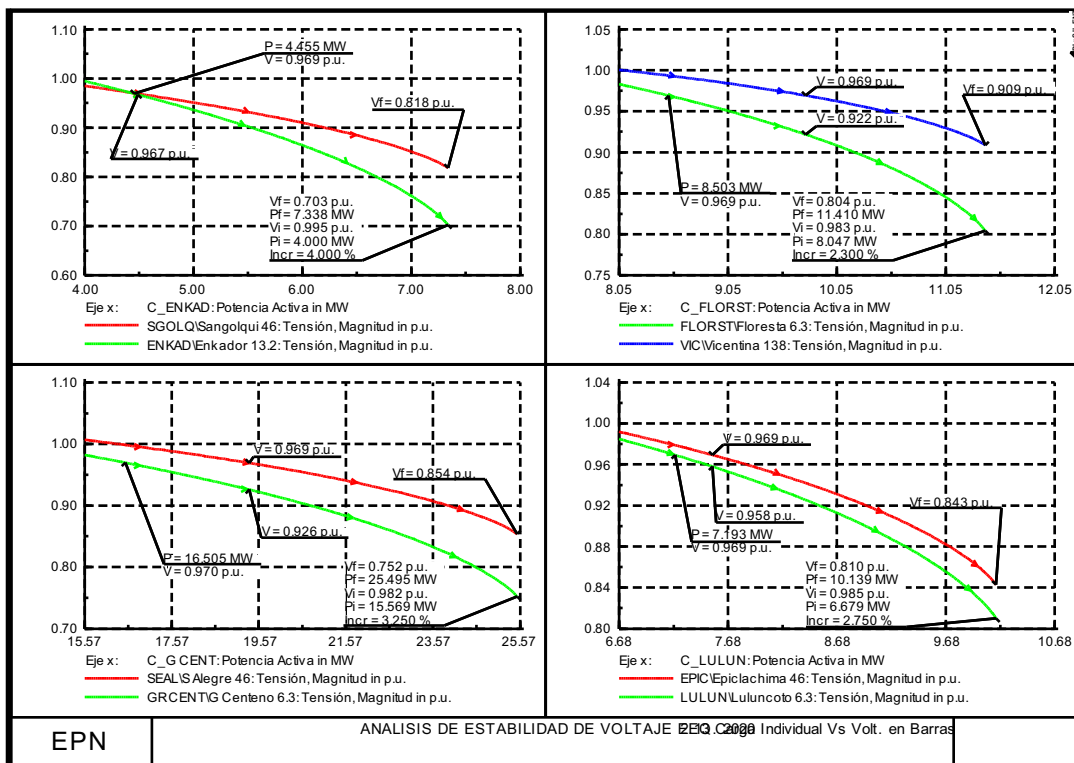


(c)

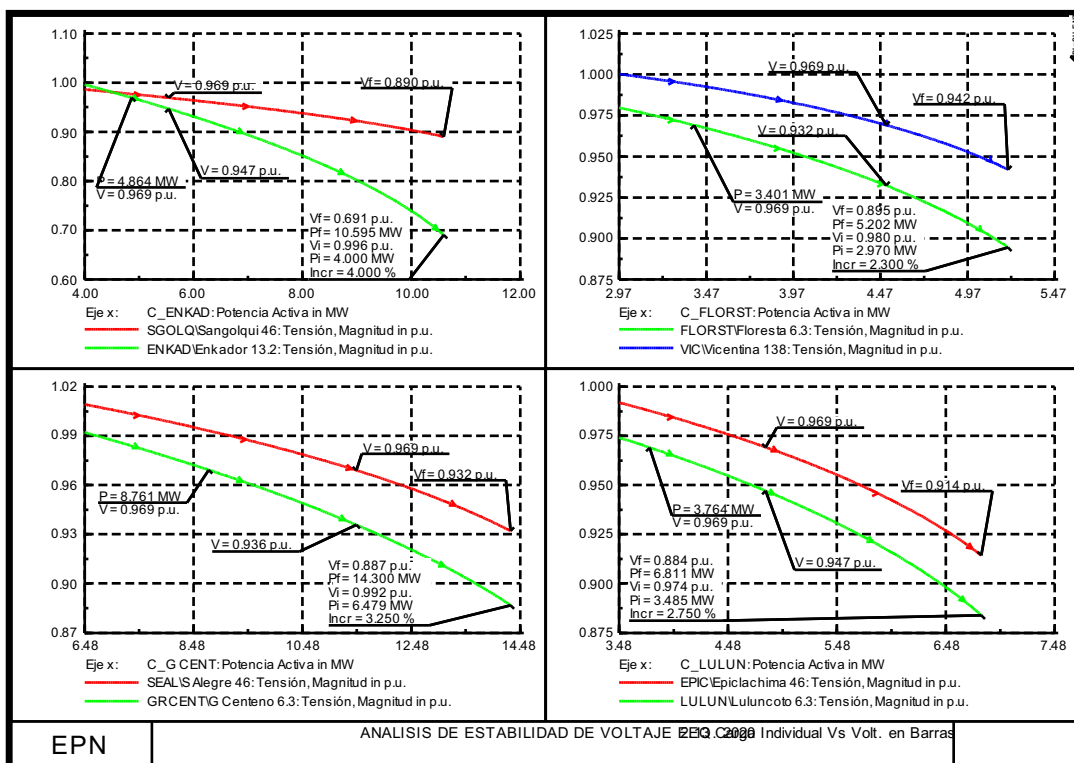
Figura 4-28 Curvas PV de las subestaciones Los Bancos, Barrionuevo, Chilibulo y Conocoto con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

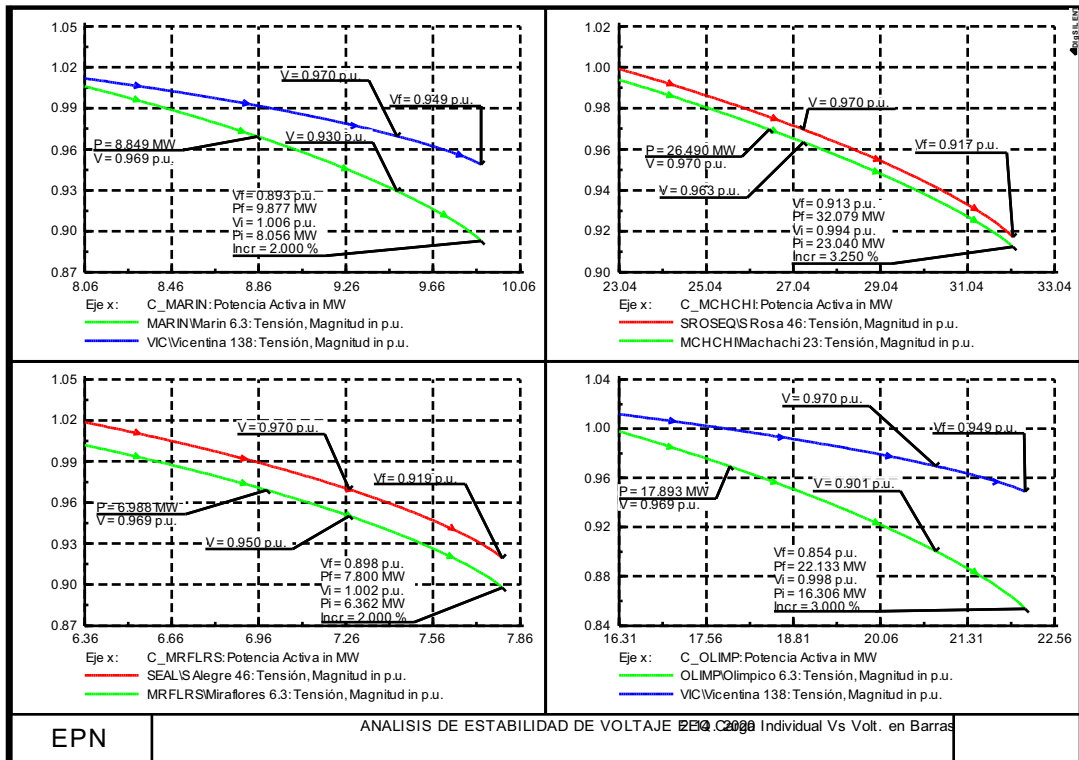


(b)

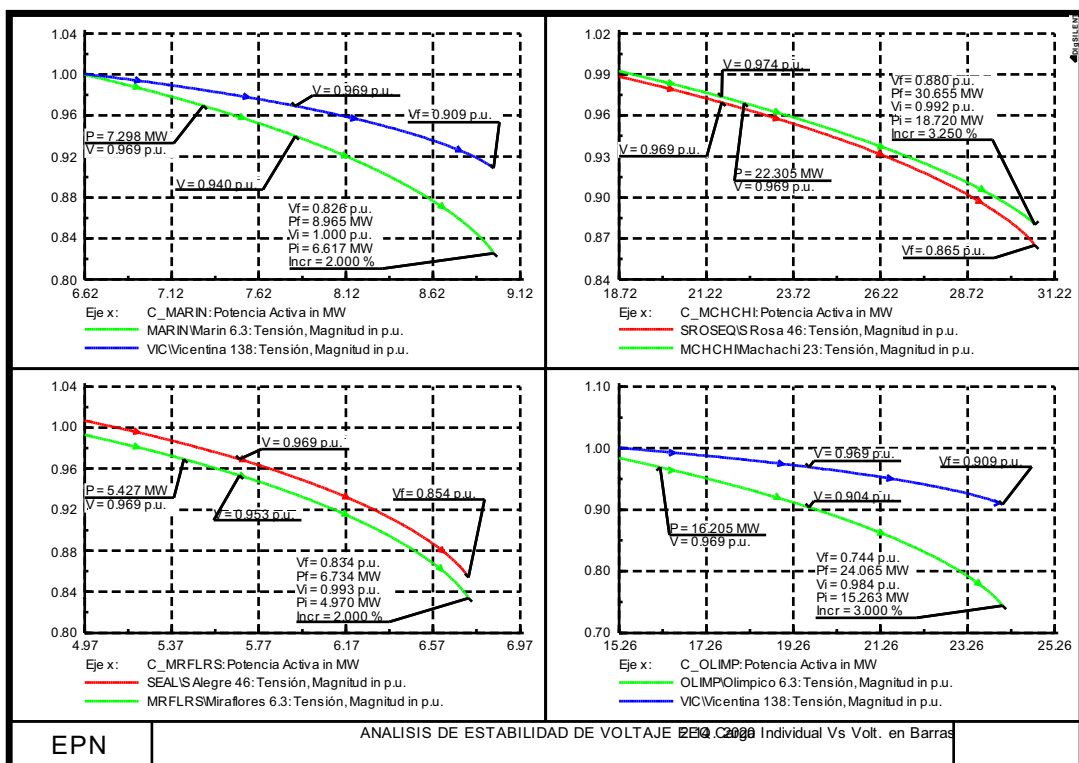


(c)

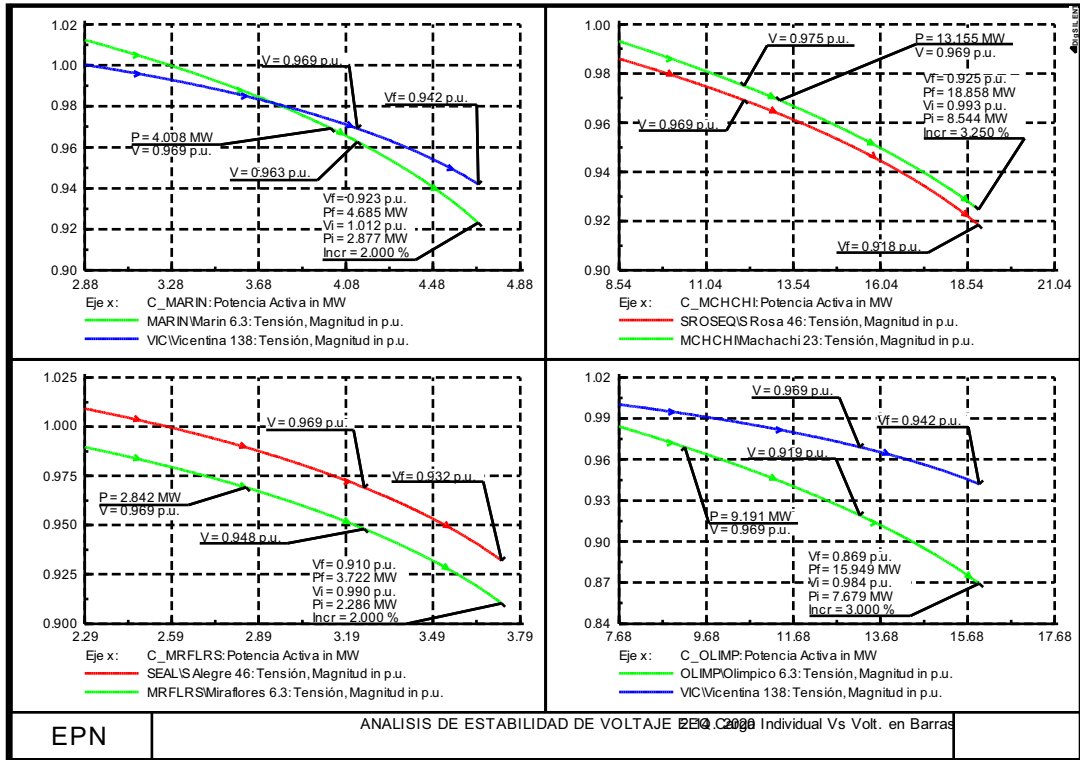
Figura 4-29 Curvas PV de las subestaciones Enkador, La Floresta, Granda Centeno y Luluncoto con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

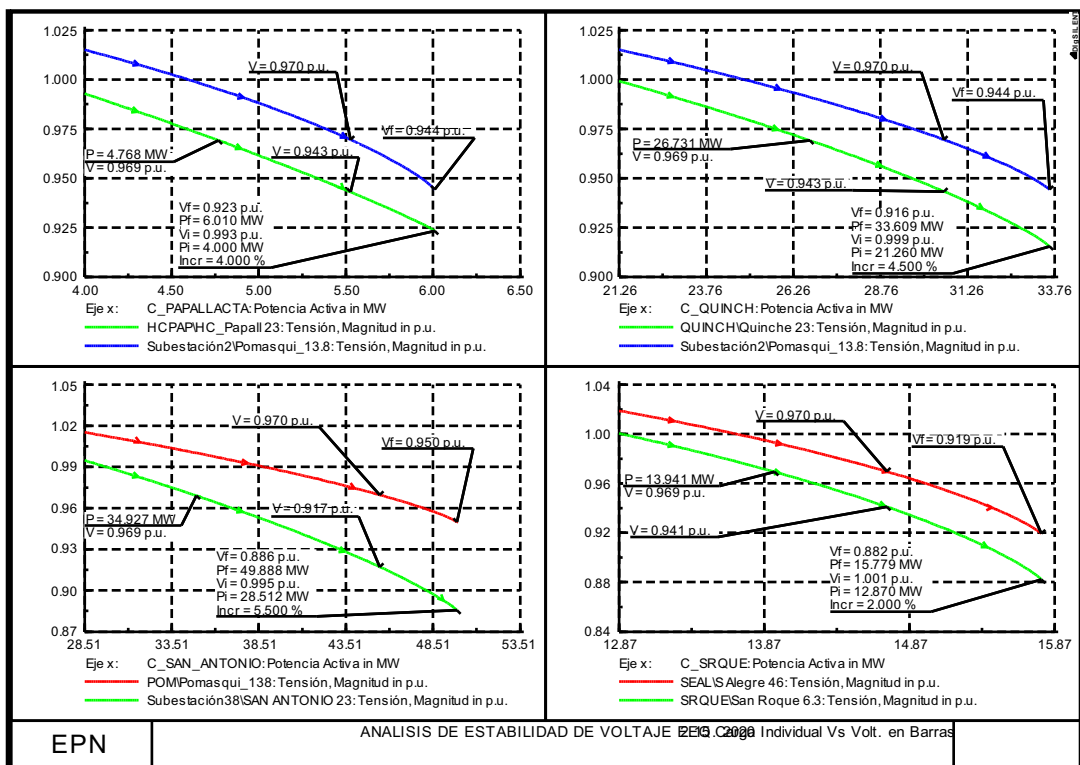


(b)

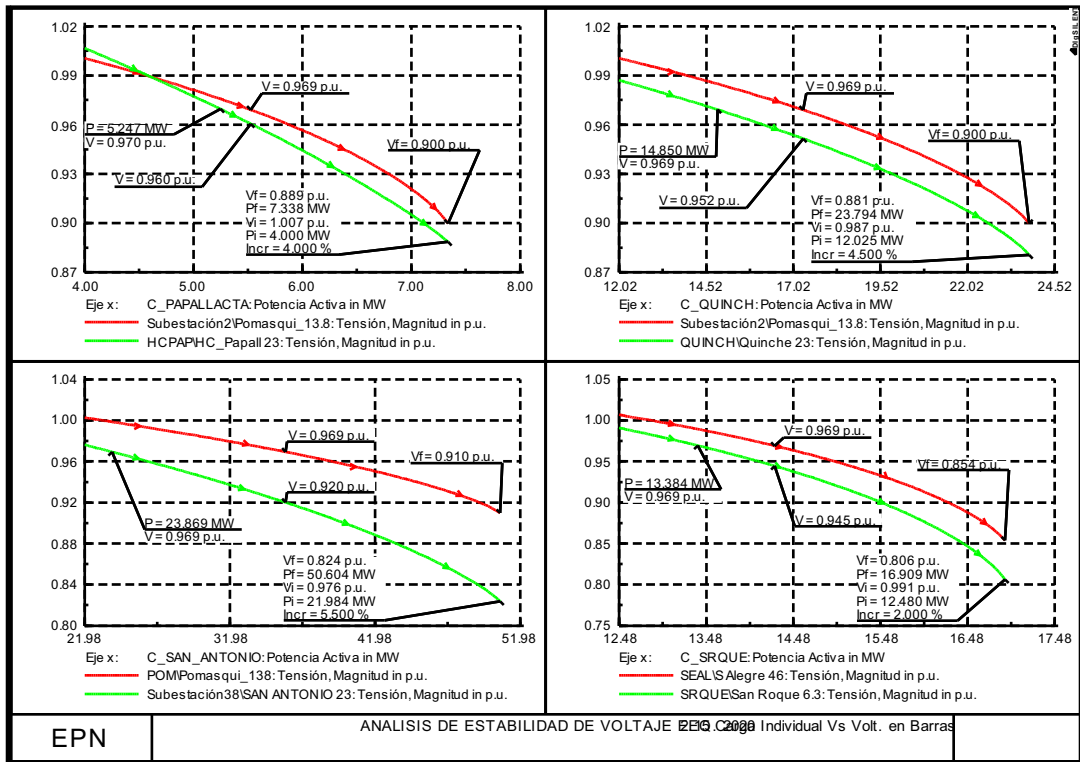


(c)

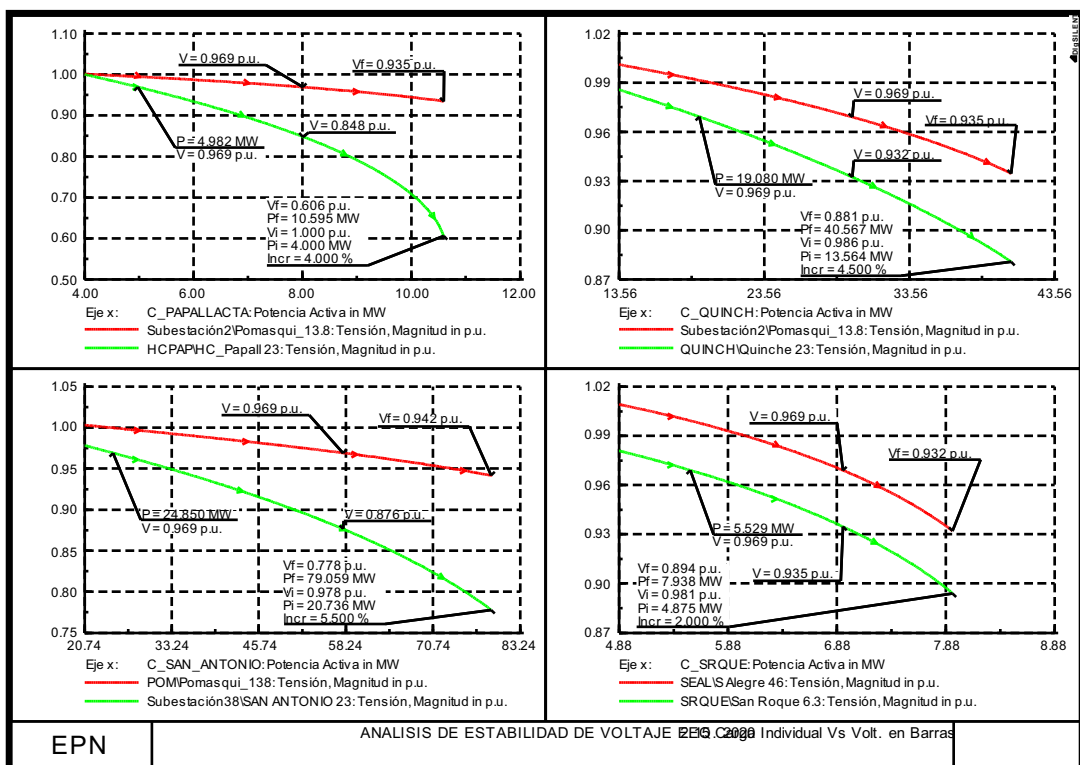
Figura 4-30 Curvas PV de las subestaciones La Marín, Machachi, Miraflores y Olímpico con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

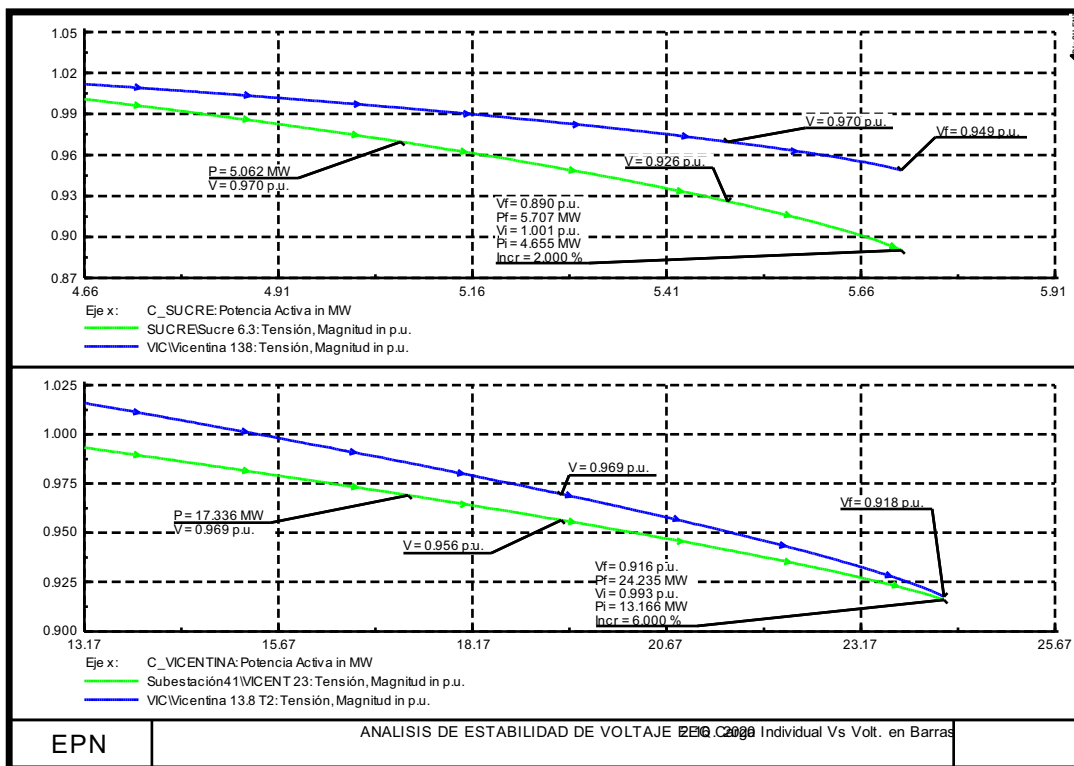


(b)

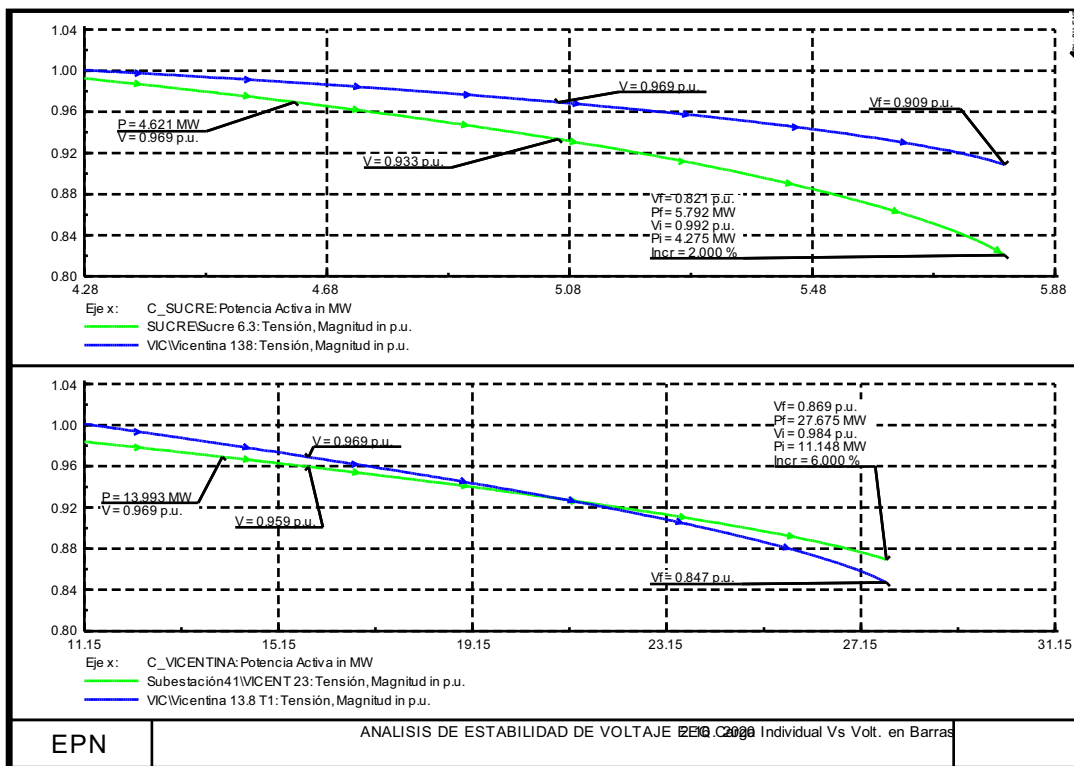


(c)

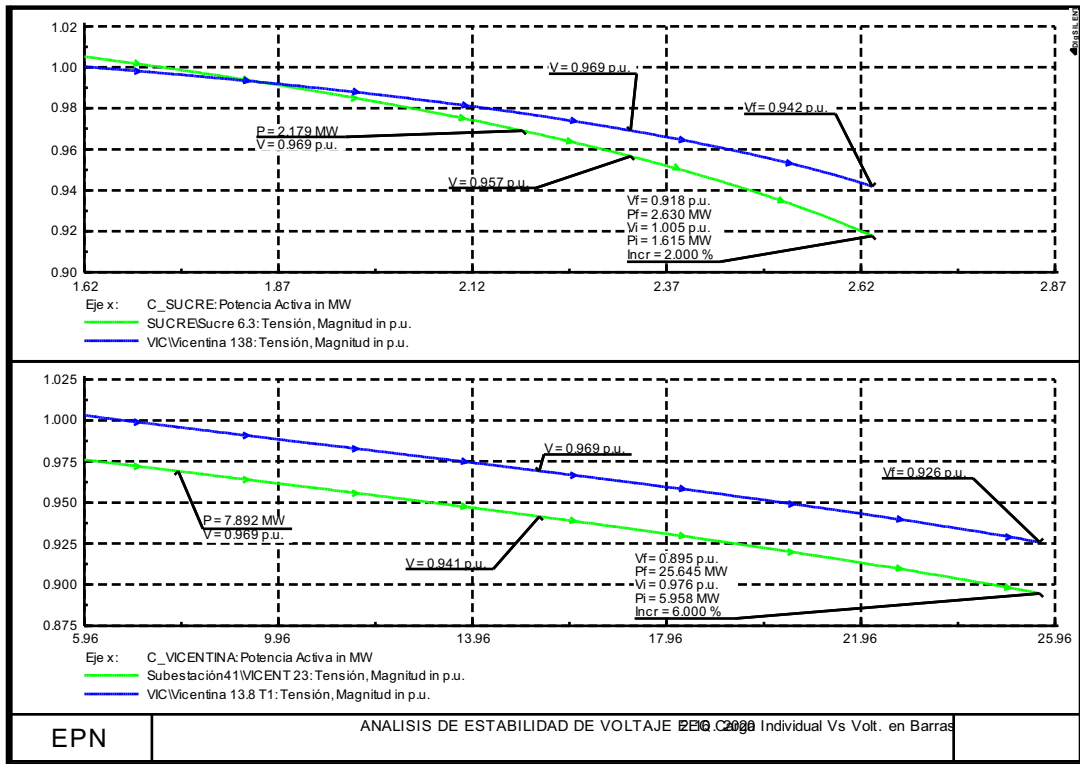
Figura 4-31 Curvas PV de las subestaciones Papallacta, El Quinche, San Antonio y San Roque con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

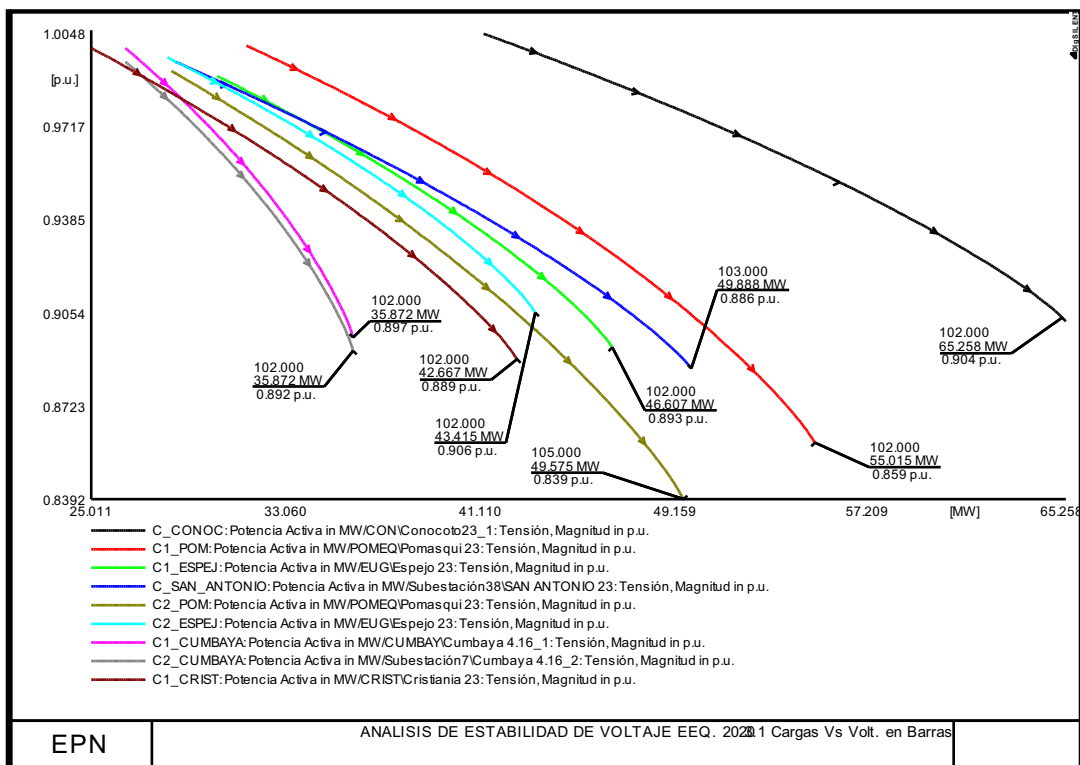


(b)

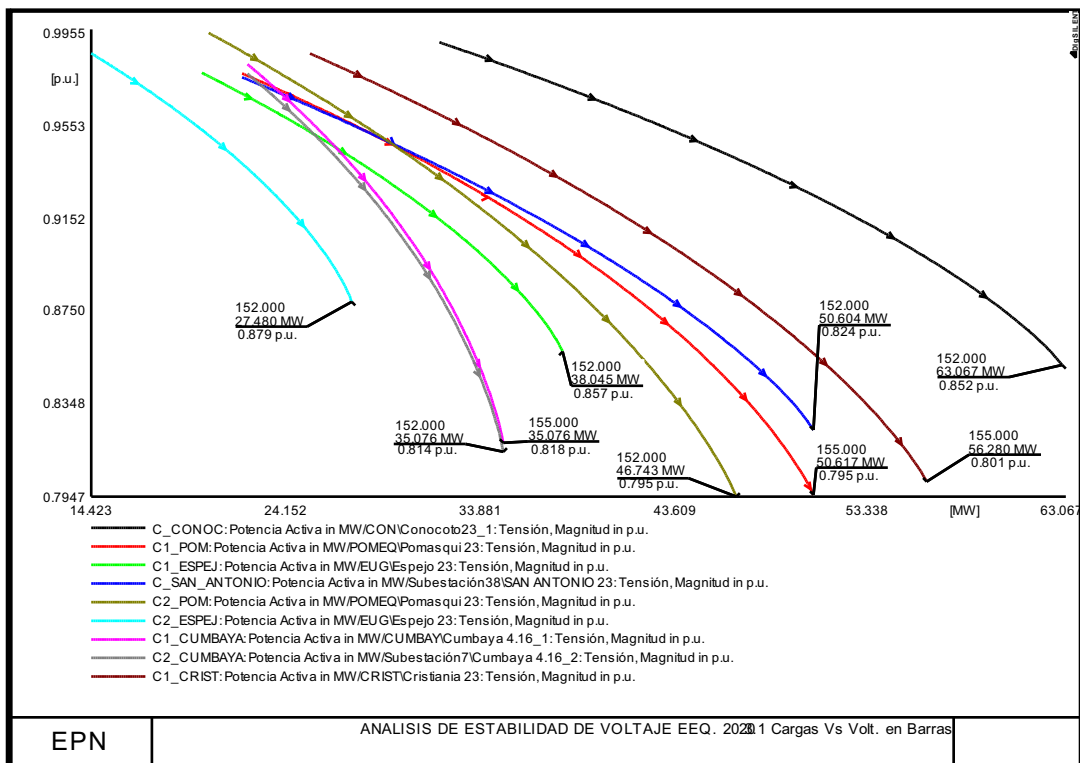


(c)

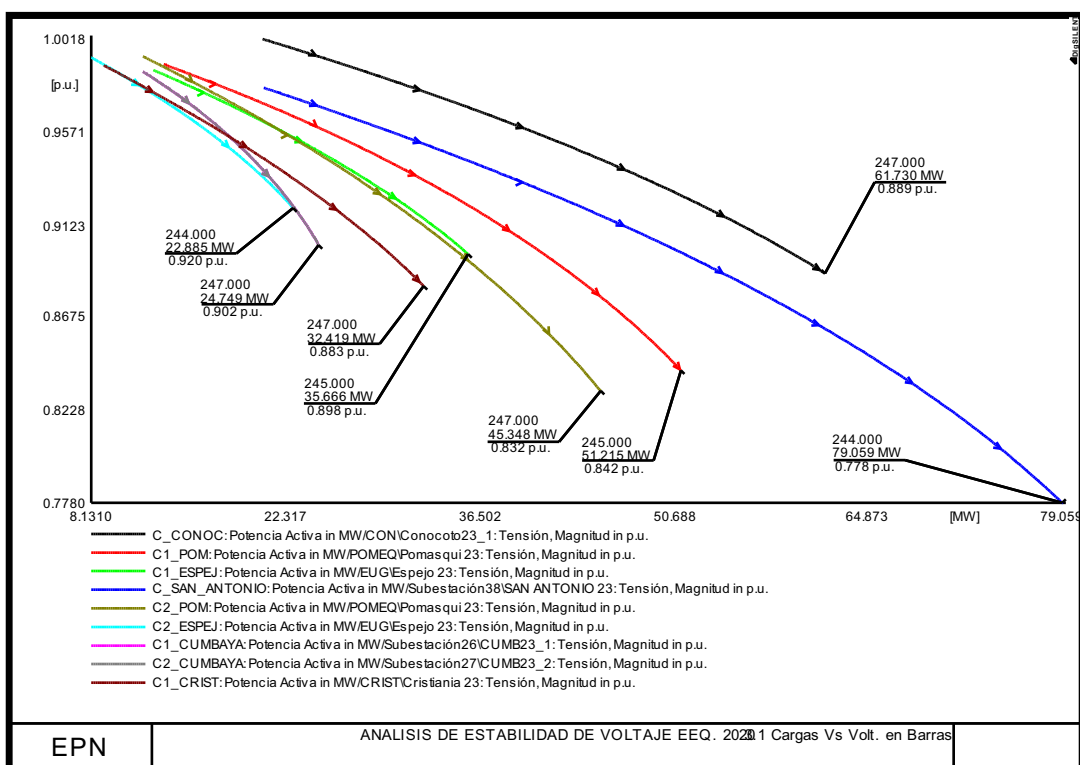
Figura 4-32 Curvas PV de las subestaciones Escuela Sucre y Vicentina Nueva con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

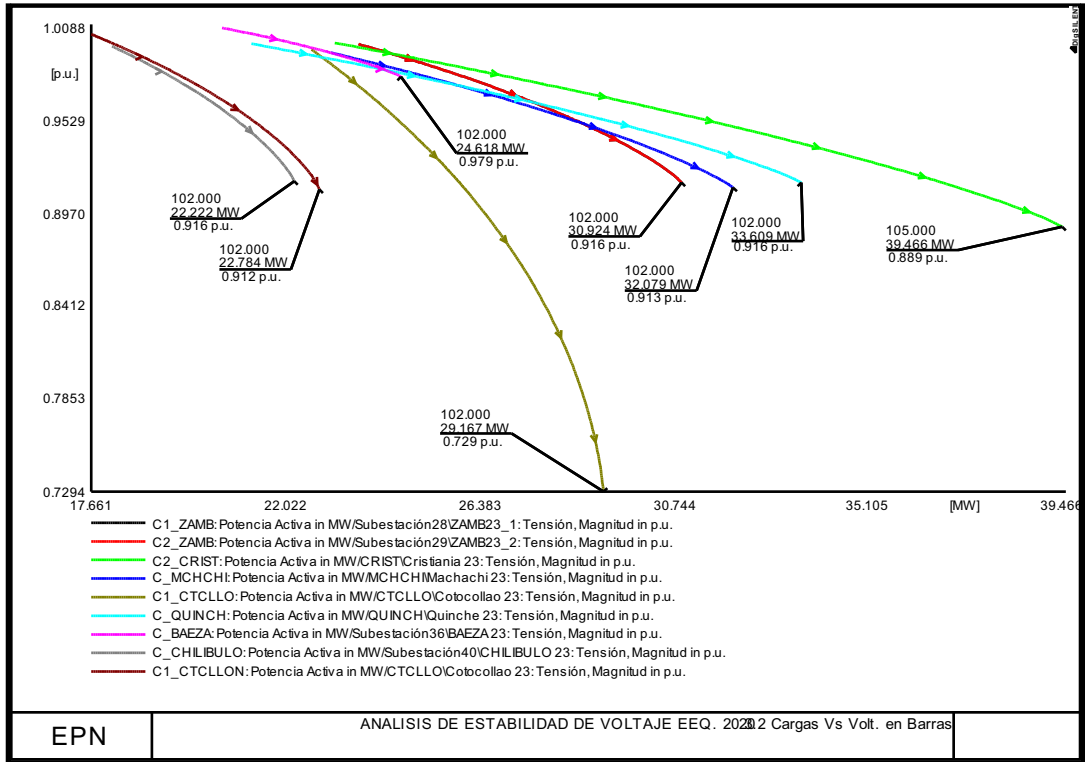


(b)

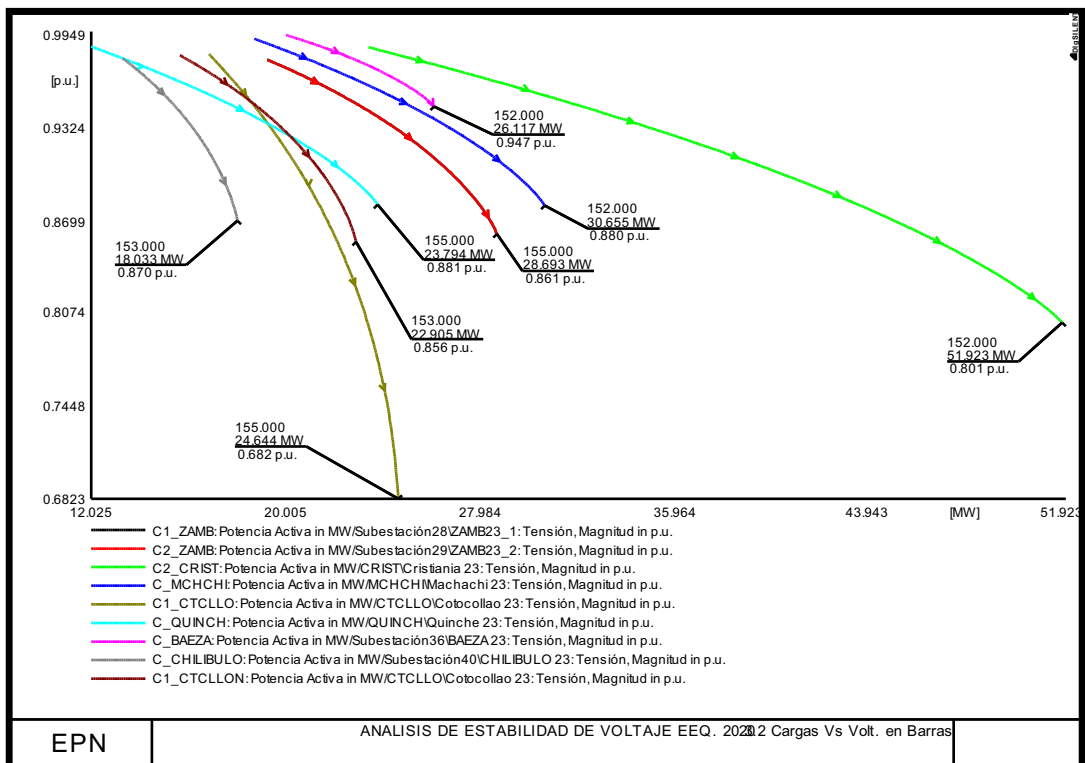


(c)

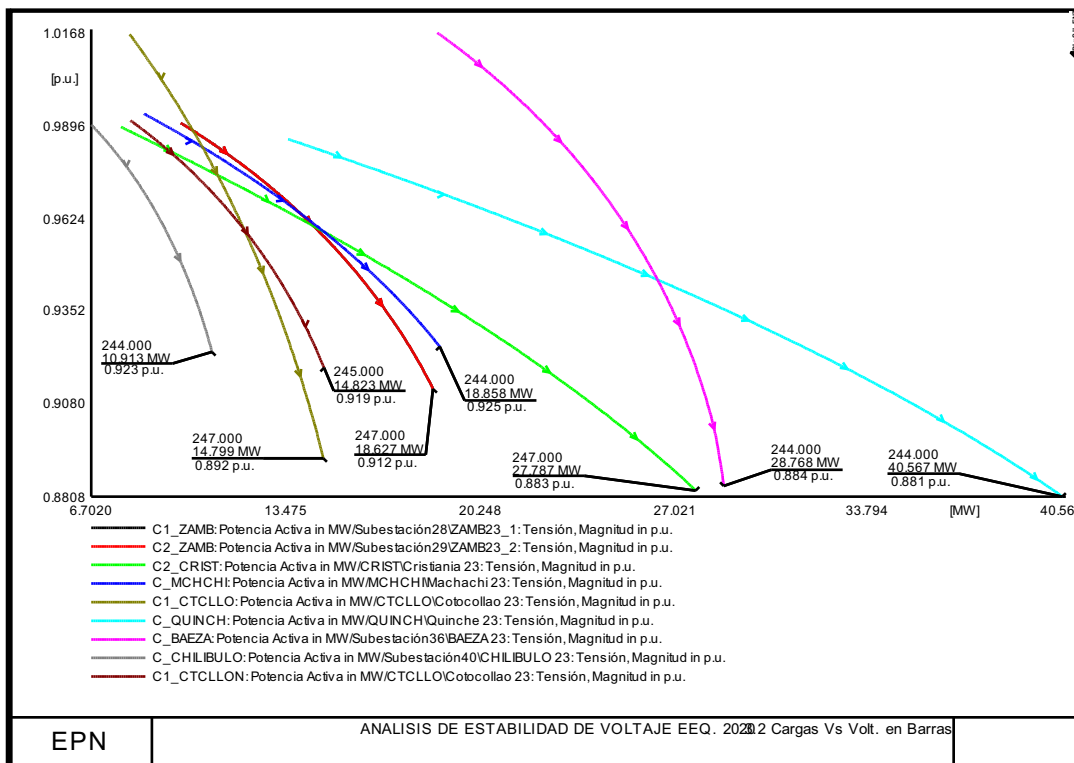
Figura 4-33 Comportamiento individual de la potencia y voltaje en las subestaciones del SEQ con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

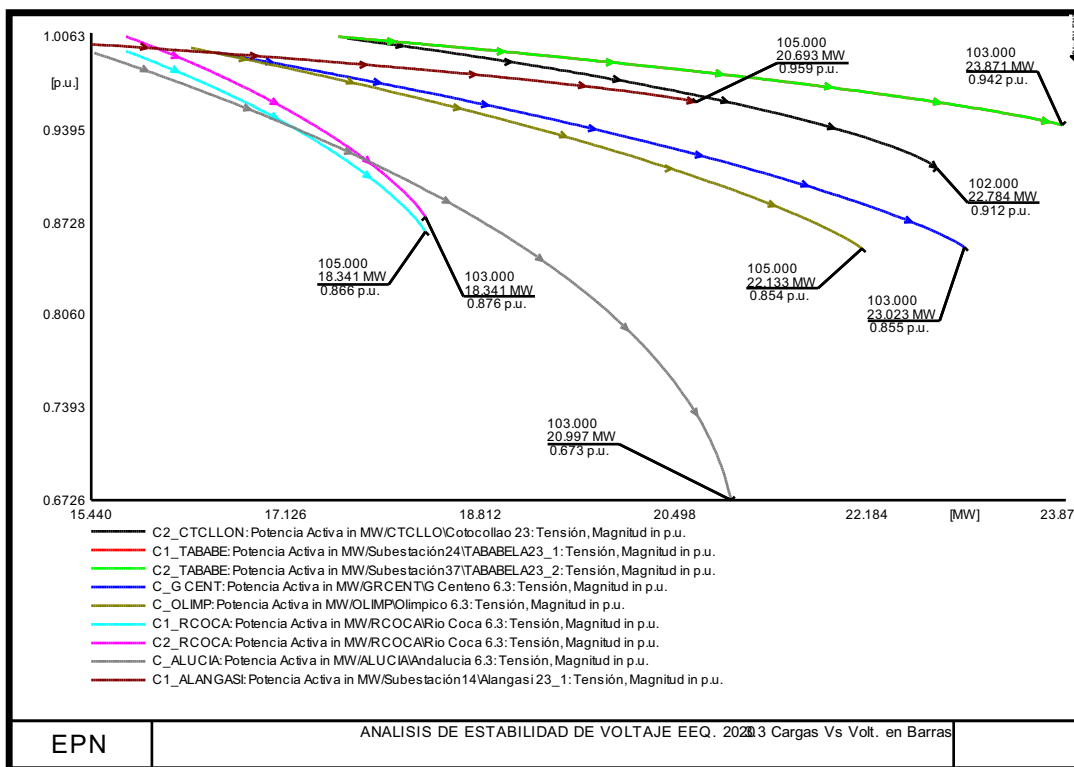


(b)

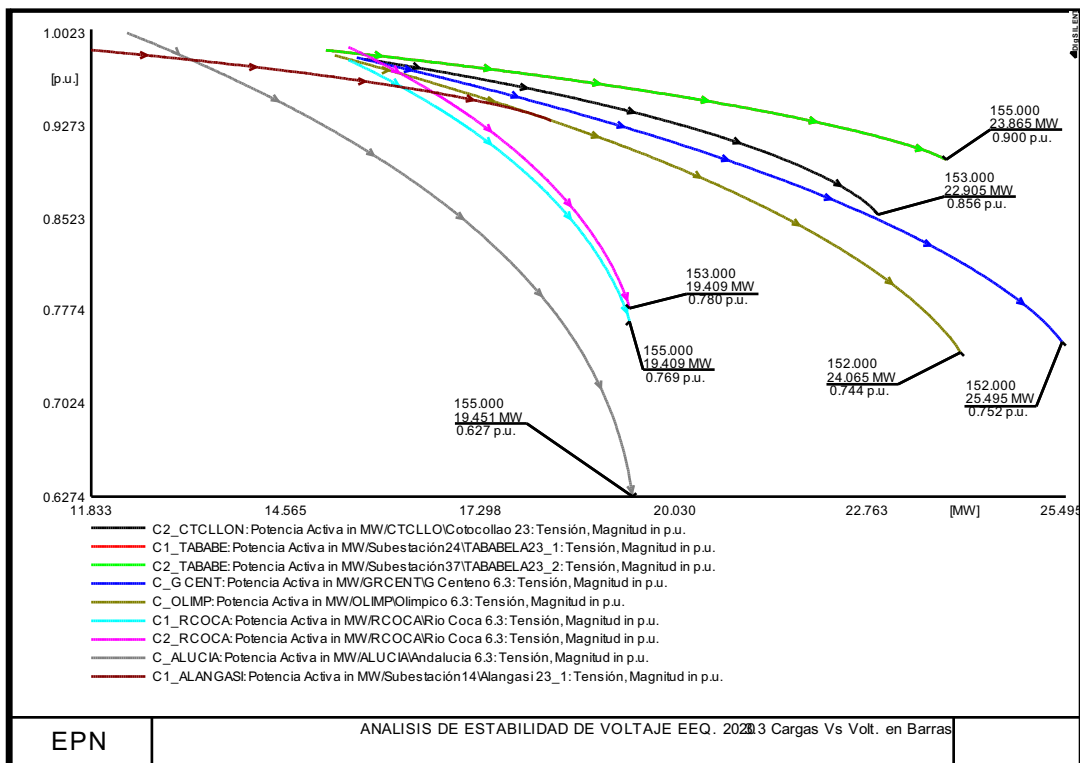


(c)

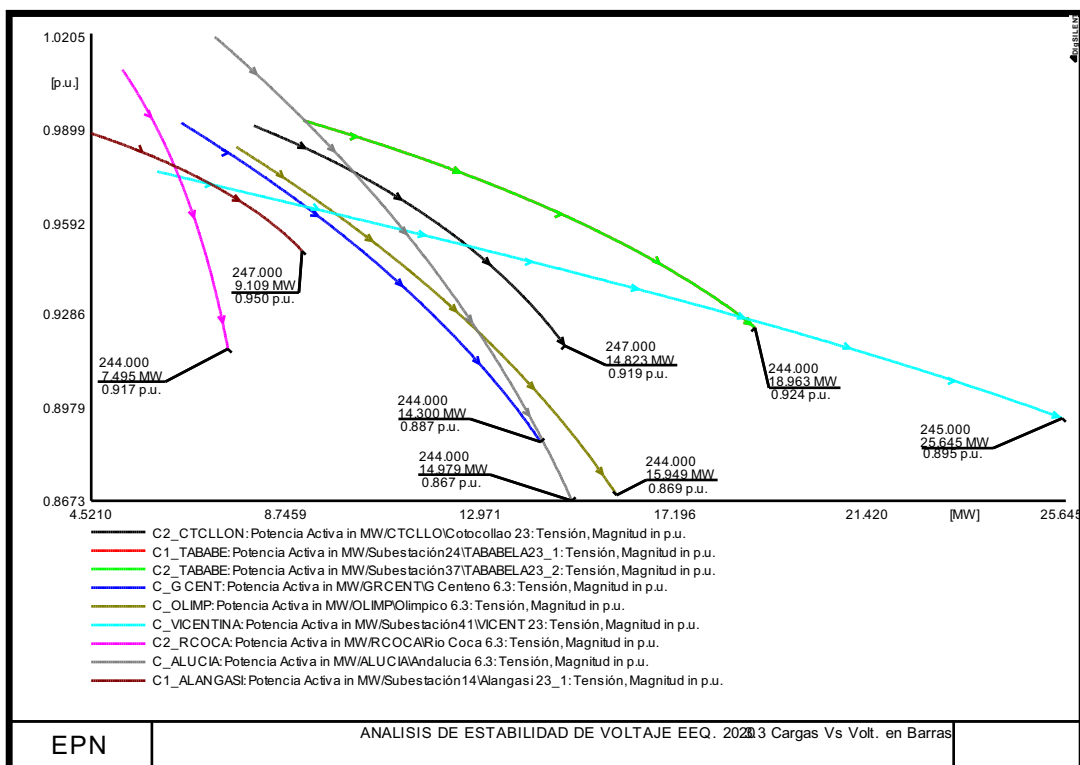
Figura 4-34 Comportamiento individual de la potencia y voltaje en las subestaciones del SEQ con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

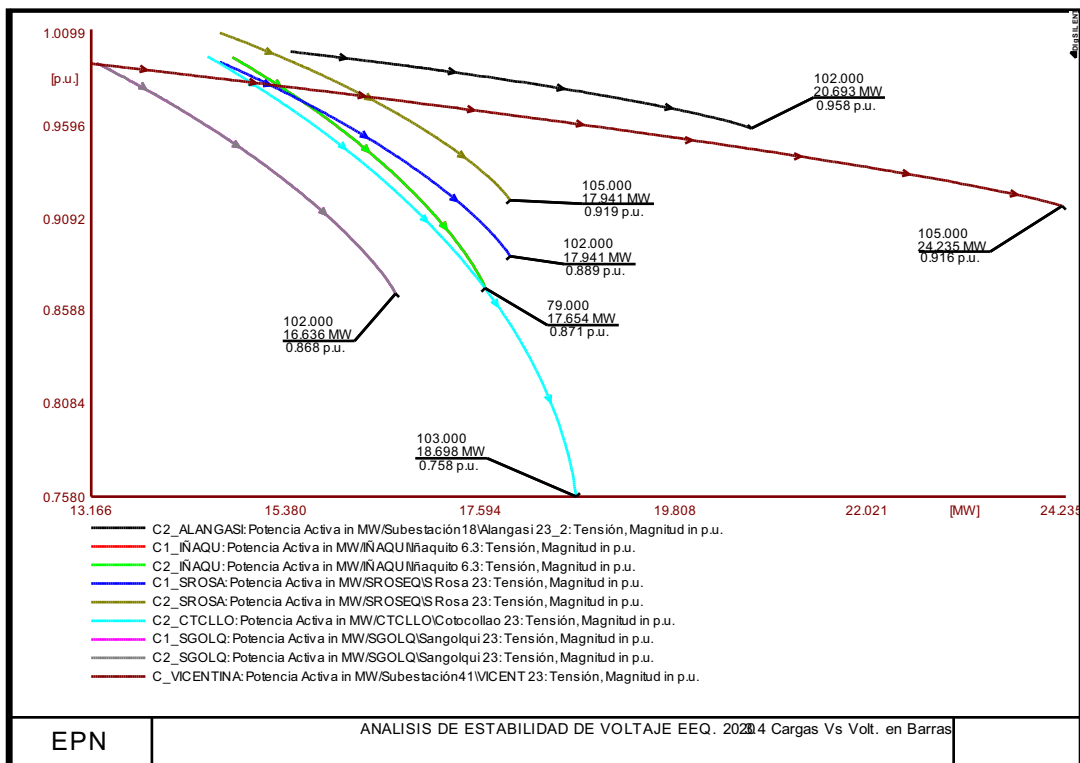


(b)

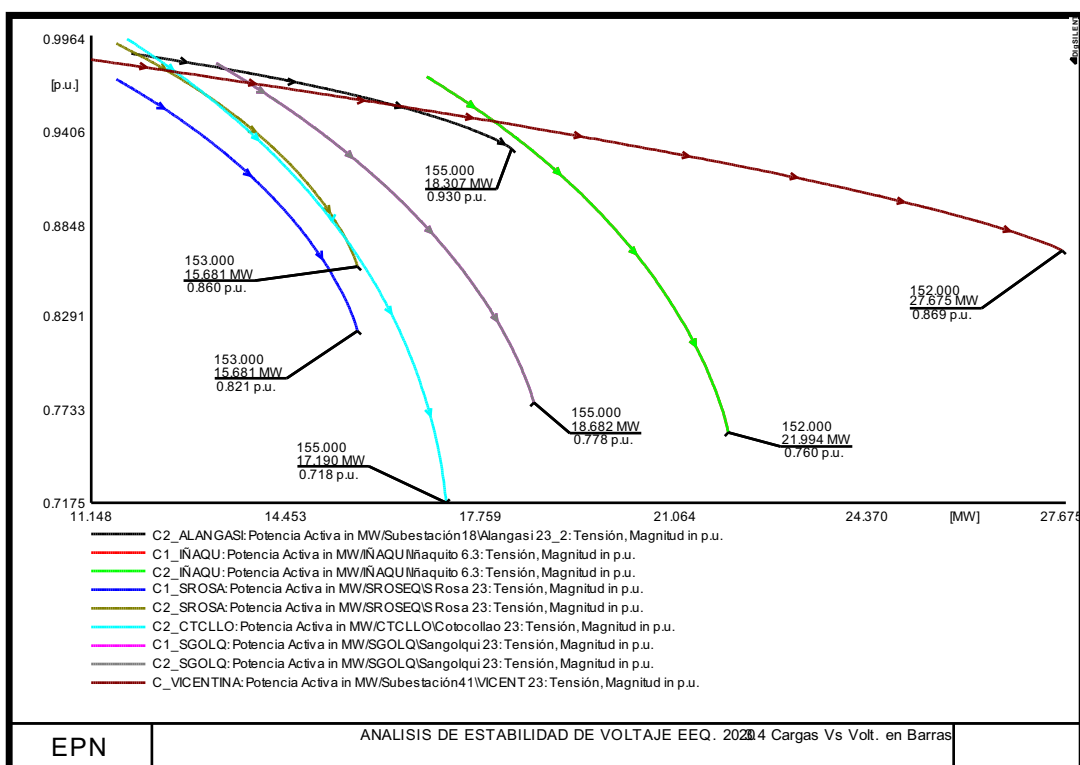


(c)

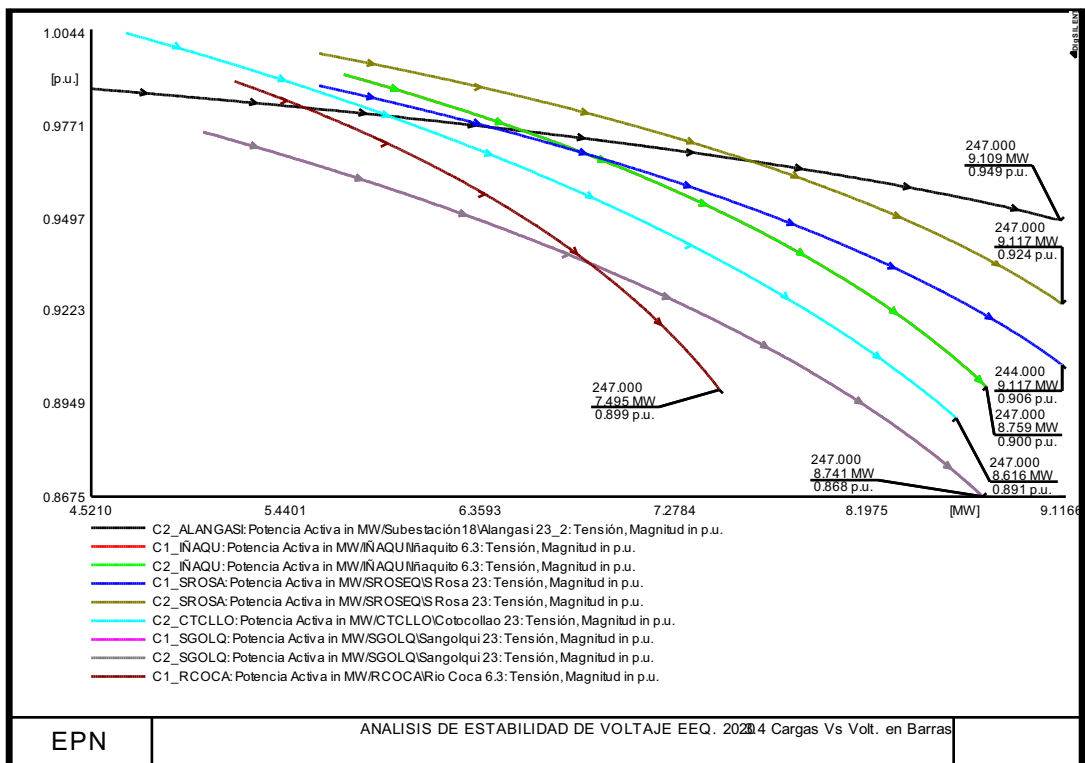
Figura 4-35 Comportamiento individual de la potencia y voltaje en las subestaciones del SEQ con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)

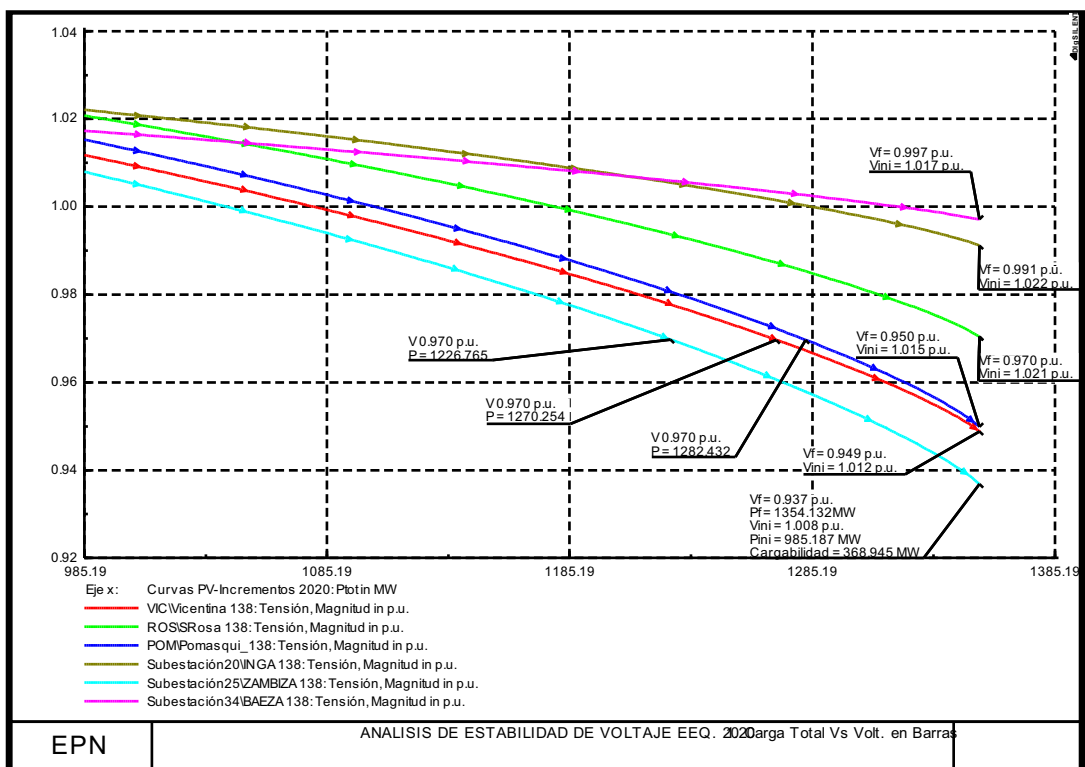


(b)

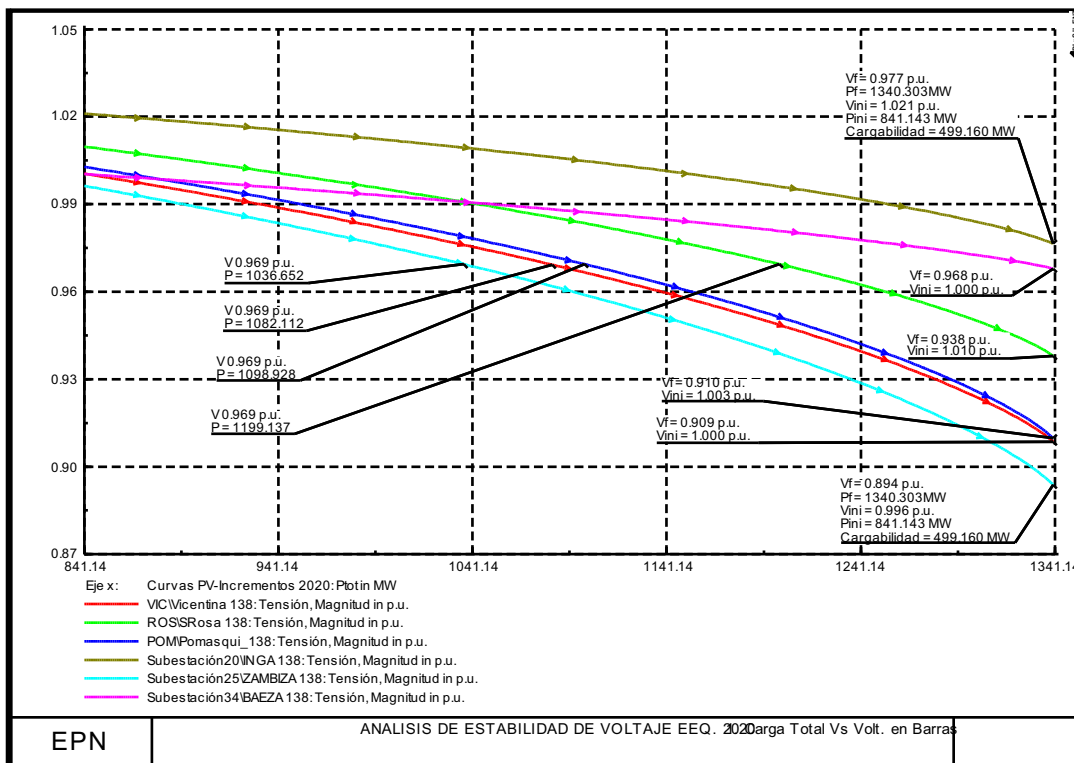


(c)

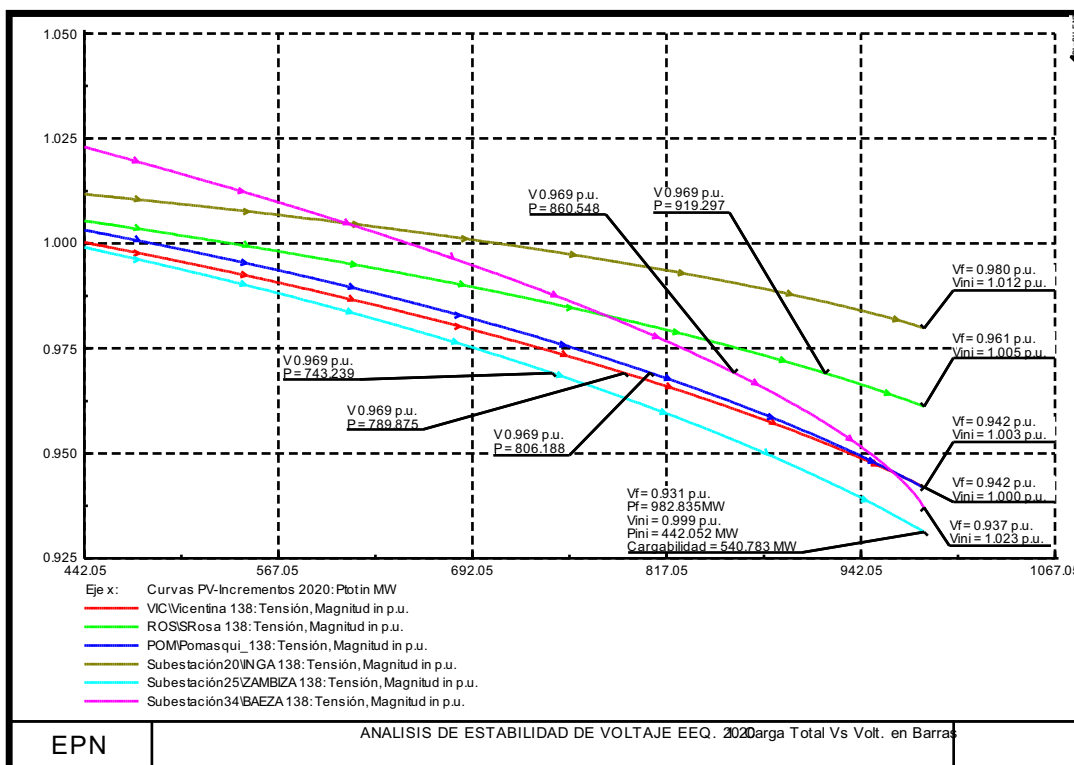
Figura 4-36 Comportamiento individual de la potencia y voltaje en las subestaciones del SEQ con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima



(a)



(b)



(c)

Figura 4-37 Comportamiento de la potencia total y el voltaje del SEQ con la red al año 2020: (a) Demanda Máxima, (b) Demanda Media y (c) Demanda Mínima

En la Tabla 4-15 se presenta un resumen de los resultados obtenidos con el detalle de los valores de potencia y voltaje en condiciones iniciales, voltaje mínimo permitido y en el punto de colapso de voltaje con la red de subtransmisión planificada al año 2020.

Tabla 4-15 Resumen de resultados obtenidos del estudio de estabilidad de voltaje del SEQ al año 2020

CARGAS	PUNTO INICIAL DE OPERACIÓN						PUNTO DE COLAPSO DE VOLTAJE						PUNTO DE VOLTAJE MÍNIMO PERMITIDO [0,97]						PORCENTAJE DE INCREMENTO DE CARGA HASTA EL PUNTO DE COLAPSO DE VOLTAJE					
	D MAX		D MED		D MIN		D MAX		D MED		D MIN		D MAX		D MED		D MIN		D MAX		D MED		D MIN	
	V	P	V	P	V	P	V	P	V	P	V	P	V	P	V	P	V	P	V	P	V	P	V	P
C1_10N	0.998	10.122	0.984	9.977	0.983	4.001	0.892	11.794	0.815	12.550	0.901	5.768	0.970	10.747	0.970	10.373	0.970	4.437	0.970	16.519	25.587	44.156		
C1_ADELCA	0.989	8.964	0.977	8.964	0.973	8.964	0.915	11.037	0.865	12.223	0.865	14.746	0.970	9.706	0.970	9.337	0.970	9.243	0.970	23.130	36.352	64.500		
C1_ALANGASI	1.000	15.440	0.988	11.833	0.988	4.521	0.958	20.693	0.930	18.307	0.949	9.109	0.970	19.764	0.970	14.803	0.970	7.365	0.970	34.021	54.709	101.475		
C1_BOSQUE	0.996	12.786	0.997	10.808	1.010	4.777	0.721	14.710	0.678	13.318	0.885	6.680	0.970	13.160	0.970	11.294	0.970	5.696	0.970	15.045	23.227	39.882		
C1_CAROL	0.995	7.856	0.972	9.724	0.977	3.018	0.880	9.632	0.780	13.175	0.890	4.914	0.970	8.425	0.970	9.822	0.970	3.282	0.970	22.605	35.486	62.826		
C1_CHCLLE	1.000	10.084	0.997	8.010	0.991	3.426	0.884	12.053	0.819	10.449	0.903	5.249	0.970	10.815	0.970	8.651	0.970	4.109	0.970	19.524	30.443	53.208		
C1_CRIST	1.000	25.011	0.987	25.392	0.989	9.035	0.889	42.667	0.801	56.280	0.883	32.419	0.970	31.163	0.970	29.711	0.970	14.550	0.970	70.591	121.646	258.819		
C1_CTCLLO	0.996	22.609	0.982	16.861	1.016	8.047	0.729	29.167	0.682	24.644	0.892	14.799	0.970	23.826	0.970	17.592	0.970	11.471	0.970	29.005	46.159	83.903		
C1_CTCLLON	1.005	17.661	0.981	15.671	0.991	8.060	0.912	22.784	0.856	22.905	0.919	14.823	0.970	20.362	0.970	16.890	0.970	11.012	0.970	29.005	46.159	83.903		
C1_CUMBAYA	0.992	26.428	0.985	22.247	0.986	11.916	0.904	35.872	0.859	35.076	0.902	24.749	0.970	29.703	0.970	24.780	0.970	15.603	0.970	35.736	57.667	107.696		
C1_EPIC	0.996	11.491	0.993	9.052	0.984	3.987	0.885	13.910	0.828	12.034	0.900	6.297	0.970	12.293	0.970	9.793	0.970	4.606	0.970	21.054	32.941	57.944		
C1_ESPEJ	0.990	30.240	0.978	19.968	0.987	12.672	0.893	46.607	0.857	38.045	0.898	35.666	0.970	34.783	0.970	22.014	0.970	18.561	0.970	54.123	90.528	181.455		
C1_IÑAQU	0.997	14.777	0.974	16.861	0.992	5.717	0.871	17.662	0.760	21.994	0.900	8.759	0.970	15.682	0.970	17.069	0.970	6.845	0.970	19.524	30.443	53.208		
C1_PGUERR	1.010	9.438	0.987	11.664	0.996	3.098	0.900	11.281	0.805	15.215	0.913	4.746	0.970	10.354	0.970	12.292	0.970	3.862	0.970	19.524	30.443	53.208		
C1_POM	1.001	31.442	0.978	21.990	0.990	13.433	0.859	55.015	0.795	50.617	0.842	51.215	0.970	38.517	0.970	24.272	0.970	21.294	0.970	74.973	130.184	281.264		
C1_ROCA	0.996	15.741	0.980	15.455	0.990	5.199	0.866	18.341	0.769	19.409	0.899	7.495	0.970	16.514	0.970	15.854	0.970	6.013	0.970	16.519	25.587	44.156		
C1_SGOLQ	0.994	13.228	0.982	13.276	0.975	5.051	0.868	16.636	0.778	18.682	0.868	8.741	0.970	14.151	0.970	13.855	0.970	5.391	0.970	25.765	40.722	73.045		
C1_SROSA	0.994	14.633	0.972	11.574	0.989	5.599	0.889	17.941	0.821	15.681	0.906	9.117	0.970	15.693	0.970	11.714	0.970	6.837	0.970	22.605	35.486	62.826		
C1_TABABE	1.006	17.586	0.988	15.136	0.993	9.130	0.942	23.871	0.900	23.865	0.924	18.963	0.970	21.884	0.970	17.954	0.970	13.680	0.970	35.736	57.667	107.696		
C1_ZAMB	0.999	23.668	0.978	19.263	0.990	9.825	0.916	30.924	0.861	28.693	0.912	18.627	0.970	27.054	0.970	20.514	0.970	13.282	0.970	30.656	48.956	89.584		
C2_10N	1.004	10.122	0.990	9.977	1.008	4.001	0.898	11.794	0.821	12.530	0.925	5.768	0.970	10.877	0.970	10.530	0.970	5.108	0.970	16.519	25.587	44.156		

C2_ADELCA	0.998	11.964	0.987	11.964	0.983	11.964	0.940	14.731	0.902	16.313	0.919	19.681	0.970	13.688	0.970	13.412	0.970	14.346	23.130	36.352	64.500
C2_ALANGASI	1.001	15.440	0.988	11.833	0.989	4.521	0.959	20.693	0.931	18.307	0.950	9.109	0.970	19.821	0.970	14.931	0.970	7.450	34.021	54.709	101.475
C2_BOSQUE	1.008	12.786	0.994	10.808	1.029	4.777	0.730	14.710	0.676	13.318	0.902	6.680	0.970	13.306	0.970	11.247	0.970	5.984	15.045	23.227	39.882
C2_CAROL	1.005	7.856	0.982	9.724	0.977	3.018	0.889	9.632	0.788	13.175	0.890	4.914	0.970	8.612	0.970	10.141	0.970	3.282	22.605	35.486	62.826
C2_CHCLLE	1.000	10.084	0.997	8.010	0.991	3.426	0.884	12.053	0.819	10.449	0.903	5.249	0.970	10.815	0.970	8.651	0.970	4.109	19.524	30.443	53.208
C2_CRIST	1.001	23.135	0.988	23.426	0.987	7.744	0.868	39.466	0.735	51.923	0.868	27.787	0.970	28.228	0.970	26.983	0.970	11.650	70.591	121.646	258.819
C2_CTCLLO	0.997	14.484	0.996	11.761	1.004	4.685	0.758	18.698	0.718	17.190	0.891	8.616	0.970	15.427	0.970	12.867	0.970	6.385	29.005	46.159	83.903
C2_CTCLLON	1.005	17.661	0.981	15.671	0.991	8.060	0.912	22.784	0.856	22.905	0.919	14.823	0.970	20.362	0.970	16.890	0.970	11.012	29.005	46.159	83.903
C2_CUMBAYA	0.992	26.428	0.972	22.247	0.986	11.916	0.904	35.872	0.847	35.076	0.902	24.749	0.970	29.703	0.970	22.650	0.970	15.603	35.736	57.667	107.696
C2_EPIC	1.018	11.491	1.015	9.052	1.003	3.987	0.906	13.910	0.847	12.034	0.917	6.297	0.970	12.834	0.970	10.340	0.970	5.231	21.054	32.941	57.944
C2_ESPEJ	0.996	28.169	0.987	14.423	0.993	8.131	0.906	43.415	0.879	27.480	0.920	22.885	0.970	33.948	0.970	17.530	0.970	14.112	54.123	90.529	181.455
C2_ÍNAQU	0.997	14.777	0.974	16.861	0.992	5.717	0.871	17.662	0.760	21.994	0.900	8.759	0.970	15.682	0.970	17.069	0.970	6.845	19.524	30.443	53.208
C2_PGUERR	1.010	9.438	0.987	11.664	1.015	3.098	0.900	11.281	0.806	15.215	0.931	4.746	0.970	10.354	0.970	12.292	0.970	3.862	19.524	30.443	53.208
C2_POM	0.992	28.333	0.996	20.307	0.993	11.894	0.839	49.575	0.795	46.743	0.832	45.348	0.970	32.497	0.970	25.568	0.970	18.855	74.973	130.184	281.265
C2_RCOCA	1.006	15.741	0.991	15.455	1.010	5.199	0.876	18.341	0.780	19.409	0.917	7.495	0.970	16.764	0.970	16.190	0.970	6.559	16.519	25.587	44.156
C2_SGOLQ	0.994	13.228	0.982	13.276	0.975	5.051	0.868	16.636	0.778	18.682	0.868	8.741	0.970	14.151	0.970	13.855	0.970	5.391	25.765	40.722	73.045
C2_SROSA	1.010	14.633	0.994	11.574	0.998	5.599	0.919	17.941	0.860	15.681	0.924	9.117	0.970	16.530	0.970	12.816	0.970	7.510	22.605	35.486	62.826
C2_TABABE	1.006	17.586	0.988	15.136	0.993	9.130	0.942	23.871	0.900	23.865	0.924	18.963	0.970	21.884	0.970	17.954	0.970	13.680	35.736	57.667	107.696
C2_ZAMB	0.999	23.668	0.978	19.263	0.990	9.825	0.916	30.924	0.861	28.693	0.912	18.627	0.970	27.054	0.970	20.514	0.970	13.282	30.656	48.956	89.584
C3_ADELCA	1.003	5.964	0.992	5.964	0.988	5.964	0.949	5.964	0.916	5.964	0.942	5.964	-	-	-	-	-	-	0.000	0.000	0.000
C4_ADELCA	0.991	8.964	0.981	8.964	0.977	8.964	0.937	8.964	0.904	8.964	0.930	8.964	-	-	-	-	-	-	0.000	0.000	0.000
C_10V	1.007	4.906	0.974	5.964	0.982	1.924	0.902	6.015	0.806	8.080	0.901	3.133	0.970	5.432	0.970	6.072	0.970	2.226	22.605	35.486	62.826
C_ALUCIA	0.994	15.469	1.002	12.337	1.020	7.212	0.673	20.997	0.627	19.451	0.867	14.979	0.970	16.326	0.970	13.660	0.970	10.614	35.736	57.668	107.696
C_B QUEV	1.006	11.363	1.000	9.534	0.995	4.719	0.885	14.291	0.816	13.416	0.904	8.166	0.970	12.572	0.970	10.620	0.970	6.097	25.765	40.722	73.045
C_BAEZA	1.009	20.597	0.995	20.022	1.017	18.777	0.979	24.618	0.947	26.117	0.884	28.768	0.970	-	0.970	24.057	0.970	24.579	19.524	30.443	53.208
C_BANCOS	0.975	6.866	1.002	4.255	1.038	2.804	0.648	9.320	0.662	6.709	0.881	5.824	0.970	6.949	0.970	4.725	0.970	4.461	35.736	57.667	107.696
C_BRRNVO	1.011	10.667	1.014	6.986	1.003	4.059	0.892	13.078	0.841	9.465	0.913	6.609	0.970	11.788	0.970	8.003	0.970	5.380	22.605	35.486	62.826

C_CHILIBULO	0.998	18.125	0.979	13.310	0.990	6.702	0.916	22.222	0.870	18.033	0.923	10.913	0.970	20.069	0.970	14.076	0.970	8.621	22.605	35.486	62.826	
C_CONOC	1.005	41.280	0.991	31.872	1.002	20.640	0.904	65.258	0.852	63.067	0.889	61.730	0.970	51.670	0.970	38.834	0.970	35.535	58.086	97.875	199.079	
C_ENKAD	1.007	4.000	0.995	4.000	0.996	4.000	0.840	6.010	0.703	7.338	0.691	10.595	0.970	4.581	0.970	4.455	0.970	4.864	50.258	83.453	164.866	
C_FLORST	0.998	8.143	0.983	8.047	0.980	2.970	0.886	10.293	0.804	11.410	0.895	5.202	0.970	8.886	0.970	8.503	0.970	3.401	26.406	41.793	75.165	
C_G_CENT	0.994	16.536	0.982	15.569	0.992	6.479	0.855	23.023	0.752	25.495	0.887	14.300	0.970	18.109	0.970	16.505	0.970	8.761	39.231	63.755	120.718	
C_LULUN	0.992	7.841	0.985	6.679	0.974	3.485	0.879	10.376	0.810	10.139	0.884	6.811	0.970	8.538	0.970	7.193	0.970	3.764	32.328	51.805	95.489	
C_MARIN	1.006	8.056	1.000	6.617	1.012	2.877	0.893	9.877	0.826	8.965	0.923	4.685	0.970	8.849	0.970	7.298	0.970	4.008	22.605	35.486	62.826	
C_MCCHCHI	0.994	23.040	0.992	18.720	0.993	8.544	0.913	32.079	0.880	30.655	0.925	18.858	0.970	26.490	0.970	22.305	0.970	13.155	39.231	63.755	120.718	
C_MRFLRS	1.002	6.362	0.993	4.970	0.990	2.286	0.898	7.800	0.834	6.734	0.910	3.722	0.970	6.988	0.970	5.427	0.970	2.842	22.605	35.486	62.826	
C_OLIMP	0.998	16.306	0.984	15.263	0.984	7.679	0.854	22.133	0.744	24.065	0.869	15.949	0.970	17.893	0.970	16.205	0.970	9.191	35.736	57.667	107.696	
C_PAPALLACTA	0.993	4.000	1.007	4.000	1.000	4.000	0.923	6.010	0.889	7.338	0.606	10.595	0.970	4.768	0.970	5.247	0.970	4.982	50.258	83.453	164.866	
C_QUINCH	0.999	21.260	0.987	12.025	0.986	13.564	0.916	33.609	0.881	23.794	0.881	40.567	0.970	26.731	0.970	14.850	0.970	19.080	58.086	97.875	199.079	
C_SAN_ANTONIO	0.995	28.512	0.976	21.984	0.978	20.736	0.886	49.888	0.824	50.604	0.778	79.059	0.970	34.927	0.970	23.869	0.970	24.850	74.973	130.184	281.265	
C_SRQUE	1.001	12.870	0.991	12.480	0.981	4.875	0.882	15.779	0.806	16.909	0.894	7.938	0.970	13.941	0.970	13.384	0.970	5.529	22.605	35.486	62.826	
C_SUCRE	1.001	4.655	0.992	4.275	1.005	1.615	0.890	5.707	0.821	5.792	0.918	2.630	0.970	5.062	0.970	4.621	0.970	2.179	22.605	35.486	62.826	
C_VICENTINA	0.993	13.166	0.984	11.148	0.976	5.958	0.916	24.235	0.869	27.675	0.895	25.645	0.970	17.336	0.970	13.993	0.970	7.892	84.075	148.252	330.435	
POTENCIA TOTAL	985.187		841.143		442.052		1354.131		1340.303		982.835		1085.038		905.123		579.406		37.449		59.343	122.335

En la Figura 4-38 se aprecia que para demanda máxima, media y mínima, el SEQ puede aceptar incrementos de carga de 1354, 1340 y 983 MW, respectivamente, hasta llegar al colapso de voltaje.

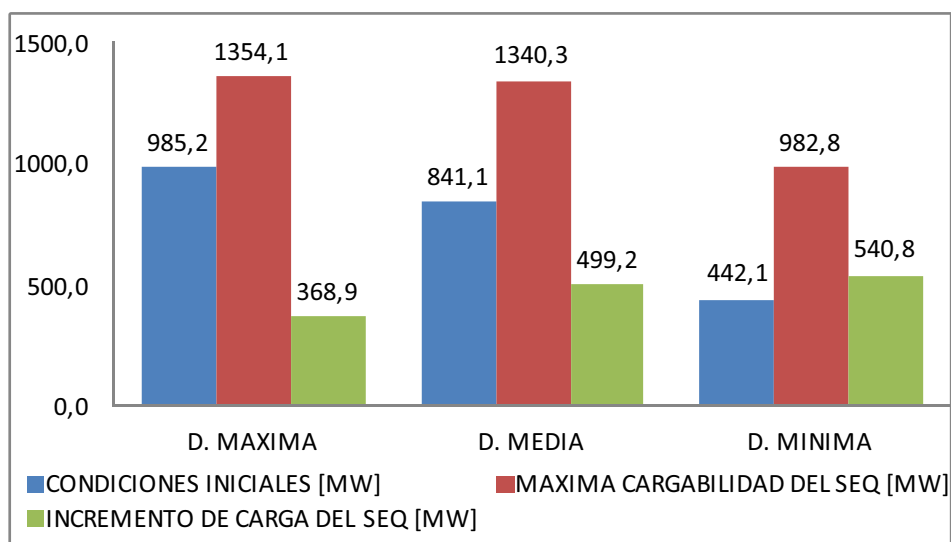


Figura 4-38 Escenarios de incremento de carga con la red al año 2020

Al realizar el incremento de carga para el estudio de estabilidad de voltaje, en cualquier condición de demanda, se presentan sobrecargas en líneas, transformadores de dos devanados y transformadores de tres devanados del sistema como se señala en la Tabla 4-16. Debe indicarse que tanto líneas como transformadores tienen niveles de sobrecarga desde antes de llegar al punto de colapso de voltaje

Tabla 4-16 Elementos sobrecargados en el punto máximo de cargabilidad con la red al año 2020

ELEMENTOS SOBRECARGADOS DEL SEQ EN EL PUNTO D E COLAPSO DE VOLTAJE				
LÍNEAS		DEMANDA MÁXIMA [%]	DEMANDA MEDIA [%]	DEMANDA MÍNIMA [%]
DESDE	HASTA			
COTOCOLLAO	DERIVACIÓN ANDALUCÍA	138,57	136,93	-
POMASQUI CELEC EP-UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC	POMASQUI EEQ	110,22	127,70	-

SANTA ROSA	DERIVACIÓN ADELCA	110,77	109,30	-
DERIVACIÓN IÑAQUITO	IÑAQUITO	-	112,63	-
SELVA ALEGRE	DERIVACIÓN GRANDA CENTENO	-	115,71	-
VICENTINA	INGA	-	106,48	-
SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR 2D	DEMANDA MÁXIMA [%]	DEMANDA MEDIA [%]	DEMANDA MÍNIMA [%]
EQUINOCCIAL	T	113,50	119,84	112,80
EL BOSQUE	T1	102,72	-	-
CONOCOTO	T1	114,54	119,11	111,72
	T2	114,54	119,11	
EL BOSQUE	T2	102,07	102,09	111,72
ADELCA	T1	124,39	145,71	175,65
ANDALUCÍA	T	161,59	160,62	-
LOS BANCOS	T	143,96	101,57	-
CRISTIANÍA	T1	148,36	219,39	117,04
	T2	138,97	217,95	100,17
COTOCOLLAO	T	123,99	114,25	-
CUMBAYÁ	T1	122,29	126,06	-
	T2	122,29	130,62	-
EUGENIO ESPEJO	T1	161,72	140,05	125,37
	T2	147,46	-	-
ENKADOR	T	146,77	214,08	314,46
FLORESTA	T	116,43	143,04	-
GRANDA CENTENO	T	136,57	172,67	-
IÑAQUITO	T1	102,20	146,95	-
	T2	102,20	146,95	-
MACHACHI	T	102,68	101,50	-
OLÍMPICO	T	131,91	166,01	-
POMASQUI	T1	194,18	193,82	185,26
	T2	166,97	165,11	154,33
EL QUINCHE	T	112,85	-	145,08
RIO COCA	T1	106,82	128,16	-
	T2	108,54	129,88	-
SAN ANTONIO	T	174,81	193,94	320,76
SANTA ROSA	T1	105,51	103,44	-
NAYÓN	T1	101,63	-	-
	T2	103,64	-	-
ZÁMBIZA	T1	103,31	104,35	-
	T2	103,31	104,35	-
10 VIEJA	T	-	100,40	-

BAEZA	T	-	101,81	140,92
SANGOLQUI	T1	-	121,25	-
	T2	-	121,25	-
SAN ROQUE	T	-	104,99	-
SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR 3D	DEMANDA MÁXIMA [%]	DEMANDA MEDIA [%]	DEMANDA MÍNIMA [%]
COTOCOLLAO	T 3D	162,64	152,65	-
VICENTINA	T1 3D	118,38	153,70	-
	T2 3D	100,75	-	-

Las líneas de subtransmisión que se sobrecargan en el punto de colapso de voltaje son: tres en demanda máxima, seis en demanda media y ninguna en demanda mínima, siendo la línea Cotocollao-Derivación Andalucía con una sobrecarga del 138,57% en demanda máxima la que presenta mayor sobrecarga, El transformador que presenta una mayor sobrecarga de las tres condiciones de demanda es el de la subestación San Antonio con un 320,76% de sobrecarga en demanda mínima. Respecto a los transformadores de tres devanados, la mayor sobrecarga se da en demanda máxima en el transformador T de la subestación Cotocollao con una sobrecarga de 162,64%.

4.5.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Respecto a la cargabilidad de los equipos, la Tabla 4-16 muestra los elementos con sobrecarga en cada condición de operación. En demanda máxima y media se produce la mayor cantidad de sobrecarga en transformadores, tanto en subestaciones de carga como en subestaciones de conexión con el SNT. Respecto a las líneas de subtransmisión, en demanda media se presenta la mayor cantidad de sobrecarga, siendo la línea Cotocollao-Derivación Andalucía la línea más sobrecargada con 136,93%.

Las barras que presentan bajos voltajes en las diferentes condiciones de demanda se muestran en la Tabla 4-17.

Tabla 4-17 Bajos voltajes presentados en el punto máximo de cargabilidad con la red al año 2020

2020					
D. MÁXIMA		D. MEDIA		D. MÍNIMA	
SUBESTACIÓN	VOLTAJE (p.u.)	SUBESTACIÓN	VOLTAJE (p.u.)	SUBESTACIÓN	VOLTAJE (p.u.)
LOS BANCOS	0.648	ANDALUCÍA	0.627	HC PAPALLACTA	0.60
ANDALUCÍA	0.672	LOS BANCOS	0.661	ENKADOR	0.69
EL BOSQUE	0.72	EL BOSQUE	0.676	SAN ANTONIO	0.77

4.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS AÑO 2010-2020

Para poder entender el comportamiento del sistema en los años 2010 y 2020, en la Figura 4-39 se presenta el punto inicial de carga, máxima cargabilidad e incremento de carga del SEQ.

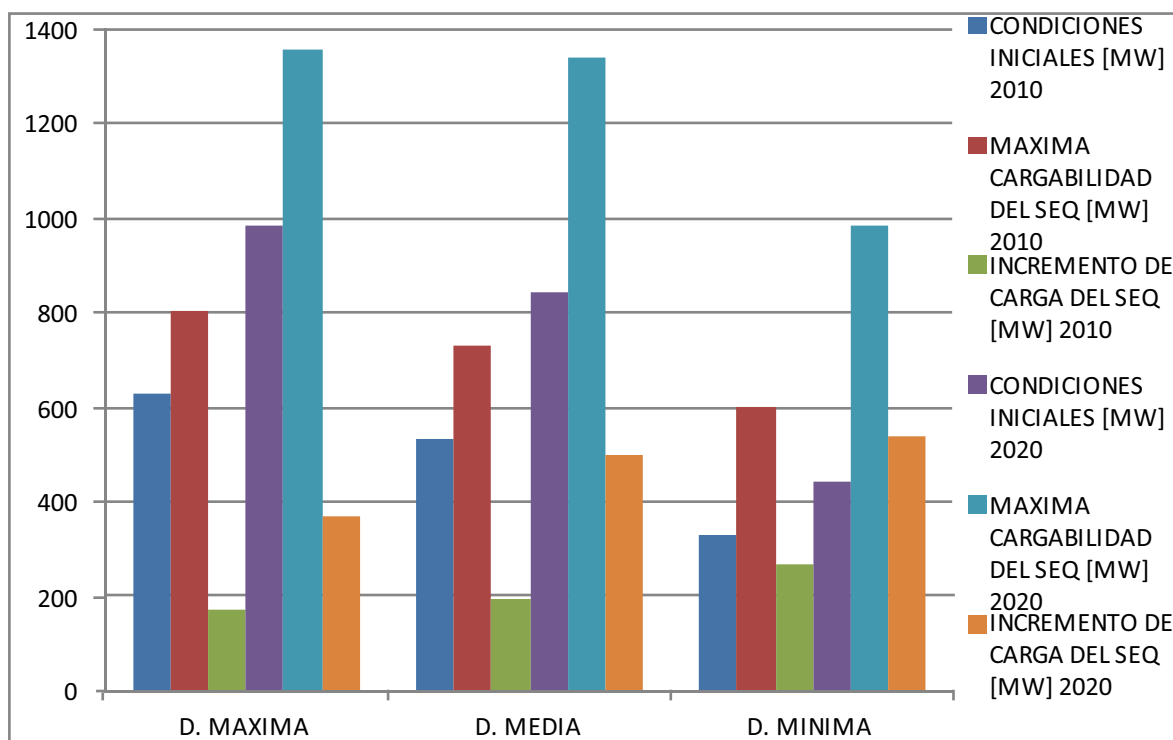


Figura 4-39 Condiciones iniciales y máxima carga del SEQ al 2010 y 2020

Se puede apreciar que la cargabilidad del sistema en los tres escenarios de operación al 2020 es mayor que al 2010. En la Tabla 4-18 se muestra numéricamente los valores de potencias en los años 2010 y 2020.

Tabla 4-18 Potencia y porcentaje de crecimiento en los años 2010 y 2020

DEMANDA MÁXIMA			
AÑO	<i>2010</i>	<i>2020</i>	<i>PORCENTAJE DE CRECIMIENTO [%]</i>
P inicial (MW)	630,05	985,19	56,37
P máxima (MW)	803,58	1354,13	68,51
Cargabilidad (MW)	173,53	368,94	112,60
DEMANDA MEDIA			
AÑO	<i>2010</i>	<i>2020</i>	<i>PORCENTAJE DE CRECIMIENTO [%]</i>
P inicial (MW)	534,26	841,14	57,44
P máxima (MW)	728,83	1340,30	83,90
Cargabilidad (MW)	194,57	499,16	156,54
DEMANDA MÍNIMA			
AÑO	<i>2010</i>	<i>2020</i>	<i>PORCENTAJE DE CRECIMIENTO [%]</i>
P inicial (MW)	328,85	442,05	34,42
P máxima (MW)	599,48	982,83	63,95
Cargabilidad (MW)	270,63	540,78	99,82

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- ✓ Los resultados obtenidos del estudio de estabilidad de voltaje del SEQ muestran que se tiene un margen alto de cargabilidad en los tres escenarios de operación tanto al año 2010 como al año 2020, por lo cual el SEQ no presenta problemas en la cargabilidad del sistema.
- ✓ El SEQ a los años 2010 y 2020 en condiciones nomales de operación en los tres escenarios de demanda presenta niveles de voltaje que se encuentran dentro del rango permitido, esto se debe a la conexión y desconexión de los bancos de capacitores que se encuentran en cada subestación de carga.
- ✓ La barra más susceptible al incremento de potencia al 2010 en los tres escenarios de demanda es en la subestación HCJB-Papallacta a nivel de 23 kV, al 2020 las barras más susceptibles al incremento de potencia son Los Bancos en demanda máxima, en demanda media la subestación Andalucía y en demanda mínima la subestación HCJB-Papallacta.
- ✓ El análisis de estabilidad de voltaje utilizando la herramienta DPL U_P-Curve disponible en PowerFactory tiene la limitación de que el paso de incremento de carga es el mismo para todas las cargas. Por lo que fue necesario desarrollar un código en DPL que permita ingresar los pasos de incremento para cada barra de carga a través de una matriz generada de dimensiones $N_{cargas} \times 1$. En este trabajo se utiliza como pasos de incremento de carga la tasa de porcentaje de crecimiento anual del SEQ en cada subestación de carga.

- ✓ La consideración la tasa de incremento anual del plan de expansión del SEQ como paso de incremento de carga, permite obtener resultados de cargabilidad del sistema, en los tres escenarios de demanda, mucho más reales que el realizar el estudio considerando pasos de incremento de carga iguales para todas las cargas.
- ✓ El nivel de carga al 2020 en condiciones iniciales de operación no sobrecarga ninguna línea de subtransmisión perteneciente al SEQ.
- ✓ La demanda requerida en cada incremento de carga será suministrada desde los puntos de conexión Santa Rosa, Vicentina y mayormente El Inga debido a que Ecuador estará eléctricamente robustecido al año 2020 y no será necesario comprar potencia y energía a Colombia.
- ✓ El tener un margen alto de cargabilidad del SEQ no significa que el sistema eléctrico no presente ninguna anomalía eléctrica, al contrario, tanto al año 2010 como al 2020, se llegan a sobrecargar muchos elementos del sistema. Por lo tanto, la cargabilidad del sistema no estará limitada al punto máximo de cargabilidad, sino estará limitada por la cargabilidad de varios equipos ya sea líneas de subtransmisión o transformadores.

5.2 RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda realizar un estudio de reposicionamiento de los taps de los transformadores para cada año ya que el incremento de carga anual afecta el flujo de reactivos a nivel de voltaje en las barras.
- ✓ Se recomienda realizar un estudio de estabilidad de voltaje en donde se considere salidas de líneas de transmisión y subtransmisión para verificar como afecta el margen de cargabilidad e identificar la peor contingencia dentro del sistema de subtransmisión.
- ✓ Se recomienda realizar un estudio de estabilidad de voltaje en estado dinámico en donde se considere elementos de control de generadores como son reguladores de velocidad y voltaje así como estabilizadores de potencia.
- ✓ Si se desea realizar estudios de estabilidad en estado estable anualmente, se recomienda calcular equivalentes de red para cada año ya que el plan de expansión de CELEC EP-UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC, de acuerdo a los datos proporcionados por el CONELEC y las empresas distribuidoras, contempla entradas anuales de generación y líneas de transmisión con el subsecuente cambio de parámetros de los equivalentes de red.

BIBLIOGRAFÍA

-
- ¹ P. Kundur, "Power Stability and Control", EPRI Power System Engineering series, McGraw-Hill, New York 1994.
- ² http://www.iea.lth.se/sed/L1_03.pdf
- ³ División de Planificación, "Plan de Expansión 2010-2020 del Sistema Eléctrico de la EEQ S.A.", EEQ. 2009.
- ⁴ R. Canelos, "Determinación de la Potencia a Transmitirse en Líneas de Transmisión", teoría de la materia Diseño Electromecánico de Líneas de Transmisión, EPN-Quito.
- ⁵ J. Játiva Ibarra, "Modelo General del Transformador", teoría de la materia Sistemas Eléctricos de Potencia, EPN-Quito
- ⁶ IEC, "International Standard CEI IEC 60909-0", IEC, First Edition 2001-07.
- ⁷ Jan, Machowski, "Power System Dynamics: Stability and Control", WILEY, Second Edition 2008.
- ⁸ Thierry Van Cutsem, "Voltage Stability of Electric Power System", Kluwer Academic Publisher, second Printing 2001.
- ⁹ J. Játiva Ibarra, "Límites de Operación de Generadores Sincrónicos", teoría de la materia Sistemas Eléctricos de Potencia, EPN-Quito.
- ¹⁰ A. von Meier, "Electric Power Systems A Conceptual Introduction", A Wiley-Interscience Publication, First Edition Printing 2006.
- ¹¹ F. Quilumba, "Análisis de Estabilidad de Voltaje en Estado Estable de Sistemas Eléctricos de Potencia Basado en el Método de Continuación Aplicado a Flujos de Potencia", Proyecto de Titulación, EPN. 2008.
- ¹² D. Ramírez, "Análisis de Colapso de Voltaje por el Método de Continuación de Flujos de Potencia Considerando Zonas Seguras de Operación de Generadores Sincrónicos", Proyecto de Titulación, EPN. 2008.
- ¹³ J. Grainger, "Análisis de Sistemas de Potencia", McGRAW-HILL, Primera edición 2006.
- ¹⁴ P. Kothari, I.J. Nagrath, "Sistemas Eléctricos de Potencia", McGraw-Hill Tercera Edición, Mexico 2008.
- ¹⁵ DigSILENT Powerfactory, "DPL Manual 13.1", GmbH Gomaringen Germany. 2007.

ANEXO 1
DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SEQ EN LOS AÑOS 2010 Y
2020

ANEXO 2

**FLUJOS DE POTENCIA TOMADOS DEL CENEMS DEL
CENTRO DE CONTROL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO**

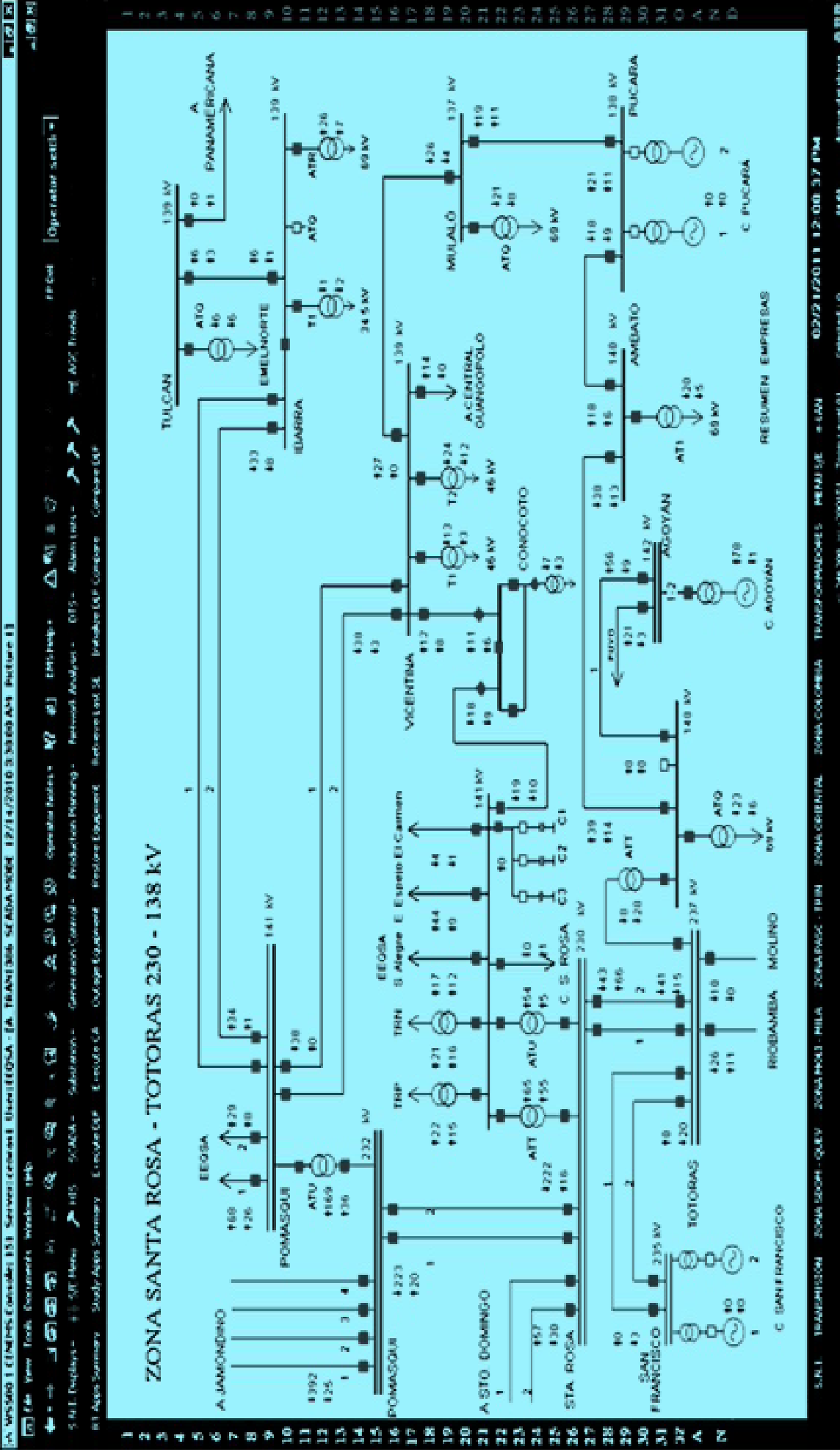


Figura A.2.1 Demanda Mínima.

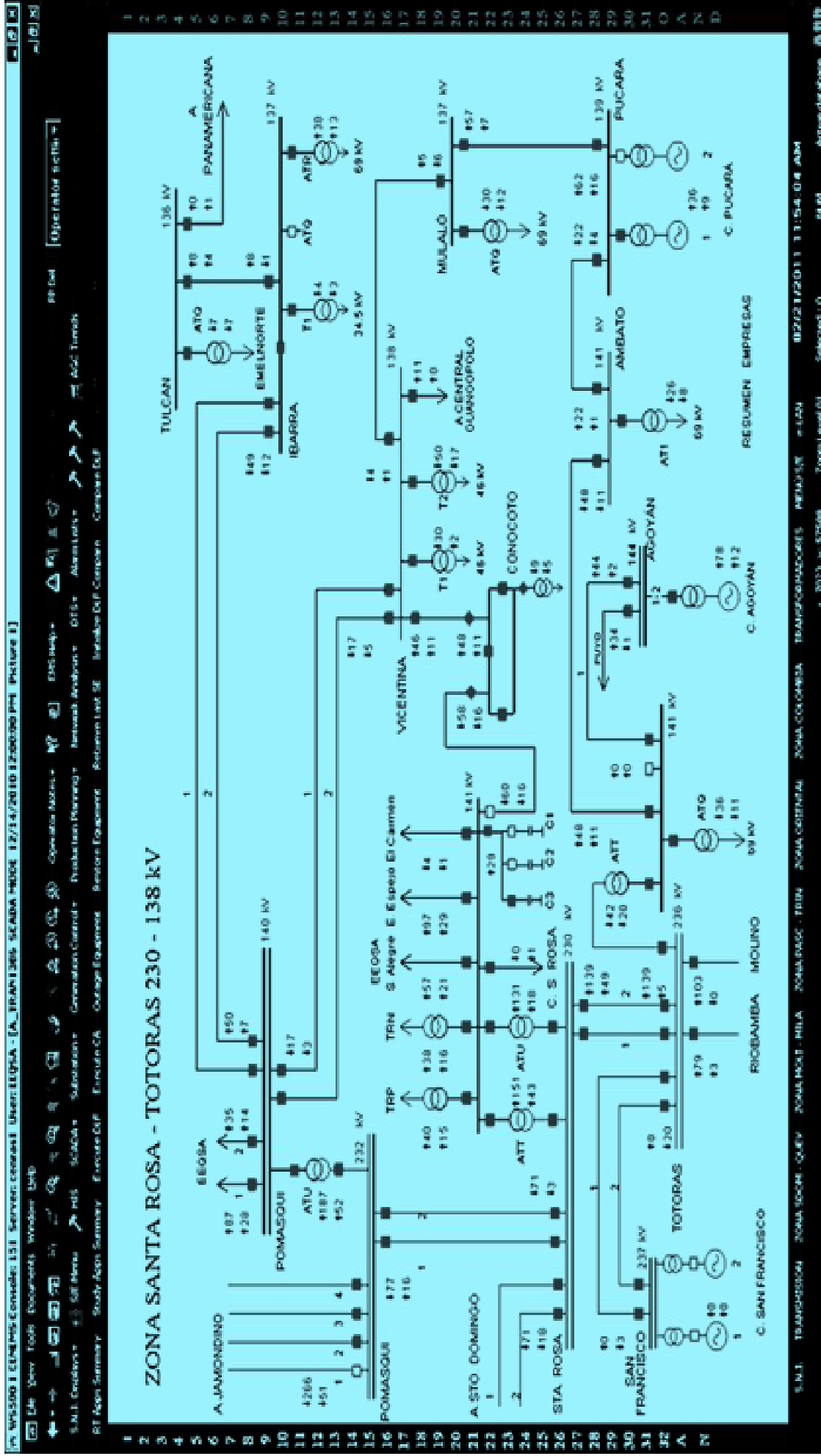


Figura A.2.2 Demanda Media.

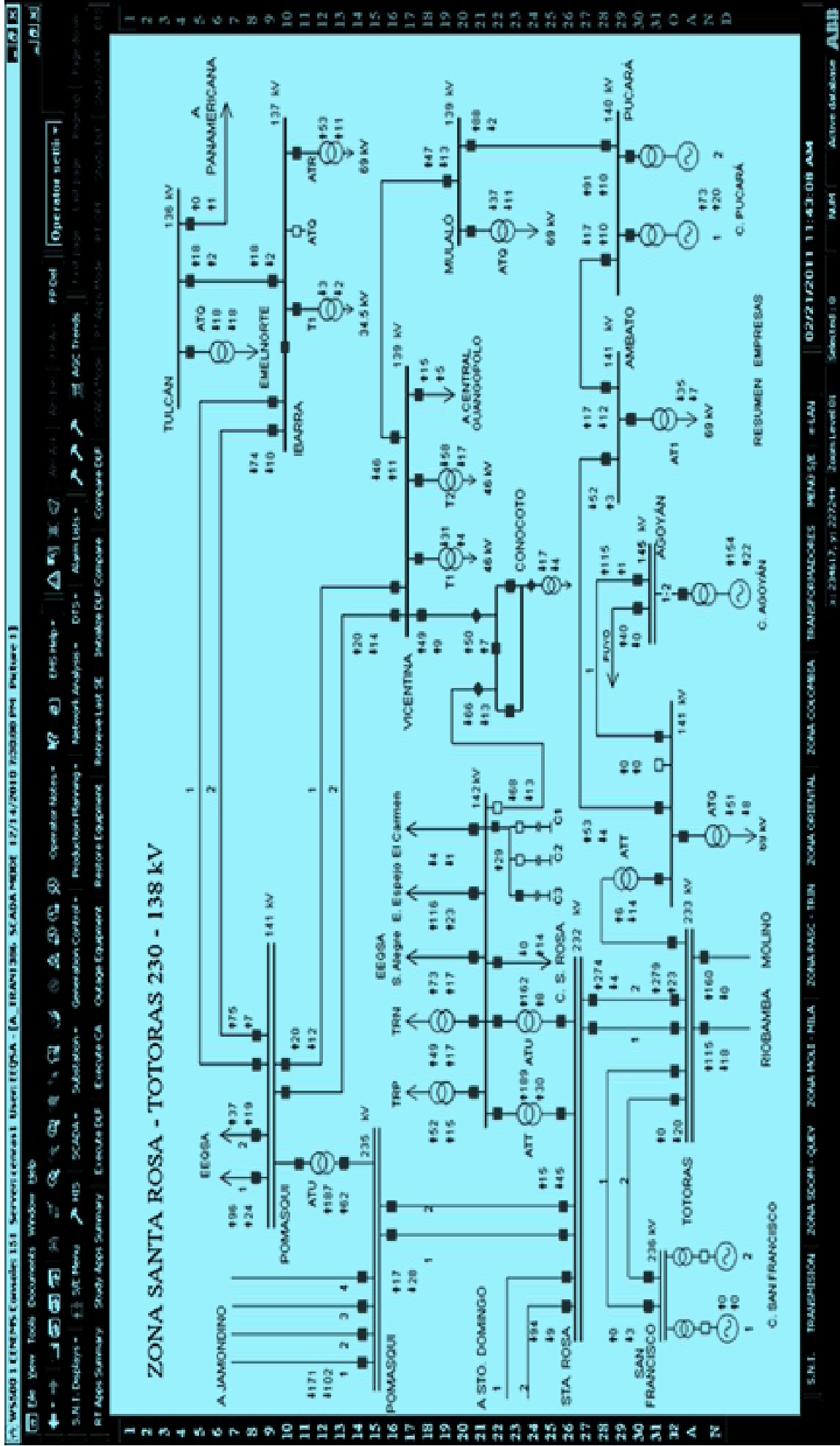


Figura A.2.1 Demanda Máxima.

ANEXO 3
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SEQ 2010-2020

A.3.1 PLAN DE EXPANSIÓN DE LA EEQ

La EEQ contempla el crecimiento de carga anual un plan de expansión el cual cubrirá dicho crecimiento de carga, este plan consta de instalación de nuevos transformadores en subestaciones, construcción de nuevas líneas de transmisión, construcción de nuevas centrales de generación, construcción de nuevas subestaciones e instalación de bancos de capacitores, dichos proyectos están financiados tanto por TRANSELECTRIC como también por la EEQ.

A.3.1.1 SITUACIÓN FUTURA EN SUBESTACIONES

Subestación N° 3 Barrio Nuevo:

- A 2015 deberá reubicarse esta subestación, en el baricentro de su carga eléctrica localizado aproximadamente en la Av. Teniente Hugo Ortiz (sector de la tribuna del Sur), para resolver los problemas de regulación de voltaje y de altas pérdidas eléctricas de los primarios largos.

- A 2020 la demanda proyectada de esta subestación alcanza los 11,5 MVA en 6,3kV y dispone de 20,0 MVA de capacidad instalada

Subestación N° 4 Chimbacalle:

- A 2015 deberá instalarse un segundo transformador de 12/16/20 MVA, 46/6,3 kV, para descargar al trafo existente y aumentar la reserva en MVA.

Subestación N° 6 Escuela Sucre:

- A 2017 deberá sustituirse el transformador de 5/6,25 MVA, por uno de 8/10 MVA, 46/6,3 kV por ser un equipo muy viejo y aumentar su reserva en capacidad instalada.

Subestación N° 8 La Marín:

- A 2016 se requerirá sustituir el transformador de 8/10 MVA por uno de 15/20 MVA, 46/6,3 kV, para resolver la falta de reserva en MVA de su capacidad instalada.

Subestación N° 32 Diez Nueva:

- A 2017 está previsto el aumento de su capacidad instalada mediante otro transformador de 15/20 MVA, 46/6,3 kV.

Subestación N° 15 El Bosque:

- A 2014 su capacidad instalada será de 20,0 MVA y alcanzaría los 21,2 MVA de demanda por lo que se ha previsto la adquisición e instalación de un segundo transformador de 15/20MVA, 46/6,3 kV.

Subestación No. 24 Carolina:

- Para 2019 se debe instalar un transformador nuevo de 15/20 MVA, 46/6,3 kV, para resolver el problema de sobrecarga y falta de reserva en MVA.

Subestación No. 53 P. Guerrero:

- A 2013 su demanda máxima sería 19,7 MVA y estaría al límite de su capacidad instalada, por lo que se ha previsto la instalación de un segundo transformador de 15/20 MVA, 46/6,3 kV, para descargar al existente y aumentar la reserva en MVA.

Subestación No. 27 San Rafael-23:

- A partir de una fecha no definida en 2012, la subestación San Rafael será sacada de servicio.

Subestación No. 34 Machachi:

- A 2014 la demanda de la subestación 34 alcanzaría los 19,9 MVA, por lo que se ha planificado la adquisición e instalación de un segundo transformador de 20/27/33 MVA, 138/23 kV, para descargar al existente y aumentar la reserva en MVA.

Subestación No. 36 Tumbaco:

- A 2015 deberá transferirse la carga restante de la S/E 36 Tumbaco a la S/E 35 Cumbayá (138 kV), por lo que, a partir de una fecha no definida será puesta fuera de servicio.

Subestación No. 58 Quinche:

- A 2012 deberá reubicarse la S/E El Quinche de 46/23 kV, aproximadamente a 7,0 km de su ubicación actual y a 3,0 km al Nor-Occidente del parque de la Parroquia de su mismo nombre, dentro de su nuevo baricentro de carga eléctrica, mediante la instalación de un transformador de 138/23 kV, 20/27/33 MVA.

Primario HCJB - Baeza-Quijos (Futura S/E Baeza):

- A 2013 la carga de este primario se alimentaría desde la S/E Baeza, con un transformador de 138/22,8 kV, transformador 20/27/33 MVA, con tres primarios, para resolver los problemas de bajos voltajes, por lo que, en condiciones nomales se prescindirá de la alimentación de la central hidroeléctrica HCJB (Ecoluz).

Subestación No. 31 Tababela (Nuevo Aeropuerto):

- A 2017 la demanda proyectada de la subestación alcanzaría los 32,0 MVA, por lo que se ha previsto la instalación de un segundo transformador de 20/27/33 MVA, 138/23 kV.

Subestación No. 26 Alangasí:

- A 2011 está previsto su puesta en servicio con un transformador de 20/27/33 MVA, 138/23 kV, para servir a una carga de 11,8 MVA.
- A 2018 está previsto la instalación de un segundo trafo de 20/27/33 MVA, 138/23 kV, para descargar al existente y aumentar la reserva en MVA.

Subestación No. 5 Chilibulo:

- A 2011 está previsto su puesta en servicio con un transformador de 20/27/33 MVA, 138/23 kV, para servir a una carga de 16,9 MVA.

Subestación No. 14 Zámbriza:

- A 2012 está previsto la puesta en servicio de la subestación Zámbriza con un transformador de 20/27/33 MVA, 138/23 kV, para atender a una carga de 21,1 MVA.
- A 2017 deberá instalarse un segundo transformador de 20/27/33 MVA, 138/23 kV.

Subestación No. 35 Cumbayá

- A 2011 está previsto la puesta en servicio de un transformador de 15/20 MVA, 46/23 kV, para instalarse provisionalmente en el patio de 46 kV de la S/E 80 Cumbayá.
- A 2013 está previsto la puesta en servicio de la subestación N°35 con un transformador de 20/27/33 MVA, 138/23 kV, en el terreno del Club Deportivo de EEQ en Cumbayá.
- A 2015 se ha previsto la ampliación de la S/E mediante un segundo transformador de 20/27/33 MVA, 138/23 kV, para tomar el 100% de la carga del transformador de 20/27/33 MVA, de la S/E 36 Tumbaco.

Subestación No. 22 San Antonio:

- A 2012 está previsto la puesta en servicio con un transformador de 20/27/33 MVA, 138/23 kV, para atender a una carga de 19,3 MVA.

Subestación No. 19 Cotocollao Nueva:

- A 2011 está previsto la puesta en servicio con un transformador de 20/27/33 MVA, 138/23 kV, para servir a una carga de 19,1 MVA.
- A 2020 se deberá instalar un segundo transformador de 20/27/33 MVA, 138/23 kV.

Subestación No. 25 Vicentina:

- A 2019 está previsto la puesta en servicio de un transformador de 20/27/33 MVA, 138/23 kV, para atender a una carga de 13,3 MVA.

A.3.1.2 OBRAS FINANCIADAS POR TRANSELECTRIC PARA AUMENTAR LA TRANSFERENCIA DE ENERGÍA Y POTENCIA DEL SNT AL SEQ.

- Se construirá una línea de transmisión a 230 kV, 2 circuitos, desde la S/E Pomasqui a la S/E El Inga y desde la S/E El Inga hasta la S/E Santa Rosa, con una longitud total de 55 km.
- Construcción de la S/E El Inga a 230/138 kV con la adquisición e instalación de un transformador trifásico de 135/180/225 MVA, 230/138 kV, para implementar un tercer punto de transferencia desde 230 kV a 138 kV del sistema eléctrico de la EEQ (SEQ).

A.3.1.3 REQUERIMIENTOS DE PUNTOS DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE TRANSELECTRIC

- A partir del 2012, se adicionara un punto de conexión, a la altura de una de las estructuras del barrio Gualó de Zámiza, de la L/T 138 kV, S/E Vicentina a S/E Pomasqui de Transelectric, para conectar la L/T 138 kV, doble circuito, Derivación a la S/E 14 Zámiza, 138/23 kV con una potencia inicial de 33 MVA para luego aumentarla a 66 MVA.
- A partir del 2013, se creara un punto de conexión en una de las estructuras de la L/T 138 kV, S/E Vicentina a S/E Pomasqui de Transelectric, a la altura del cruce con la L/T 46 kV de EEQ S/E C.H. Cumbayá a S/E Norte, para conectar la L/T 138 kV, doble circuito, Derivación a la S/E 35 Cumbayá, 138/23 kV, con una potencia inicial de 33 MVA para luego aumentarla a 66 MVA.
- A partir del 2013, se construirá un punto adicional de conexión en el patio de 138 kV de la S/E Pomasqui de Transelectric o una derivación de uno de

los 2 circuitos a 138 kV de la L/T que va de la S/E Pomasqui a Ibarra, en una de las estructuras cercana al terreno de la S/E 22 San Antonio de 138/23 kV, 20/27/33 MVA inicialmente y a futuro luego 66 MVA, para conectar su alimentación a 138 kV, 1 circuito si es desde la S/E Pomasqui de Transelectric y 2 circuitos si es una derivación.

- A partir del 2013, dos puntos adicionales de conexión en el patio de 138 kV de la S/E El Inga de Transelectric serán adicionados, para conectar la L/T 138 kV, doble circuito, C.H. Quijos y C.H. Baeza a S/E El Inga, para suministrar la generación de la C. H. Quijos 50 MW y C.H. Baeza 50 MW al SNT.
- A partir del 2014, un punto adicional de conexión en el patio de 138 kV de las S/E El Inga y otro en la S/E Vicentina de Transelectric serán adicionados, para conectar la L/T 138 kV, 1 circuito, S/E El Inga a S/E Vicentina, para optimizar el flujo de potencia del sistema eléctrico de la EEQ y mantener la continuidad del servicio en contingencias de fallas de los enlaces a 138 kV, S/E Santa Rosa a S/E Vicentina y/o S/E Pomasqui a S/E Vicentina.
- A partir del 2014, un punto adicional de conexión en el patio de 138 kV de la S/E Santa Rosa de Transelectric será adicionado para conectar la L/T 138 kV, simple circuito, S/E Santa Rosa a S/E Machachi, para alimentar la S/E Machachi 138/23 kV, con una potencia inicial de 33 MVA para luego aumentarla a 66 MVA.

A.3.1.4 OBRAS A SER FINANCIADAS POR EEQ EN LÍNEAS 2010 – 2020

Varias Líneas de Subtransmisión (S/T) a 46kV.

- Cambios de conductor, obras civiles para mejorar la seguridad de las estructuras, cambios de ruta de ciertos tramos de líneas, para evitar

afectación a terceros, mejorar su seguridad ó ampliar su capacidad, reubicación de torres, etc.

L/T 138 kV, Derivación a S/E 5 Chilibulo.

- Construcción de la derivación a 138 kV, doble circuito, con conductor 636 MCM ACSR, en una longitud aproximada de 1,0 km., en estructuras metálicas, para alimentar a la nueva subestación Chilibulo.

L/T 138 kV, Derivación a S/E 14 Zámiza.

- Construcción de la derivación a 138 kV, desde una de las estructuras de la L/T 138 kV S/E Vicentina-T a S/E Pomasqui-T, a la altura del barrio Gualó de Zámiza, en una longitud aproximada de 0,3 km, doble circuito, con conductor 500 MCM-ACAR, en estructuras metálicas, para alimentar a la nueva S/E 14 Zámiza.

L/T 138 kV, Baeza-Quijos- El Inga.

- Construcción de la línea a 138 kV, en una longitud de 51 km., 42 km. doble circuito y 9 km. simple circuito, con conductor 500 MCM-ACAR, en estructuras metálicas.

L/T 46 kV, S/E 37 S. Rosa - S/E 55 Sangolquí.

- Construcción de un tramo de línea para unir las subestaciones indicadas, simple circuito, con conductor 500 MCM-ACAR, en una longitud aproximada de 3,5 km., en estructuras metálicas y postes de hormigón, con el fin de implementar una segunda alimentación a la S/E Sangolquí para mejorar su confiabilidad.

L/T 138 kV, S/E Pomasqui-Transelectric – S/E 22 S. Antonio EEQ.

- Construcción de la línea indicada, simple circuito, estructuras metálicas, conductor 500 MCM-ACAR, en una longitud aproximada de 9,5 km, para alimentar a la nueva S/E 22 S. Antonio.

L/T 138 kV, S/E 14 Zámiza a S/E 18 Cristianía.

- Construcción de la línea a 138 kV en una longitud aproximada de 6,5 km., simple circuito, con conductor 500 MCM-ACAR, en estructuras metálicas y postes de hormigón, para implementar una segunda alimentación a la S/E No. 18, con el fin de mejorar su confiabilidad.

L/T 138 kV, Derivación a S/E 35 Cumbayá.

- Construcción de la derivación a 138 kV, desde el cruce de la L/T 138 kV S/E Vicentina-T a S/E Pomasqui-T con la L/T 46 kV S/E Cumbayá a S/E Norte, en una longitud aproximada de 5,0 km, doble circuito, con conductor 500 MCM-ACAR, en estructuras metálicas y postes de hormigón, utilizando la franja de servicio de una de las líneas 46 kV, 2C, S/E Cumbayá a S/E Norte, para alimentar a la nueva S/E Cumbayá y sea parte de un anillo en 138 kV.

L/T 138 kV, S/E 31 Tababela - S/E Quinche.

- Construcción de la línea a 138 kV para unir las subestaciones indicadas, simple circuito, con conductor 500 MCM-ACAR, en una longitud aproximada de 15,0 km., en estructuras metálicas y postes de hormigón, con el fin de alimentar a la nueva S/E Quinche reubicada.

L/T 138 kV, S/E Inga-T a S/E Vicentina-T.

- Construcción de la línea a 138 kV en una longitud aproximada de 21,0 km., simple circuito, con conductor 500 MCM-ACAR, en estructuras metálicas, para descargar a las subestaciones Santa Rosa, Pomasqui, Vicentina y Selva Alegre y aumentar la transferencia desde la S/E Inga _T 230/138 kV.

L/T 138 kV, S/E 14 Zámbez - S/E Quinche.

- -Construcción de la línea a 138 kV para unir las subestaciones indicadas, simple circuito, con conductor 500 MCM-ACAR, en una longitud aproximada de 18,0 km., en estructuras metálicas y postes de hormigón, con el fin de proporcionarle una doble alimentación a la S/E Quinche reubicada y cerrar el anillo S/E 14 Zámbez – S/E Quinche – S/E 31 Tababela – S/E Inga _T.

ANEXO 4
CÓDIGO DEL PROGRAMA “CURVAS PV”
DESARROLLADO EN DIgSILENT PowerFactory EN
LENGUAJE DPL

El siguiente código se desarrolla para realizar estudios de estabilidad de voltaje en estado estable considerando factores de incremento diferentes para las cargas seleccionadas.

Previo a la ejecución de este escrito, en la ventana DPL, en contenido, se debe crear los objetos siguientes:

NOMBRE DEL OBJETO	TIPO
Results	*.ElmRes
Echo	*.ComEcho
Incrementos	*.IntMat
MonDefault	*.IntMon
Loads	*.SetFilt
Barras	*.SetFilt
PotIntMon	*.IntMon

Los objetos de tipo *.SetFilt son filtros en donde se deben especificar el tipo de objetos a filtrar, es decir, cargas, líneas, barras, generadores, etc y designar la dirección en donde se encuentran los objetos a ser filtrados

Una vez hecho lo anterior, se desarrolla el código a continuación:

```

int iexist;
set Sloads,allBars,OldMons,BusBars;
object mon,busbar,Load;
object monid,GrB,Plot,ViPg;
object Ldf,ca;
double fe,c,c1,m1;
int error,fe1,fe2,fe3;

object obj1,case,textBox;
int Nval,Nvars;
double xx,i1,i2,i3,i4,i5,i6,i7,i13,Nval1,Nval12,Nvalf1,v0,p0;
double i8,i9,i10,i11,i12,v01,p01;

Ldf=GetCaseCommand('ComLdf');
ClearOutput();

BusBars=SEL.AllBars();
Sloads=Loads.Get();
allBars=Barras.Get();

OldMons=Results.GetContents();
mon=OldMons.FirstFilt('Xvar.IntMon');
if(mon=NULL){
    mon=Results.CreateObject('IntMon','Xvar');
}
if(mon){
    mon.obj_id = this;
    mon.AddVar('b:Ptot');
    mon.AddVar('b:Qtot');
}
else {
Error('Failed to create Xvar variable monitor in result-object');
exit();
}

```

```

}
for (busbar=allBars.First(); busbar; busbar=allBars.Next()) {
    iexist=0;
    mon=OldMons.Firstmatch('IntMon');
    while(mon.and.iexist=0){
        monid=mon:obj_id;
        if (monid=busbar){
            iexist=1;
        }
        mon=OldMons.Nextmatch();
    }
    if (iexist=0){
        mon=Results.AddCopy(MonDefault,MonDefault:loc_name);
        mon:obj_id=busbar;
    }
}

```

```

for (Load=Slods.First();Load;Load=Slods.Next()) {
    iexist=0;
    mon=OldMons.Firstmatch('IntMon');
    while(mon.and.iexist=0){
        monid=mon:obj_id;
        if (monid=Load){
            iexist=1;
        }
        mon=OldMons.Nextmatch();
    }
    if (iexist=0){
        mon=Results.AddCopy(PotIntMon,PotIntMon:loc_name);
        mon:obj_id=Load;
    }
}

```

```

c=Slods.Count();
for(c1=0;c1<=c-1;c1+=1){
    ca=Slods.Obj(c1);
    ca:scale0=1;
}

Echo.Off();
error=Ldf.Execute();
Load=Slods.First();
Ptot=0;
Qtot=0;
while(Load){
    Ptot=Ptot+Load:plini*Load:scale0;
    Qtot=Qtot+Load:qlini*Load:scale0;
    Load=Slods.Next();
}

Results.Write();
for(fe=1;fe<=9999;fe+=1){
    for(fe1=1;fe1<=c;fe1+=1){
        Load=Slods.Obj(fe1-1);
        c1=Incrementos.Get(fe1,1);
        Load:scale0=pow(c1,fe);
    }

    for(Load=Slods.First();Load;Load=Slods.Next()){
        if(Load:scale0<=0){
            Load:scale0=0;
        }
    }
    error=Ldf.Execute();
    if(error=0){
        Load=Slods.First();
    }
}

```

```

Ptot=0;
Qtot=0;
while(Load){
    Ptot=Ptot+Load:plini*Load:scale0;
    Qtot=Qtot+Load:qlini*Load:scale0;
    Load=Slloads.Next();
}
Results.Write();
}
if(error){
    for(fe1=1;fe1<=c;fe1+=1){
        Load=Slloads.Obj(fe1-1);
        c1=Incrementos.Get(fe1,1);
        Load:scale0=Load:scale0/c1;
    }
    break;
}
}
Ldf.Execute();
Results.Write();
Results.Write();
Results.Write();

! creating plots for selected busbars
GrB = GetGraphBoard();
ViPg = GrB.GetPage('1. Carga Total Vs Volt. en Barras',1);
if (ViPg) {
    ViPg.SetStyle('Gr Paper');
    ViPg.SetResults(Results);
    Plot=ViPg.GetVI('u','VisPlot',1);
    if (Plot) {
        Plot:use_x=1;
        Plot:shw_arr=1;
    }
}

```

```

Plot:auto_x scl=1;
Plot:auto_y scl=1;
Plot.SetXVar(this,'b:Ptot');
Plot.SetAdaptY(1);
for(busbar=BusBars.First(); busbar; busbar=BusBars.Next()) {
  Plot.AddVars (busbar,MonDefault:vars:0);
  LoadResData(Results);
  Nvars = ResNvars(Results);!Numero de objetos monitoreados
  for(fe=1;fe<=Nvars;fe+=1){
    obj1=Results.GetObj(fe-1);
    if(obj1=busbar){
      Nval=ResNval(Results,fe-1); !numero de valores almacenados
      printf('El numero de Nval= %f',Nval);
      xx=ResIndex(Results,obj1,MonDefault:vars:0);!Numero de
columna
      for(fe1=1;fe1<=Nval;fe1+=1){
        GetResData(i1,Results,fe1-1,xx);
        if(0.969<i1.and.i1<0.971){
          i2=i1;
          Nval1=fe1-1;
        }
        if(fe1=Nval){
          Nvalf1=fe1-1;
          GetResData(i3,Results,fe1-2,xx);
          GetResData(v01,Results,0,xx);
        }
      }
    }
  }
}

```

```

LoadResData(Results);
Nvars = ResNvars(Results);!Numero de objetos monitoreados
for(fe=1;fe<=Nvars;fe+=1){

```

```

obj1=Results.GetObj(fe-1);
if(obj1=this){
    xx=ResIndex(Results,obj1,'b:Ptot');!Numero de columna
    GetResData(i4,Results,Nval1,xx);
    GetResData(p01,Results,0,xx);
    GetResData(i5,Results,Nvalf1-1,xx);
}
}

```

```

case = ActiveCase();
if(case){
    case.Deactivate(); !this is all only possible if study case is not active
}
i6=i4;
i7=i2;
textBox = Plot.CreateObject('VisValue','Val1');
textBox:crv = 0; !Curve ID
textBox:xval = i6; !x Value of the pointer on the curve
textBox:yval = i7; !y Value of the pointer on the curve
textBox:top_txt = printf('V %.3f p.u.\nP = %.3f',textBox:yval,textBox:xval);
!displayed top value
textBox:FrmVis = 0; !hides frame of the box
textBox:off_x = i6-0.5; !left lower edge of the box (uses the values of the
plot)
textBox:off_y = i7-0.01;
textBox:idelim=1;

```

```

i6=i5;
i7=i3;
textBox = Plot.CreateObject('VisValue','Val1');
textBox:crv = 0; !Curve ID
textBox:xval = i6; !x Value of the pointer on the curve
textBox:yval = i7; !y Value of the pointer on the curve

```



```
    textBox:top_txt = printf('Vf = %.3f p.u.\nPf = %.3fMW\nVini = %.3f  
p.u.\nPini = %.3f MW\nCargabilidad = %.3f  
MW',textBox:yval,textBox:xval,v01,p01,textBox:xval-p01);    !displayed top
```

value

```
    textBox:FrmVis = 0; !hides frame of the box
```

```
    textBox:off_x = i6-0.5; !left lower edge of the box (uses the values of the  
plot)
```

```
    textBox:off_y = i7-0.01;
```

```
    textBox:idelsim=1;
```

```
    if(case){
```

```
        case.Activate();
```

```
    }
```

```
    }
```

```
}
```

```
}
```

ANEXO 5

**CÓDIGO DEL PROGRAMA DESARROLLADO EN
MATLAB PARA OBTENER LAS CURVAS PV DE UN
SISTEMA RADIAL SIMPLE**

Este programa se desarrolló en MATLAB, en entorno GUI para obtener las figuras 3.11 a 3.14 del sistema radial simple de la Figura 3.3. A continuación se muestra el escrito desarrollado:

```

function varargout = Tesis(varargin)

% TESIS M-file for Tesis.fig
%   TESIS, by itself, creates a new TESIS or raises the existing
%   singleton*.
%
%   H = TESIS returns the handle to a new TESIS or the handle to
%   the existing singleton*.
%
%   TESIS('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...) calls the local
%   function named CALLBACK in TESIS.M with the given input arguments.
%
%   TESIS('Property','Value',...) creates a new TESIS or raises the
%   existing singleton*. Starting from the left, property value pairs
are
%   applied to the GUI before Tesis_OpeningFunction gets called. An
%   unrecognized property name or invalid value makes property
application
%   stop. All inputs are passed to Tesis_OpeningFcn via varargin.
%
%   *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI allows only
one
%   instance to run (singleton)".
%
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES

% Edit the above text to modify the response to help Tesis

% Last Modified by GUIDE v2.5 20-Jul-2011 00:20:18

% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                  'gui_Singleton',  gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn', @Tesis_OpeningFcn, ...
                  'gui_OutputFcn',  @Tesis_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn',  [], ...
                  'gui_Callback',   []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before Tesis is made visible.
function Tesis_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)

axes(handles.fig1); %Carga la imagen en fig1
i1 = imread('SistRadSimpl.jpg'); %Leer imagen
imshow(i1); %Presenta la imagen

% Choose default command line output for Sumadora

```

```

handles.output = hObject;
% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin   command line arguments to Tesis (see VARARGIN)

% Choose default command line output for Tesis
handles.output = hObject;

% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes Tesis wait for user response (see UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);

% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = Tesis_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
% varargout  cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;

function max_c_Callback(hObject, eventdata, handles)
Val=get(hObject, 'String'); %Almacenamos el valor ingresado
NewVal=str2double(Val); %Transformamos el valor ingresado de palabra a
numero
handles.max_c=NewVal; %Almacena newval en el identificador handles.max_c
guidata(hObject,handles); %Salvamos los datos de la aplicacion

% hObject    handle to max_c (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject, 'String') returns contents of max_c as text
%        str2double(get(hObject, 'String')) returns contents of max_c as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function max_c_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to max_c (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%        See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject, 'BackgroundColor'),
get(0, 'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject, 'BackgroundColor', 'white');
end

```

```

function min_c_Callback(hObject, eventdata, handles)
Val=get(hObject,'String'); %Almacenamos el valor ingresado
NewVal=str2double(Val); %Transformamos el valor ingresado de palabra a
numero
handles.min_c=NewVal; %Almacena newval en el identificador handles.min_c
guidata(hObject,handles); %Salvamos los datos de la aplicacion

% hObject    handle to min_c (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles     structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of min_c as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of min_c as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function min_c_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to min_c (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles     empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function max_i_Callback(hObject, eventdata, handles)
Val=get(hObject,'String'); %Almacenamos el valor ingresado
NewVal=str2double(Val); %Transformamos el valor ingresado de palabra a
numero
handles.max_i=NewVal; %Almacena newval en el identificador handles.max_i
guidata(hObject,handles); %Salvamos los datos de la aplicacion

% hObject    handle to max_i (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles     structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of max_i as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of max_i as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function max_i_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to max_i (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles     empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

```

```
end
```

```
function min_i_Callback(hObject, eventdata, handles)
Val=get(hObject,'String'); %Almacenamos el valor ingresado
NewVal=str2double(Val); %Transformamos el valor ingresado de palabra a
numero
handles.min_i=NewVal; %Almacena newval en el identificador handles.min_i
guidata(hObject,handles); %Salvamos los datos de la aplicacion

% hObject    handle to min_i (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of min_i as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of min_i as a
double
```

```
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
```

```
function min_i_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to min_i (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called
```

```
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
```

```
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
```

```
function volt1_Callback(hObject, eventdata, handles)
```

```
Val=get(hObject,'String'); %Almacenamos el valor ingresado
NewVal=str2double(Val); %Transformamos el valor ingresado de palabra a
numero
handles.volt1=NewVal %Almacena newval en el identificador handles.volt1
guidata(hObject,handles) %Salvamos los datos de la aplicacion
```

```
% hObject    handle to volt1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
```

```
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of volt1 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of volt1 as a
double
```

```
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
```

```
function volt1_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to volt1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called
```

```
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
```

```
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
```

```

        set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit6_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit6 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit6 as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit6 as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit6_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit6 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%        See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit7_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit7 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit7 as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit7 as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit7_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit7 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%        See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function react_Callback(hObject, eventdata, handles)
Val=get(hObject,'String'); %Almacenamos el valor ingresado
NewVal=str2double(Val); %Transformamos el valor ingresado de palabra a
numero
handles.react=NewVal; %Almacena newval en el identificador handles.react
guidata(hObject,handles); %Salvamos los datos de la aplicacion

```



```

% hObject    handle to react (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of react as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of react as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function react_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to react (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function p1_Callback(hObject, eventdata, handles)
Val=get(hObject,'String'); %Almacenamos el valor ingresado
NewVal=str2double(Val); %Transformamos el valor ingresado de palabra a
numero
handles.p1=NewVal; %Almacena newval en el identificador handles.p1
guidata(hObject,handles); %Salvamos los datos de la aplicacion

% hObject    handle to p1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of p1 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of p1 as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function p1_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to p1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function p2_Callback(hObject, eventdata, handles)
Val=get(hObject,'String'); %Almacenamos el valor ingresado
NewVal=str2double(Val); %Transformamos el valor ingresado de palabra a
numero
handles.p2=NewVal; %Almacena newval en el identificador handles.p2
guidata(hObject,handles); %Salvamos los datos de la aplicacion

```

```

% hObject    handle to p2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of p2 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of p2 as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function p2_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to p2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on button press in pushgraf.
function pushgraf_Callback(hObject, eventdata, handles)

v=handles.volt1
l=handles.react
mc=handles.max_c
mic=handles.min_c
pa1=handles.p1
mr=handles.max_i
mir=handles.min_i
pa2=handles.p2

syms x;

axes(handles.fig2)

for f=[mic:pa1:mc]

    cmap = hsv(floor(abs(mic/pa1)-abs(mc/pa1)+abs(mr/pa2)-
abs(mir/pa2)+1));
    i=floor(abs(mic/pa1)-abs(mc/pa1)+1-abs(f/pa1)+abs(mc/pa1))
    g=((v^4)/4)-(l^2)*(x^2)-(l*(v^2)*x*tan(acos(f)));
    d=solve(g);
    c=double(det(d(2,1)));
    p=linspace(0,c,100);
    q=p*tan(acos(f));
    v1=sqrt(((v^2)/2)-(p*tan(acos(f))*l)+(sqrt(((v^4)/4)-(l^2)*(p.^2)-
(1*(v^2)*p*tan(acos(f))))))
    handles.g2=plot3(handles.fig2,p,q,v1,'Color',cmap(i,:))
    s = sprintf('%7.2f',f);
    text(c,c*tan(acos(f)),sqrt(((v^2)/2)-
(c*tan(acos(f))*l)+(sqrt(((v^4)/4)-(l^2)*(c.^2)-
(1*(v^2)*c*tan(acos(f)))))),s,'FontSize',7)
    set(handles.fig2);
    hold all

```

```

    v1=sqrt(((v^2)/2)-(p*tan(acos(f))*1)-(sqrt(((v^4)/4)-(1^2)*(p.^2)-
(1*(v^2)*p*tan(acos(f))))))
    handles.g2=plot3(handles.fig2,p,q,v1,'Color',cmap(i,:))
    set(handles.fig2);
    hold all

end

for f=[mir:pa2:mr]

    cmap = hsv(floor(abs(mic/pa1)-abs(mc/pa1)+abs(mr/pa2)-
abs(mir/pa2)+1));
    i=floor(abs(mr/pa2)-abs(mir/pa2)-
abs(f/pa2)+abs(mir/pa2)+1+abs(mic/pa1)-abs(mc/pa1))
    g=((v^4)/4)-(1^2)*(x^2)-(1*(v^2)*x*tan(acos(f)));
    d=solve(g);
    c=double(det(d(2,1)));
    p=linspace(0,c,100);
    q=p*tan(acos(f));
    v1=sqrt(((v^2)/2)-(p*tan(acos(f))*1)+(sqrt(((v^4)/4)-(1^2)*(p.^2)-
(1*(v^2)*p*tan(acos(f))))))
    handles.g2=plot3(handles.fig2,p,q,v1,'Color',cmap(i,:))
    s = sprintf('%5.2f',f);
    text(c,c*tan(acos(f)),sqrt(((v^2)/2)-
(c*tan(acos(f))*1)+(sqrt(((v^4)/4)-(1^2)*(c.^2)-
(1*(v^2)*c*tan(acos(f)))))),s,'FontSize',7)
    set(handles.fig2);
    hold on

    v1=sqrt(((v^2)/2)-(p*tan(acos(f))*1)-(sqrt(((v^4)/4)-(1^2)*(p.^2)-
(1*(v^2)*p*tan(acos(f))))))
    handles.g2=plot3(handles.fig2,p,q,v1,'Color',cmap(i,:))
    set(handles.fig2);
end
xlabel('P')
ylabel('Q')
zlabel('V2')

% hObject    handle to pushgraf (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function pushgraf_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to pushgraf (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% --- Executes on button press in limp.
function limp_Callback(hObject, eventdata, handles)
axes(handles.fig2)
cla

% hObject    handle to limp (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

```

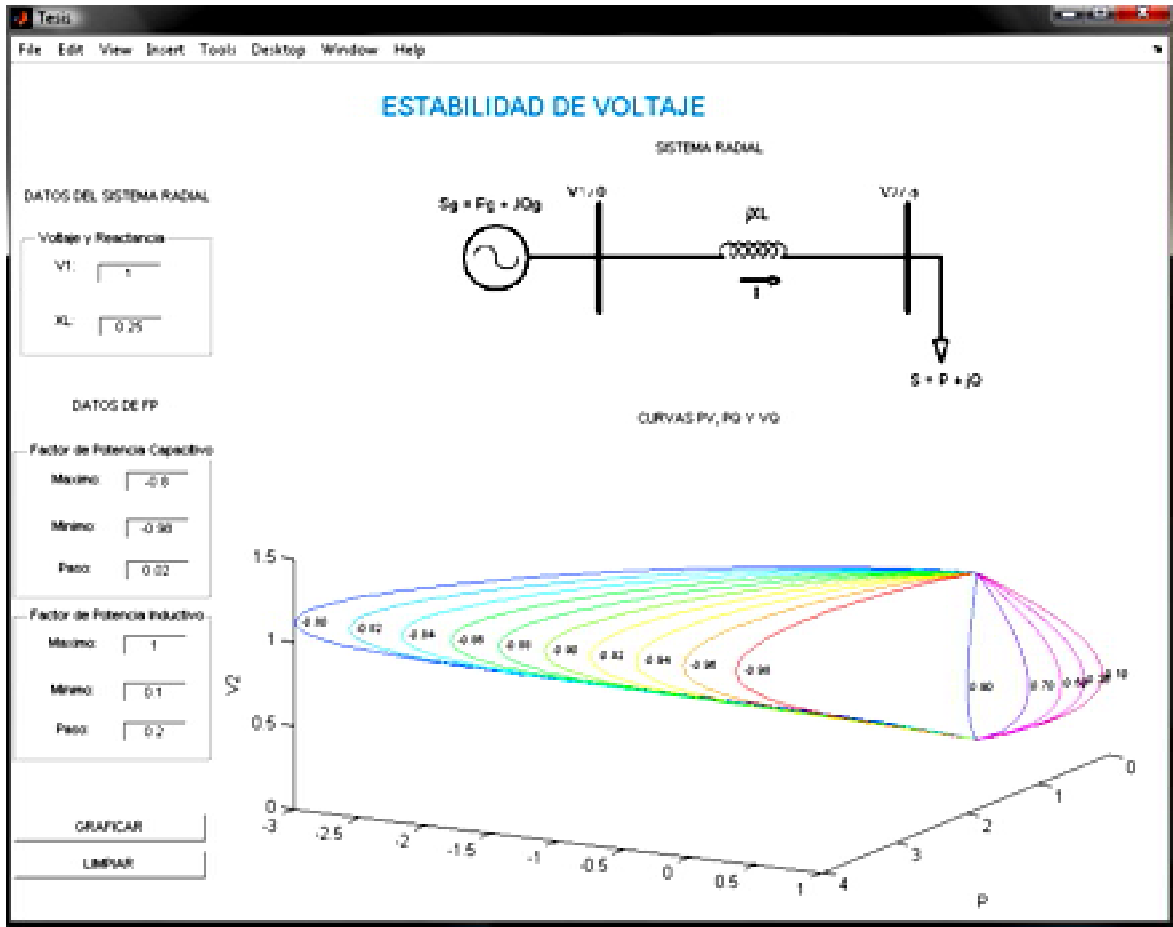


Figura A.5.1 Entorno grafico del programa “Curvas PV de un Sistema Radial Simple”.

BIBLIOGRAFÍA