

Anexo N° 12

OPINION DE LOS OPERADORES Y USUARIOS DEL SISTEMA DE TRANSMISION SOBRE LAS OBRAS PROPUESTAS

OPINIONES RECIBIDAS DE CGE TRANSMISION



Santiago, 16 de abril de 2007
Carta GC N°199/07

Señor
Eduardo Ricke M.
Director de Operación y de Peaje
CDEC-SIC
PRESENTE

Ref.: Su carta D.P. N°131/2007

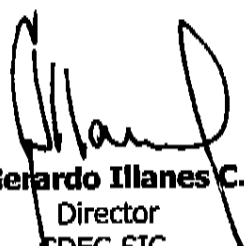
Estimado señor:

A través de la presente, enviamos **observaciones de CGE TRANSMISIÓN S.A. al Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal**, según lo solicitado en su carta de la referencia.

En lo principal, a través de lo indicado en el documento adjunto, es de nuestro interés lograr una consistencia entre los planes de expansión del sistema troncal del SIC con parte importante del sistema de subtransmisión SIC4.

Sin otro particular, saluda atentamente a usted,

CGE TRANSMISIÓN S.A.



Gerardo Illanes C.
Director
CDEC-SIC

Observaciones de CGE TRANSMISIÓN S.A. al Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal

16 de abril de 2007

CGE TRANSMISIÓN S.A. discrepa del plan de expansión contenido en el "Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión de los sistemas de Transmisión Troncal – Cuadrienio 2007-2011" respecto las fechas de puesta en servicio del cambio de tensión de las líneas troncales denominadas "Alto Jahuel – Tuniche 2x220 kV", "Punta de Cortés – Tuniche 2x220 kV", "Tuniche - Tinguirica 2x220", "Tinguirica – Teno 2x220 kV" e "Itahue – Teno 2x220 kV", actualmente energizadas en 154 mil volts.

En el plan de expansión del sistema de Transmisión Troncal, se considera cambiar la tensión de las citadas línea a 220 mil volts, situación no contemplada en el estudio de subtransmisión correspondiente al Sistema SIC 4. En efecto, el actual plan de Expansión del Sistema de Subtransmisión no considera una tarifa por las obras de transformación de 220/154 kV necesarias para abastecer las subestaciones Paine, Punta de Cortés, San Fernando y Teno. En la actualidad, en estos sectores no hay instalaciones de 220/154 kV, por lo que el estudio, por razones obvias, no considera remuneración alguna para este segmento.

No debemos olvidar que el plan de expansión del sistema de subtransmisión se diseñó atendiendo lo indicado por la CNE en sus propias bases del estudio de subtransmisión aprobada por la RM N°791 de 2005 en su artículo 3.5.4, que indicaban lo siguiente:

"Los Estudios deberán considerar como punto de partida en el respectivo sistema de subtransmisión, las instalaciones existentes definidas en el Decreto Supremo N° 102 y sus modificaciones, respetando su trazado, nivel de tensión y, según corresponda, su capacidad.

Sin perjuicio de lo anterior, las Empresas deberán determinar y optimizar previo al proceso de adaptación del respectivo sistema de subtransmisión, aquellas instalaciones existentes en las que el bajo nivel de utilización (demanda de potencia) en el período de planificación señalado en las Bases, habida consideración de los respectivos crecimientos de demanda del sistema, no justifique el nivel de inversiones existentes.

Posteriormente, en el proceso de adaptación para el período de planificación el Estudio deberá identificar las inversiones optimas requeridas para satisfacer las demanda y las exigencias de seguridad y calidad de servicio, proceso en el cual podrán haber instalaciones existentes en las cuales resulte económicamente eficiente modificar sus niveles de tensión, capacidad y/o trazado.

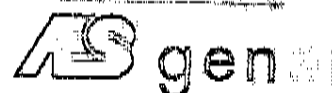
El Estudio deberá asimismo establecer y eliminar del proceso de adaptación y optimización aquellas instalaciones existentes que se verifique como prescindibles. Se entenderá por instalación prescindible a aquella cuya eliminación no produce alteraciones significativas ni en la suficiencia ni en la seguridad de abastecimiento de la demanda actual, manteniéndose el suministro de esta demanda en cumplimiento del estándar exigido en la normativa de seguridad y calidad de servicio en vigencia”

El cambio de tensión ya mencionado, no hace más que **desadaptar** el sistema de subtransmisión definido por la propia CNE, lo cual dejaría sin posibilidad de conexión eléctrica a las subestaciones de Paine, Punta de Cortés, San Fernando y Teno; todas ellas con razón de transformación de 154/66 kV. Esta situación no es admisible teniendo en cuenta que si bien el plan de expansión de subtransmisión no es vinculante, éste debe ser adaptado y eléctricamente consistente. Esta situación daría pie a que, no solo no se podría abastecer el crecimiento de la demanda, sino que lo que es más grave, **no se podría dar suministro a los clientes conectados a esas subestaciones.**

Por este motivo y en atención a su carta DP N°131/2007 de fecha 23 de marzo pasado, CGE TRANSMISIÓN S.A. informa que el cambio de tensión de las líneas indicadas, contemplados en el “Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión de los sistemas de Transmisión Torcal – Cuadrienio 2007-2011” para entrar en operación entre mayo de 2008 y junio de 2010, significará una desadaptación mayor del sistema eléctrico compuesto por las subestaciones Paine, Punta de Cortés, San Fernando y Teno. Dicha desadaptación, tendrá como consecuencia la pérdida de conectividad entre el sistema troncal y parte del sistema de subtransmisión SIC4.

En consecuencia, proponemos modificar la fecha de entrada en servicio del cambio de tensión de las líneas troncales indicadas, de tal manera que las obras de adaptación del sistema de subtransmisión sean consideradas dentro del estudio de expansión de subtransmisión y que los plazos de ejecución de dichas obras sean los adecuados para evitar la falta de conectividad eléctrica de los sistemas eléctricos.

OPINIONES RECIBIDAS DE AES GENER



AES Gener S.A.	
N° 0277/2007	02/04/2007
GERENCIA COMERCIAL	

Señor
Eduardo Ricke Muñoz
 Director de Operación y de Peajes
 CDEC-SIC
 Teatinos 280, Piso 6
Presente

Ref.: Expansión de Transmisión Troncal del SIC

De nuestra consideración:

En relación con su carta D.P. N° 131/2007 en la que nos solicita informar antecedentes relacionados con inversiones en generación eléctrica, interconexiones o demanda, con motivo de la elaboración de una propuesta para la Comisión Nacional de Energía, en función de un análisis de la consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema troncal definidas en el Informe Técnico de la Comisión Nacional de Energía, nos permitimos informar a usted lo siguiente:

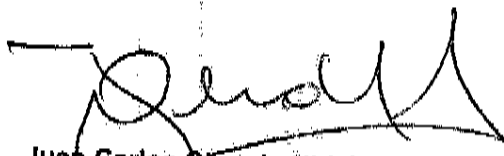
- Respecto de la obra futura "S/E Seccionadora Nogales 220 kV, Bana principal y de transferencia" incluida en el listado de obras futuras, indicamos a usted que con fecha 27 de marzo de 2007, nuestra empresa dedujo un recurso de reposición administrativa en contra de la Resolución Exenta N° 158, la cual aprueba el Informe Técnico para la delimitación del valor anual y expansión de los sistemas de transmisión troncal. En dicha oportunidad, se solicitó a la Comisión Nacional de Energía modificar la Resolución en comento, en el sentido de respetar la calificación de "Obra Nueva" dada a la S/E Nogales en el Informe Final del Estudio de Transmisión Troncal elaborado por el consorcio Synex-Electronet-Cesi.
- Posteriormente, y ante su consulta relativa al punto de conexión al SIC de la futura central Nueva Ventanas, nuestra empresa indicó que la central Nueva Ventanas se conectará al SIC en una subestación seccionadora que se ubicará en la línea Quillota - Los Vilos 220 kV y que dicha conexión se necesitará puesta en servicio al menos en junio de 2009. Indicamos además en esa oportunidad que la S/E Nogales cumplirá con las necesidades de conexión de Nueva Ventanas al SIC, sin perjuicio que no estemos de acuerdo con su denominación de "Obra de Ampliación" por parte de la CNE y que la fecha de puesta en servicio en abril de 2010 es inadecuada.
- Respecto de esto último, es necesario destacar que el estudio desarrollado por el consorcio Synex-Electronet-Cesi se basó en un plan de obras futuro de generación recomendado e incluido en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo del Sistema Interconectado Central (SIC) de octubre de 2005, en el que se preveía la entrada en servicio de una central carbonera genérica en abril de 2010, la que sumado a otros proyectos de generación en el Norte Chico, determinaron la necesidad de la obra futura S/E Nogales 220 kV y la línea Nogales - Polpaico 220 kV. Al respecto, con el objeto de aportar al análisis de la consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema troncal que debe efectuar el CDEC-SIC según lo dispuesto en el artículo 99° del DFL N° 4 de 2006, nuevamente hacemos presente a usted que está prevista la puesta en servicio de la central Nueva Ventanas en enero de 2010 y que, producto de las pruebas de generación que deben efectuarse con anterioridad

a su entrega a despacho, es necesario que su conexión al SIC esté disponible al menos en junio de 2009. Adjunto a la presente carta encontrará usted una copia del cronograma de hitos asociados a la construcción de la central Nueva Ventanas.

- Finalmente, observamos que el Cuadro adjunto a su carta D.P. N° 133/2007 contiene un error, puesto que aparecen eventuales pagos por inyecciones de nuestra empresa por la obra futura denominada "Línea Temuco - Valdivia 220 kV: Tercer circuito", lo cual no es factible por cuanto hasta esta fecha nuestra empresa no tiene previstos proyectos de generación en la zona sur del país.

Sin otro particular, se despide atentamente,

AES Gener S. A.



Juan Carlos Omedo Hidalgo
Gerente Comercial



AES Gener S.A.	
Nº 0322/2007	16/04/2007
GERENCIA COMERCIAL	

Señor
Eduardo Ricke Muñoz
Director de Operación y de Peajes
CDEC-SIC
Teatinos 280, Piso 6
Presente

Ref.: Expansión de Transmisión Troncal del SIC

De nuestra consideración:

En complemento a nuestra carta GERENCIA COMERCIAL N° 277/2007 de fecha 02 de abril del presente, nos permitimos hacer llegar a usted una observación adicional al plan de expansión del sistema de transmisión troncal del SIC, la cual tiene relación con el cronograma del Proyecto N° 8 "Subestación Nogales 220 kV".

Al respecto, observamos que dicho cronograma contiene plazos para la ingeniería y construcción que no guardan ninguna relación con plazos reales para estas labores. En particular, de acuerdo a nuestra experiencia estimamos que las tareas denominadas "Ingeniería Básica y redacción de pliegos", "Compra terreno - Concesión - Ambiental", "Ejecución y revisión del proyecto de detalle" y "Dirección e inspección de obra" no debiesen tomar más de doce meses para su ejecución completa y no los dieciocho meses incluidos en el cronograma del estudio desarrollado por el consorcio Synex-Electronet-Cesi. Asimismo, las tareas asociadas con la construcción en sí no debiesen llevar más de catorce meses de tiempo, y no los veinticuatro meses indicados en el cronograma en cuestión.

Las estimaciones de plazos observadas se basan en nuestra reciente experiencia desarrollando algunas obras de transmisión, entre ellas, la construcción de la Subestación Torquemada, la cual estimamos daremos término en un plazo de catorce meses desde la adjudicación de su construcción, plazo que es diametralmente menor que el propuesto en el estudio.

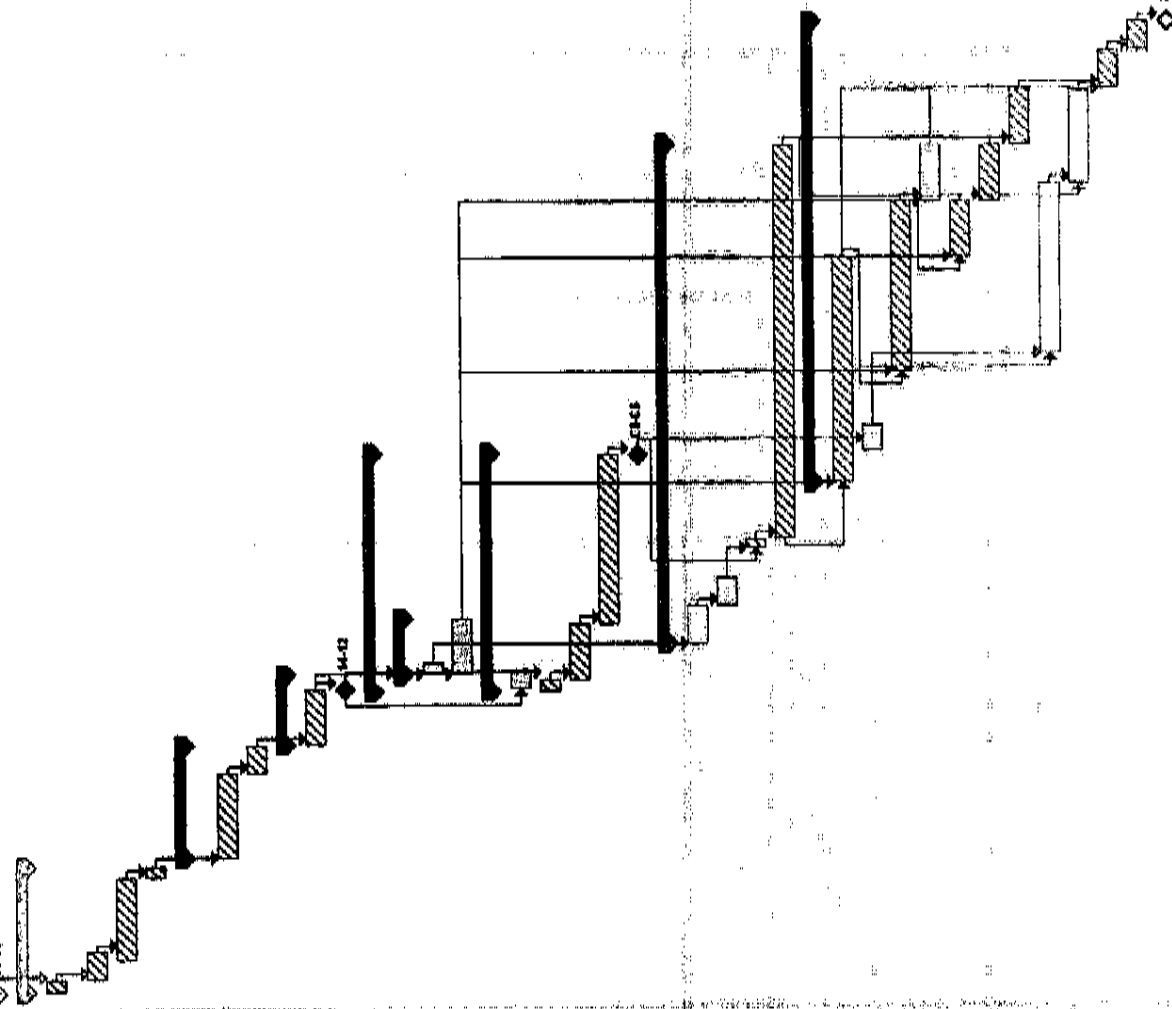
En consideración a lo anterior, adjunto a esta carta nos permitimos remitir a usted un cronograma revisado para la obra "Subestación Nogales 220 kV", en el que se observa que es factible llevar a cabo dicha obra de transmisión en un plazo de aproximadamente veintiséis meses.

Sin otro particular, se despide atentamente,

AES Gener S. A.

Juan Carlos Olmedo Hidalgo
Gerente Comercial

Moneda de para		Or. fecha	Fin	2007		2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038		2039		2040		2041		2042		2043		2044		2045		2046		2047		2048		2049		2050		2051		2052		2053		2054		2055		2056		2057		2058		2059		2060		2061		2062		2063		2064		2065		2066		2067		2068		2069		2070		2071		2072		2073		2074		2075		2076		2077		2078		2079		2080		2081		2082		2083		2084		2085		2086		2087		2088		2089		2090		2091		2092		2093		2094		2095		2096		2097		2098		2099		2100		2101		2102		2103		2104		2105		2106		2107		2108		2109		2110		2111		2112		2113		2114		2115		2116		2117		2118		2119		2120		2121		2122		2123		2124		2125		2126		2127		2128		2129		2130		2131		2132		2133		2134		2135		2136		2137		2138		2139		2140		2141		2142		2143		2144		2145		2146		2147		2148		2149		2150		2151		2152		2153		2154		2155		2156		2157		2158		2159		2160		2161		2162		2163		2164		2165		2166		2167		2168		2169		2170		2171		2172		2173		2174		2175		2176		2177		2178		2179		2180		2181		2182		2183		2184		2185		2186		2187		2188		2189		2190		2191		2192		2193		2194		2195		2196		2197		2198		2199		2200		2201		2202		2203		2204		2205		2206		2207		2208		2209		2210		2211		2212		2213		2214		2215		2216		2217		2218		2219		2220		2221		2222		2223		2224		2225		2226		2227		2228		2229		2230		2231		2232		2233		2234		2235		2236		2237		2238		2239		2240		2241		2242		2243		2244		2245		2246		2247		2248		2249		2250		2251		2252		2253		2254		2255		2256		2257		2258		2259		2260		2261		2262		2263		2264		2265		2266		2267		2268		2269		2270		2271		2272		2273		2274		2275		2276		2277		2278		2279		2280		2281		2282		2283		2284		2285		2286		2287		2288		2289		2290		2291		2292		2293		2294		2295		2296		2297		2298		2299		2300		2301		2302		2303		2304		2305		2306		2307		2308		2309		2310		2311		2312		2313		2314		2315		2316		2317		2318		2319		2320		2321		2322		2323		2324		2325		2326		2327		2328		2329		2330		2331		2332		2333		2334		2335		2336		2337		2338		2339		2340		2341		2342		2343		2344		2345		2346		2347		2348		2349		2350		2351		2352		2353		2354		2355		2356		2357		2358		2359		2360		2361		2362		2363		2364		2365		2366		2367		2368		2369		2370		2371		2372		2373		2374		2375		2376		2377		2378		2379		2380		2381		2382		2383		2384		2385		2386		2387		2388		2389		2390		2391		2392		2393		2394		2395		2396		2397		2398		2399		2400		2401		2402		2403		2404		2405		2406		2407		2408		2409		2410		2411		2412		2413		2414		2415		2416		2417		2418		2419		2420		2421		2422		2423		2424		2425		2426		2427		2428		2429		2430		2431		2432		2433		2434		2435		2436		2437		2438		2439		2440		2441		2442		2443		2444		2445		2446		2447		2448		2449		2450		2451		2452		2453		2454		2455		2456		2457		2458		2459		2460		2461		2462		2463		2464		2465		2466		2467		2468		2469		2470		2471		2472		2473		2474		2475		2476		2477		2478		2479		2480		2481		2482		2483		2484		2485		2486		2487		2488		2489		2490		2491		2492		2493		2494		2495		2496		2497		2498		2499		2500		2501		2502		2503		2504		2505		2506		2507		2508		2509		2510		2511		2512		2513		2514		2515		2516		2517		2518		2519		2520		2521		2522		2523		2524		2525		2526		2527		2528		2529		2530		2531		2532		2533		2534		2535		2536		2537		2538		2539		2540		2541		2542		2543		2544		2545		2546		2547		2548		2549		2550		2551		2552		2553		2554		2555		2556		2557		2558		2559		2560		2561		2562		2563		2564		2565		2566		2567		2568		2569		2570		2571		2572		2573		2574		2575		2576		2577		2578		2579		2580		2581		2582		2583		2584		2585		2586		2587		2588		2589		2590		2591		2592		2593		2594		2595		2596		2597		2598		2599		2600		2601		2602		2603		2604		2605		2606		2607		2608		2609		2610		2611		2612		2613		2614		2615		2616		2617		2618		2619		2620		2621		2622		2623		2624		2625		2626		2627		2628		2629		2630		2631		2632		2633		2634		2635		2636		2637		2638		2639		2640		2641		2642		2643		2644		2645		2646		2647		2648		2649		2650		2651		2652		2653		2654		2655		2656		2657		2658		2659		2660		2661		2662		2663		2664		2665		2666		2667		2668		2669		2670		2671		2672		2673		2674		2675		2676		2677		2678		2679		2680		2681		2682		2683		2684		2685		2686		2687		2688		2689		2690		2691		2692		2693		2694		2695		2696		2697		2698		2699		2700		2701		2702		2703		2704		2705		2706		2707		2708		2709		2710		2711		2712		2713		2714		2715		2716		2717		2718		2719		2720		2721		2722		2723		2724		2725		2726		2727		2728		2729		2730		2731		2732		2733		2734		2735		2736		2737		2738		2739		2740		2741		2742		2743		2744		2745		2746		2747		2748		2749		2750		2751		2752		2753		2754		2755		2756		2757		2758		2759		2760		2761		2762		2763		2764		2765		2766		2767		2768		2769		2770		2771		2772		2773		2774		2775		2776		2777		2778		2779		2780		2781		2782		2783		2784		2785		2786		2787		2788		2789		2790		2791		2792		2793		2794		2795		2796		2797		2798		2799		2800		2801		2802		2803		2804		2805		2806		2807		2808		2809		2810		2811		2812		2813		2814		2815		2816		2817		2818		2819		2820		2821		2822		2823		2824		2825		2826		2827		2828		2829		2830		2831		2832		2833		2834		2835		2836		2837		2838		2839		2840		2841		2842		2843		2844		2845		2846		2847		2848		2849		2850		2851		2852		2853		2854		2855		2856		2857		2858		2859		2860		2861		2862		2863		2864		2865		2866		2867		2868		2869		2870		2871		2872		2873		2874		2875		2876		2877		2878		2879		2880		2881		2882		2883		2884		2885		2886		2887		2888		2889		2890		2891		2892		2893		2894		2895		2896		2897		2898		2899		2900		2901		2902		2903		2904		2905		2906		2907		2908		2909		2910		2911		2912		2913		2914		2915		2916		2917		2918		2919		2920		2921		2922		2923		2924		2925		2926		2927		2928		2929		2930		2931		2932		2933		2934		2935		2936		2937		2938		2939		2940		2941		2942		2943		2944		2945		2946		2947		2948		2949		2950		2951		2952		2953		2954		2955		2956		2957		2958		2959		2960		2961		2962		2963		2964		2965		2966		2967		2968		2969		2970		2971		2972		2973		2974		2975		2976		2977		2978		2979		2980		2981		2982		2983		2984		2985		2986		2987		2988		2989		2990		2991		2992		2993		2994		2995		2996		2997		2998		2999		3000		3001		3002		3003		3004		3005		3006		3007		3008		3009		3010		3011		3012		3013		3014		3015		3016		3017		3018		3019		3020		3021		3022		3023		3024		3025		3026		3027		3028		3029		3030		3031		3032		3033		3034		3035		3	
----------------	--	-----------	-----	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	---	--

[illegible]

OPINIONES RECIBIDAS DE CTNC

TRANSMISORA DEL NORTE CHICO

Santiago, 13 de Abril de 2007
CT 2007/064

Señor
Eduardo Ricke Muñoz
Director de Operación y de Peajes
CDEC-SIC

PRESENTE

REF.: Su carta D.P. N° 131/2007. Informe Técnico CNE
Expansión de Transmisión Troncal del SIC

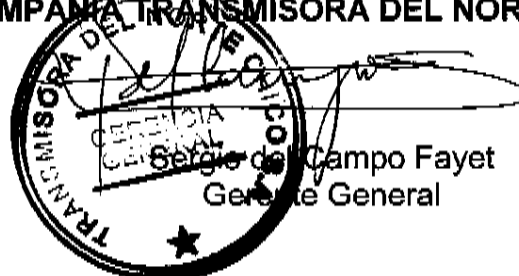
De nuestra consideración:

Con relación a su carta de la referencia, respecto al Informe Técnico de la Comisión Nacional de Energía, emitido por Resolución Exenta N° 158 del 15 de marzo 2007 (Página 10, punto 3: Obras de Ampliación), se indica como responsable de la ejecución las obras de Ampliación de la línea Maitencillo-Cardones, tercer circuito, a la empresa Compañía Transmisora del Norte Chico (CTNC), incluyendo en la S/E Cardones entre otros, una barra de transferencia e interruptores acoplador y seccionador.

Al respecto, debemos señalar que, de acuerdo con la Ley Eléctrica, aquellas obras que se definan como ampliaciones del sistema de transmisión troncal, deben ser ejecutadas por el propietario de las instalaciones respectivas que requieren dichas ampliaciones. En consecuencia, la asignación realizada a la Compañía Transmisora del Norte Chico (CTNC) como responsable de la ejecución de las obras señaladas precedentemente (excluyendo a la línea Maitencillo-Cardones, tercer circuito), podría interpretarse como una falta a las disposiciones legales indicadas, por cuanto el propietario de la S/E Cardones es la empresa Transelec.

Sin otro particular, saludamos atentamente a usted.

COMPAÑÍA TRANSMISORA DEL NORTE CHICO



c.c. : Arch. Correl.

COMPAÑÍA TRANSMISORA DEL NORTE CHICO S.A.

Miraflores 222 - Piso 16
Teléfono: (56-2) 362 4000
Fax: (56-2) 360 1675
Santiago - Chile

OPINIONES RECIBIDAS DE ENDESA

GERENCIA COMERCIAL N° 139

SANTIAGO, - 3 MAY 2007

Señor
Eduardo Ricke M.
Director de Operación y de Peajes
CDEC-SIC
Teatinos 280, Piso 6
PRESENTE

De nuestra consideración:

Ref.: Propuesta por expansión de Transmisión
Troncal del SIC

Mediante correo electrónico de fecha 27 de abril de 2007 esa Dirección nos hace llegar una propuesta de la Dirección de Peajes sobre las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema de transmisión troncal del SIC para ser presentada a la CNE.

Al respecto, comunicamos a usted que no nos parece adecuada la recomendación de construir en forma inmediata la línea de doble circuito de 220 kV, 2*1000 MVA, Nogales-Polpaico dado que, en opinión de ENDESA, en el informe de la Dirección de Peajes no queda claro que ésta obra se justifique sólo por la conexión del proyecto de generación de tan sólo 250 MW que se conectaría a la S/E Nogales.

Como es de su conocimiento, para la alternativa de expansión S/E Nogales y línea de doble circuito de 220 kV, 2*1000 MVA, Nogales-Polpaico, el consultor tuvo en vista un desarrollo de proyectos de generación de 1337 MW hasta el año 2010, incluyendo ciclo combinado GNL en Quintero y una térmica a carbón en Pan de Azúcar, lo que evidencia una aparente falta de consistencia del respectivo análisis efectuado por la Dirección de Peajes.

Sin otro particular saluda atentamente a usted,


Alan Fischer H
GERENTE COMERCIAL

OPINIONES RECIBIDAS DE TRANSELEC



G - N° 422

Santiago, 24 de Abril de 2007.

Señor
Eduardo Ricke Muñoz
Director de Operación y de Peajes
CDEC-SIC
Presente

Andrés Kuhlmann J.
Gerente General
Transelec S.A.
Av. Apoquindo N°3721, Piso 6
Santiago, Chile
Telf.: (56-2) 467 70 01
Fax: (56-2) 650 85 17

REFERENCIA: S/E Seccionadora Nogales 220 kV.

Estimado señor:

En atención a lo solicitado en su carta D.P. N° 168/2007 del 18 de Abril de 2007 y en nuestra calidad de operadores del sistema de transmisión troncal, tengo el agrado de enviar a usted nuestra opinión sobre la obra de ampliación S/E Seccionadora Nogales propuesta en el plan de expansión del sistema troncal incluido en el Informe Técnico de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

En las observaciones a los proyectos de transmisión considerados en el Informe Técnico de la CNE, Transelec no observó el plazo de la subestación seccionadora Nogales debido a que éste coincide con la puesta en servicio de la nueva línea 2x220 kV Nogales – Polpaico con puesta en servicio abril 2010. Sin embargo la S/E Nogales se puede poner en servicio en un plazo de 24 meses por lo que si la promulgación del decreto es en octubre del 2007, la subestación estaría en servicio en octubre del 2009.

Para que la instalación de los paños de la Central Nueva Ventanas no interfiera con la construcción y puesta en servicio de la subestación Nogales es necesario realizar las siguientes obras previas, antes de la promulgación del respectivo decreto:

- Compra de terreno
- Anteproyecto y bases de licitación
- Preparación de DIA o EIA con la solicitud de autorización provisoria, instalación de faenas a variantes y construcción de plataforma.

La realización de estas obras previas permitiría adelantar la puesta en servicio a marzo del 2009.



Estos costos deberán formar parte del valor pro forma de la licitación y su cronograma se adjunta a la presente carta. Este valor pro forma deberá estar incluido en la recomendación a la CNE, para que sea considerado en el decreto en forma extraordinaria.

Adicionalmente es necesario destacar que Transelec propuso en las observaciones al Informe Técnico de la CNE enviado el 13 de abril del 2007 la modificación del esquema de barras de 220 kV de la S/E Nogales a uno de interruptor y medio, esquema que permitiría asegurar una mayor confiabilidad y disponibilidad de la subestación y permite asegurar el cumplimiento de los plazos constructivos.

Saludan atentamente a usted,

TRANSELEC S.A.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Andrés Kuhlmann J.', written over a horizontal line.

Andrés Kuhlmann J.
Gerente General

Incl. : lo indicado

A small, stylized handwritten mark or signature in the bottom left corner of the page.

TRANSELEC

PROYECTO CONSTRUCCIÓN S/E SECCIONADORA NOGALES

ITEM	ACTIVIDAD	2007												2008												2009		
		May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
1	Compra terreno																											
2	Anteproyecto y bases de licitación																											
3	Preparación DIA o EIA con SAP																											
4	Decreto																											
5	Llamado a licitación																											
6	Adjudicación Contrato EPC																											
7	Tramitación DIA o EIA con SAP																											
8	Ingeniería de detalle y suministros																											
9	Trabajos preliminares de la SAP																											
10	Construcción																											
11	Puesta en servicio																											

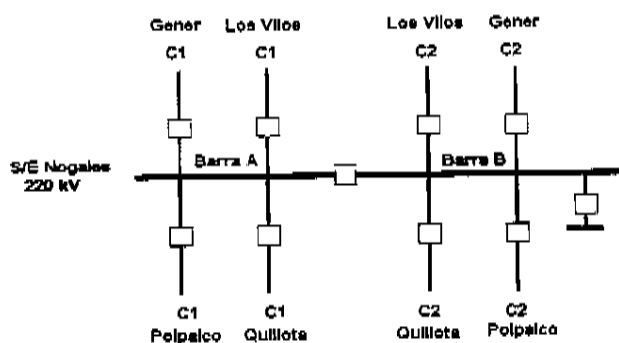
Notas:

SAP = Solicitud de Autorización Provisoria; Instalación de faenas y pasar línea a variante, plataforma

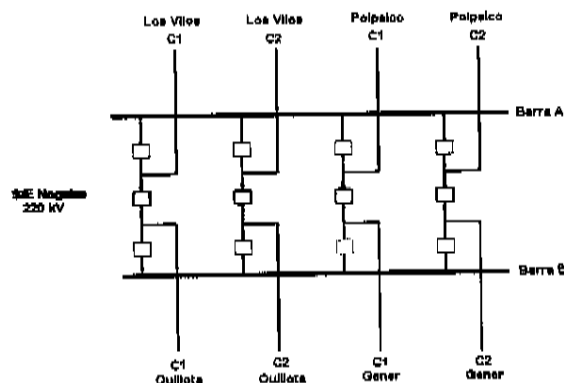
El cronograma no tiene holguras

El cronograma supone que la licitación resulta al primer intento. Para evitar esto el VI referencial debe ser aumentado

Informe Técnico CNE



Propuesta Transelec



VI referencial 10,88 MMUS\$
 Transelec estima un VI referencial 12,00 MMUS\$
 Fecha de puesta en servicio: Abril 2010

VI referencial 11,50 MMUS\$
 Fecha de puesta en servicio: Marzo 2009

NOTA: Los paños de Gener corresponden a un sistema adicional y por lo tanto no forman parte del VI referencial



OBSERVACIONES A LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN CONSIDERADOS EN EL INFORME TÉCNICO DE LA CNE

13 de Abril de 2007

INDICE

1) INTRODUCCIÓN

2) ZONA NORTE (Quillota al norte)

2.1.OBRA: S/E CARDONES 220 kV AGREGAR BARRA DE TRANSFERENCIA E INTERRUPTORES ACOPLADORES Y SECCIONADOR. AMPLIACIÓN 1 PAÑO DE LÍNEA DE 220 KV A MAITENCILLO

2.2.OBRA: S/E MAITENCILLO AMPLIACIÓN 1 PAÑO DE LÍNEA DE 220 KV A CARDONES

2.3.OBRA: PROYECTO S/E SECCIONADORA NOGALES 220 KV: BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA, INSTALACIÓN DE 6 PAÑOS DE LÍNEA DE 220 KV, INSTALACIÓN DE 1 PAÑO DE TRANSFERENCIA DE 220 KV, INSTALACIÓN DE 1 PAÑO DE SECCIONAMIENTO DE 220 KV, AMPLIACIÓN PATIO 220 KV

3) ZONA CENTRO (Quillota – Alto Jahuel)

3.1.OBRA: PLAN DE DESARROLLO DE OBRAS EN LA ZONA POLPAICO – ALTO JAHUEL

3.2.OBRA: SECCIONAMIENTO LÍNEA ANCOA – POLPAICO 1X500 KV, INSTALACIÓN DE DOS PAÑO DE LÍNEA DE 500 KV, TRASLADO Y REINSTALACIÓN DE REACTORES MONOFÁSICOS Y AMPLIACIÓN PATIO 500 KV DE ALTO JAHUEL, CONSTRUCCIÓN LÍNEA DOBLE CIRCUITO 500 KV DE 9,5 KM ENTRE EMPALME EL RODEO Y LA S/E ALTO JAHUEL

3.3.OBRA: S/E POLPAICO 220kV: INSTALACIÓN DE 2 TRANSFORMADORES DESFASADORES 350 MVA EN CADA CIRCUITO POLPAICO – CERRO NAVIA, BARRA AUXILIAR PARA LÍNEA POLPAICO – CERRO NAVIA, PAÑOS TRANSFORMADORES A BARRA PRINCIPAL, REUBICACIÓN PAÑOS LÍNEAS POLPAICO – CERRO NAVIA

3.4.OBRA: LÍNEA 2X220 KV ALTO JAHUEL – TAPOFF CHENA – CERRO NAVIA CAMBIO CONDUCTOR, REEMPLAZO CONDUCTOR POR CONDUCTOR ALTA TEMPERATURA

3.5.OBRA: LÍNEA ALTO JAHUEL – CHENA 2X220 KV INSTALACIÓN SEGUNDO CIRCUITO

4) ZONA 154 kV (Alto Jahuel – Itahue)

4.1.OBRA: PLAN DE DESARROLLO DE OBRAS EN LA ZONA DE 154 kV ALTO JAHUEL – ITAHUE

5) ZONA SUR (Cautín al sur)

5.1.OBRA: LINEA TEMUCO – VALDIVIA 220 kV, TERCER CIRCUITO

Anexo A

Anexo B

Anexo D

1) INTRODUCCIÓN

En conformidad a lo solicitado en carta CDEC-SIC, D.P. N° 131/2007 del 23 de Marzo del 2007, y según lo establecido en el artículo 99 del DFL N°4 del 2007, se presenta a continuación la opinión de Transelec respecto a la proposición de obras de expansión del Sistema Troncal del SIC incluidos en el Informe Técnico de la Comisión Nacional de Energía.

2) ZONA NORTE (Quillota al norte)

2.1. OBRA: S/E CARDONES 220 kV AGREGAR BARRA DE TRANSFERENCIA E INTERRUPTORES ACOPLADORES Y SECCIONADOR. AMPLIACIÓN 1 PAÑO DE LÍNEA DE 220 KV A MAITENCILLO

El Informe técnico de la CNE en su página 10 presenta el proyecto de Línea Maitencillo – Cardones; tercer circuito lo que incluye las siguientes obras:

- S/E Maitencillo: Ampliación 1 paño de línea de 220 kV a Cardones.
- S/E Cardones 220 kV: Agregar barra de transferencia e interruptor acoplador y seccionador. Ampliación 1 paño de línea de 220 kV a Maitencillo
- Línea Maitencillo – Cardones 220 kV: Tendido conductor en estructura existente, 133 km.

Las obras tienen por fecha de entrada en operaciones enero 2009 y es una ampliación asignada a la empresa CTNC

a. Obra: Barra de transferencia e interruptor de transferencia en S/E Cardones

Transelec discrepa de la asignación de estas obras a CTNC por lo siguientes aspectos:

- La barra de transferencia e interruptor de transferencia de 220 kV intervienen instalaciones existentes de propiedad de Transelec y por lo tanto no pueden ser asignadas como obras de ampliación a la empresa CTNC, lo cual es un manifiesto error ya que forman parte de los servicios comunes de subestaciones de propiedad de Transelec. A mayor abundamiento, en el caso del seccionador involucra dividir la barra principal ampliando los sistemas de control, señalización, comunicaciones y protecciones diferenciales y en el caso de la transferencia implica una ampliación de los servicios que ofrece la subestación a quienes se conectan y por lo tanto no solamente sirve a CTNC.
- El paño seccionador está instalado y en servicio y la subestación Cardones tiene una configuración de doble barra e interruptor acoplador de barras en 220 kV.
- Finalmente, la obra de agregar la barra de transferencia e interruptor de transferencia fue presentado por Transelec al CDEC-SIC en los proyectos de ampliación propuesto en el capítulo 8 “Seccionamiento y barras de transferencia en subestaciones del sistema troncal”.

Enviado el 2 de abril del 2007 con G-N°0389

b. Obra: Ampliación 1 paño de línea de 220 kV a Maitencillo

Para posibilitar la conexión del proyecto de conexión de la línea 220 kV Maitencillo – Cardones de CTNC a la barra 220 kV de S/E Cardones de propiedad de Transelec, es necesario ampliar las barras principales y de transferencia, los cuales forman parte de las instalaciones comunes de la subestación al igual que la malla de puesta a tierra, protección diferencial, cercos y servicios comunes.

c. Propuesta de Transelec:

Dado que los proyectos señalados en los puntos a) y b) anteriores son comunes y complementarios entre sí y que éstos son ampliaciones de instalaciones del propietario, se propone que sea asignado como una ampliación a Transelec.

d. Descripción de obras:

“S/E Cardones: Construcción de una barra de transferencia y paño de transferencia de 220 kV incluido el espacio para el paño de CNTC, ampliación de la barra principal de 220 kV para la conexión del paño de CNTC, conexión de todos los paños a la barra de transferencia, modificaciones de los sistemas de protección diferenciales de comunicaciones y control, ampliación de malla de puesta a tierra, servicios comunes, cierros y caminos”

VI de las obras	: 2.4 MMUS\$
Duración del proyecto	: 16 meses
Entrada más pronta	: Febrero – 2009 (Decreto en Oct/2007)
Responsable	: Transelec
Decisión de iniciar construcción	: Inmediata (2007)

2.2. OBRA: S/E MAITENCILLO AMPLIACIÓN 1 PAÑO DE LÍNEA DE 220 KV A CARDONES

El Informe Técnico de la CNE en su página 10 presenta el proyecto de Línea Maitencillo – Cardones; tercer circuito lo que incluye las siguientes obras:

- S/E Maitencillo: Ampliación 1 paño de línea de 220 kV a Cardones.
- S/E Cardones 220 kV: Agregar barra de transferencia e interruptor acoplador y seccionador. Ampliación 1 paño de línea de 220 kV a Maitencillo
- Línea Maitencillo – Cardones 220 kV: Tendido conductor en estructura existente, 133 km.

Las obras tienen por fecha de entrada en operaciones enero 2009 y es una ampliación asignada a la empresa CTNC

a. Obra: Ampliación de barras que posibilitan la conexión del paño de CTNC en la S/E Maitencillo

Para posibilitar la conexión de CTNC a la barra 220 kV de S/E Maitencillo es necesario ampliar las barras principales y de transferencia (corresponde a un esquema de doble barra con transferencia) los cuales forman parte de las instalaciones de Transelec al igual que la malla de puesta a tierra, protección diferencial, cercos y servicios comunes.

b. Propuesta de Transelec:

Dado que el proyecto de ampliación de la barra corresponde a ampliaciones de instalaciones del propietario, se propone que sea asignado como una ampliación a Transelec.

c. Descripción de obras:

“Ampliación de las barras principales y de transferencia de 220 kV para la conexión del paño de CTNC, modificaciones de los sistemas de protección diferenciales de comunicaciones y control, ampliación de malla de puesta a tierra, servicios comunes, cierros y caminos”

VI de las obras	: 700,000 US\$
Duración del proyecto	: 8 meses
Entrada en operaciones	: Junio – 2008 (Decreto en Oct/2007)
Responsable	: Transelec
Decisión de iniciar construcción	: Inmediata (2007)

2.3. OBRA: PROYECTO S/E SECCIONADORA NOGALES 220 KV: BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA, INSTALACIÓN DE 6 PAÑOS DE LÍNEA DE 220 KV, INSTALACIÓN DE 1 PAÑO DE TRANSFERENCIA DE 220 KV, INSTALACIÓN DE 1 PAÑO DE SECCIONAMIENTO DE 220 KV, AMPLIACIÓN PATIO 220 KV

El Informe Técnico de la CNE en su página 11 presenta el proyecto S/E Seccionadora Nogales 220 kV: Barra principal y de transferencia lo que incluye las siguientes obras:

- Instalación de 6 paños de línea de 220 kV
- Instalación de 1 paño de transferencia de 220 kV
- Instalación de 1 paño de seccionamiento de 220 kV
- Ampliación patio 220 kV

Las obras tienen por fecha de entrada en operaciones Abril 2010 y es una ampliación asignada a Transelec.

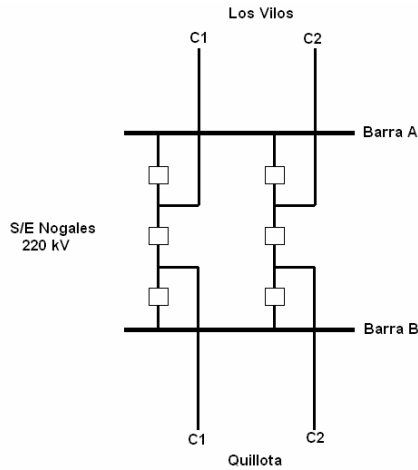
a. Obs: S/E Nogales configuración de la subestación:

La subestación seccionadora Nogales se espera que concentre un importante nivel de potencia por lo que el diseño de barras de 220 kV deberá cumplir dos características fundamentales los cuales son capacidad y confiabilidad.

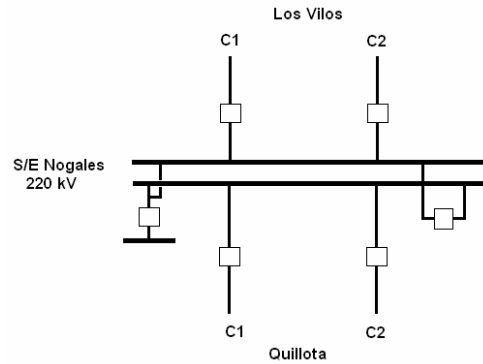
Actualmente los esquemas de barra seccionada tienen importantes limitaciones de diseño en capacidad de transporte de corriente en barras con limitaciones cercanas a los 1500 MW. Esto motiva la búsqueda de otras alternativas de diseño que permitan manejar potencias muy superiores sin tener que ampliar subestaciones ya que una vez en servicio es extraordinariamente difícil su ampliación y con riesgo para el sistema.

Los esquemas que permitirían mayores capacidades de barras y alta flexibilidad es doble barra con transferencia e interruptor y medio. A nivel internacional se está privilegiando el esquema de interruptor y medio dado que es un esquema que presenta múltiples ventajas, entre estas se destacan:

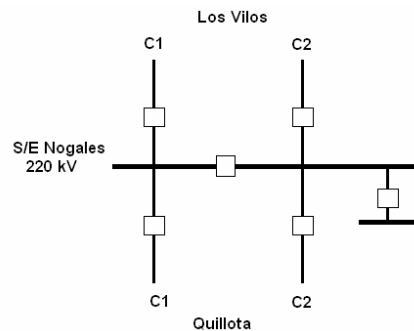
- Simplicidad del control lo que se traduce en mayor confiabilidad.
- Es de crecimiento modular
- Es factible retirar una barra completa sin pérdida de suministro lo que favorece la operación y el mantenimiento.
- No existe el concepto de barra de transferencia ya que cada interruptor está respaldado por el interruptor vecino.
- La falla de un interruptor no lleva a la desconexión completa de la barra con eventuales pérdidas de suministro. Se desconecta una de las barras y el interruptor del consumo del segmento pero todos los demás conexiones mantienen el suministro.



Interruptor y medio



Doble barra y transferencia



Barra seccionada y transferencia

Con respecto a los costos constructivos para la S/E Seccionadora Nogales en el esquema con interruptor y medio éstos son semejantes al VI propuesto por la CNE en su informe técnico. En el caso de un esquema de doble barra y transferencia el costo sería superior por lo que el VI debería ser ampliado a 12 MMUS\$.

b. Propuesta de Transelec:

Debido a las mayores ventajas en confiabilidad y operación para el sistema y menores costos en comparación al esquema propuesto en el informe de la CNE, se propone la configuración de interruptor y medio.

c. Descripción de obras:

“Subestación seccionadora Nogales 220 kV en configuración de interruptor y medio para cuatro líneas (Nogales – Los Vilos y Nogales – Quillota)”



VI de las obras : Lo indicado en el Informe Técnico de la CNE.
Responsable : Transelec
Decisión de iniciar construcción : Inmediata (2007)

3) ZONA CENTRO (Quillota – Alto Jahuel)

3.1. PLAN DE DESARROLLO DE OBRAS EN LA ZONA POLPAICO – ALTO JAHUEL

a. Desarrollo de largo plazo y costos de las obras propuestas en el informe técnico de la CNE

Las obras propuestas en el informe técnico de la CNE está basado en el plan de obras propuesto por el consultor del ETT, este plan no incluyó algunas obras que debían ser incorporadas en la evaluación económica tales como el tercer banco de autotransformadores 500/220 kV en S/E Alto Jahuel y los conductores de alta temperatura en las líneas 2x220 kV Alto Jahuel – Chena circuitos 3 y 4, tramo El Rodeo – Chena.

Desde el punto de vista de la planificación, se concentra una importante cantidad de potencia en S/E Alto Jahuel y afectando la confiabilidad del SIC, adicionalmente se impondría una importante limitación operacional en las barras de 220 kV, siendo prácticamente infactible ampliar dichas barras.

Finalmente, el proyecto no es compatible con la inyección de la potencia de las centrales de Aysen obligando a realizar importantes ampliaciones en el SIC lo que encarecería el costo total de desarrollo.

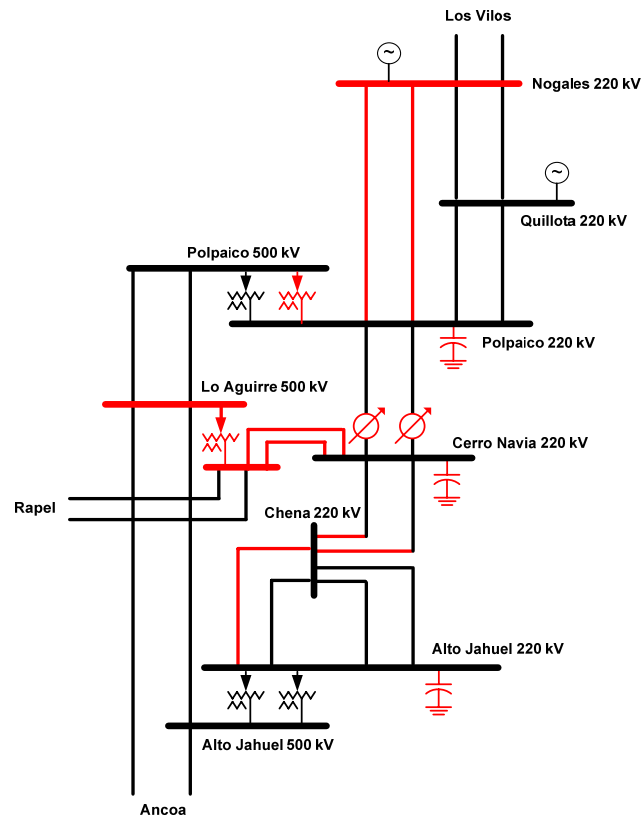
Un completo análisis del plan de desarrollo propuesto en el informe técnico de la CNE y la alternativa propuesta por Transelec se encuentra en el Anexo

b. Propuesta de Transelec:

A partir de los análisis efectuados por Transelec, se proponen las siguientes modificaciones al plan de expansión propuesto en el Informe Técnico de la CNE, cumpliendo a su vez con las restricciones técnicas necesarias y siendo más acorde con una planificación esperada a largo plazo.

Es necesario señalar que este plan tiene una mayor capacidad final de transporte de energía que el propuesto por el Informe técnico de la CNE

Plan de obras propuesto por Transelec



Un completo análisis del plan de desarrollo propuesto en el informe técnico de la CNE y la alternativa propuesta por Transelec se encuentra en el Anexo

c. Descripción de obras:

Construir una subestación seccionadora Lo Aguirre con un patio de 500 kV y uno de 220 kV, instalación de un banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MW y seccionar la línea 2x220 kV Rapel – Cerro Navia. La configuración de las barras de de interruptor y medio. Instalar dos equipos controladores de flujos en la S/E Cerro Navia para la línea Cerro Navia – Polpaico.

Una vez en servicio las instalaciones antes descritas se procede a ampliar la línea 2x220 kV Cerro Navia – Lo Aguirre para una capacidad de 1200 MW por circuito a 30°C con sol.

VI de las obras : 55 MMUS\$
Responsable : Transelec
Decisión de iniciar construcción : Inmediata (2007)

Es necesario señalar que en el costo del VI no se incluyen la compensación reactiva y tampoco los eventuales cambios de interruptores en las distintas subestaciones por incremento del nivel de cortocircuito, los cuales son comunes para cualquier escenario de desarrollo de la zona y que su construcción no es motivo de decisión durante el 2007.

Con respecto a las obras individuales indicadas en el informe técnico de la CNE tenemos las siguientes observaciones siguientes:

3.2. OBRA: SECCIONAMIENTO LÍNEA ANCOA – POLPAICO 1X500 kV, INSTALACIÓN DE DOS PAÑO DE LÍNEA DE 500 kV, TRASLADO Y REINSTALACIÓN DE REACTORES MONOFÁSICOS Y AMPLIACIÓN PATIO 500 kV DE ALTO JAHUEL, CONSTRUCCIÓN LÍNEA DOBLE CIRCUITO 500 kV DE 9,5 KM ENTRE EMPALME EL RODEO Y LA S/E ALTO JAHUEL

a. Informe técnico de la CNE

El Informe técnico de la CNE en su página 10 presenta la construcción de una línea entrada a Alto Jahuel 2x500 kV de 9,5 km entre empalme El Rodeo y la S/E Alto Jahuel y el seccionamiento de la Línea Ancoa – Polpaico 1x500 kV lo que incluye l:

- Instalación de dos paño de línea de 500 kV en S/E Alto Jahuel
- Traslado y reinstalación de reactores monofásicos desde Polpaico a Alto Jahuel
- Ampliación patio 500 kV de S/E Alto Jahuel

Las obras tienen por fecha de entrada en operaciones julio de 2009 y es una ampliación asignada a transelec

b. Obras no consideradas

Los estudios sistémicos realizados por Transelec demuestran que la utilización de control de flujos sobre la línea Polpaico – Cerro Navia lleva a que todo el crecimiento de la demanda de zona metropolitana sea absorbido por El Salto y Alto Jahuel (Anexo A)

En el caso de el suministro a S/E El Salto de Chilectra, las líneas Polpaico – El Salto de capacidad térmica 800 MW por circuito copa su capacidad N-1 a partir del año 2013, requiriendo circuitos adicionales para mantener la confiabilidad del sistema ya que de otra forma la pérdida de un circuito provocaría la pérdida del circuito paralelo, por sobrecarga, arriesgando con ello un blackout por desconexiones en cascada.

En la S/E Alto Jahuel los autotransformdores 500/220 kV, 750 MVA cada

uno llegan a copar su capacidad total de transformación (1400 MW) a partir del año 2014. Requiriendo la instalación de un tercer banco 500/220 kV de 750 MVA.

Considerando estas obras que faltaban y utilizando los valores del consultor del ETT se demuestra que el proyecto más conveniente desde el punto de vista económico en el proyecto la seccionadora Lo Aguirre (Anexo A) y desde el punto de vista técnico tiene mayores ventajas dado que entrega un punto de apoyo adicional al área metropolitana, mayor flexibilidad operacional y es compatible con los proyectos futuro de las centrales de Aysen.

c. Recomendación de Transelec:

Transelec recomienda NO DESARROLLAR el proyecto de seccionamiento de la Línea Ancoa – Polpaico 1x500 kV y la línea entrada a Alto Jahuel 2x500 kV. En su reemplazo desarrollar la alternativa de S/E seccionadora Lo Aguirre que se presente informe y que corresponde a una de las alternativas indicadas por el consultor del ETT. Este proyecto tiene la ventaja que permite abastecer la demanda, incrementa la seguridad de abastecimiento al área metropolitana, es compatible y complementarios con la incorporación de los grandes proyectos de generación de Aysen y es de menor costo total.

3.3. OBRA: S/E POLPAICO 220kV: INSTALACIÓN DE 2 TRANSFORMADORES DESFASADORES DE 350 MVA EN CADA CIRCUITO POLPAICO – CERRO NAVIA, BARRA AUXILIAR PARA LÍNEA POLPAICO – CERRO NAVIA, PAÑOS TRANSFORMADORES A BARRA PRINCIPAL, REUBICACIÓN PAÑOS LÍNEAS POLPAICO – CERRO NAVIA

a. Informe técnico de la CNE

El Informe técnico de la CNE en su página 10 presenta la instalación de 2 transformadores desfasadores en S/E Polpaico señalando lo siguiente:

- Instalación de dos transformadores desfasadores 350 MVA en cada circuito Polpaico – Cerro Navia
- Barra auxiliar para línea Polpaico – Cerro Navia
- Paños transformadores a barra principal
- Reubicación paños líneas Polpaico – Cerro Navia

Las obras tienen por fecha de entrada en operaciones julio de 2009 y es una ampliación asignada a transelec

b. Localización de los transformadores desfasadores

La instalación de los desfasadores 220 kV en Polpaico o Cerro Navia desde el punto de vista del objetivo de controlar los flujos es equivalente.

Los análisis realizados por Transelec recomiendan instalar los equipos desfasadores en Cerro Navia ya que dependiendo del plan obras de generación en el futuro puede ser conveniente controlar los flujos a través de la línea 220 kV Cerro Navia – Chena. Al localizar los transformadores desfasadores en Cerro Navia se evitan costos innecesarios de traslado.

En otras palabras, la instalación en Cerro Navia permite adaptabilidad con un menor costo.

c. Fabricantes y plazos de suministro

Existen básicamente dos fábricas a nivel mundial para este tipo de equipamiento.

En respuesta a consultas realizadas por Transelec a Siemens y ABB los plazos de entrega del equipamiento son entre 24 a 36 meses (Anexo B). Considerando el periodo necesario para desarrollar las bases de licitación, licitación y adjudicación y decreto (4 meses), a esto se debe agregar el periodo de estudios necesarios para definir el equipo por parte del fabricante (6 meses), por lo tanto el tiempo total está comprendido entre 34 a 46 meses.

En resumen, el transformador desfasador no estaría en funcionamiento antes de Septiembre del 2011 en el escenario más favorable, siendo lo más probable que sea posterior a Agosto del 2012

d. Especificación del tipo de equipamiento

La especificación indicada en el informe técnico de la CNE es específico a un tipo de tecnología (transformadores) lo que excluye otras tecnologías de amplio uso los cuales son los FACTS (Flexible AC Transmisión Systems) los cuales excluyen la posibilidad de buscar la mejor solución en términos de control de flujos, adaptabilidad, confiabilidad, disponibilidad y fecha de puesta en servicio.

e. Recomendación de Transelec:

Eliminar en la descripción la referencia a la utilización de transformador desfasador y referirse a “Equipo de control de flujos” de modo que en la licitación del suministro se busque la mejor solución que permita optimizar el objetivo de control de flujos, adaptabilidad, confiabilidad, disponibilidad y fecha de puesta en servicio.

Descripción de obras:

Proyecto S/E Cerro Navia 220 kV: Instalación de equipos de control de flujos de 350 MVA, independientes para cada circuito de la línea Polpaico – Cerro Navia, barra auxiliar y nuevos paños de línea Polpaico – Cerro Navia, equipos desconectores bypass y modificaciones de protecciones.

VI de las obras : Lo indicado en el informe técnico de la CNE.

Responsable : Transelec

Decisión de iniciar construcción : Inmediata (2007)

3.4. OBSERVACIÓN: LÍNEA 2X220 KV ALTO JAHUEL – TAPOFF CHENA – CERRO NAVIA CAMBIO CONDUCTOR, REEMPLAZO CONDUCTOR POR CONDUCTOR ALTA TEMPERATURA

a. Informe técnico de la CNE

El Informe técnico de la CNE en su página 10 presenta el reemplazo del conductor por alta temperatura de la línea Alto Jahuel – Cerro Navia 2x220 kV, tramo Chena Navia con fecha de entrada en operaciones en octubre del 2008; en pagina 11 se indica la línea Alto Jahuel – Chena 220 kV circuito 1, con fecha de entrada en operaciones enero del 2010 y en la página 12 se indica la línea Alto Jahuel – Chena 220 kV circuito 2, con fecha de entrada en operaciones julio del 2010.

b. Experiencia nacional e internacional y normas de diseño.

En la literatura técnica se encuentra información teórica detallada sobre el posible uso de los cables de alta temperatura, sin embargo no se encuentra información sobre instalaciones reales en que ese uso se haya implementado en líneas de cierta importancia (voltaje y longitud) y por un período importante.

Experiencia nacional no existe en el uso de conductores de alta temperatura y la experiencia internacional se resume en:

- i. Sólo se ha podido constatar el reemplazo de conductores por conductores de alta temperatura en una línea de 150 kV en Italia, de longitud de 50 km, efectuado en el año 2005.
- ii. Actualmente no se cuenta con normas internacionales para fabricación y pruebas de los conductores de alta temperatura.
- iii. Actualmente se están desarrollando en instituciones, tales como el EPRI de USA, investigaciones sobre el comportamiento de estos conductores con el tiempo de uso, así como también de sus accesorios tales como los empalmes, grampas de anclaje y amortiguadores.

De lo anterior se puede concluir que, a la fecha, la instalación de los conductores de alta temperatura a nivel mundial está en una etapa experimental. En el Anexo A se encuentra un informe técnico desarrollado por Ingentra a petición de Transelec sobre el “Uso de conductores de alta temperatura en líneas de transmisión”

c. Aspectos ambientales: interacción entre líneas de alta tensión de alta temperatura y la avifauna

Los potenciales efectos de una línea de transmisión eléctrica sobre la avifauna presente en el área de influencia directa e indirecta son: la electrocución, la colisión y la nidificación.

El efecto de la temperatura no sólo está presente en el conductor, sino que, también está en la ferretería que son los lugares más habituales donde se posan las aves, provocando quemaduras no sólo a las especies que comúnmente se posan, sino que a otras que no acostumbran a posarse sobre la línea, debido a que existiría una fuente de calor artificial que podría ser propicia para su hábitat debido a que la línea puede operar a altas temperaturas. Esto llevaría a una mayor probabilidad de electrocución y quemaduras. La situación descrita será un reparo importante para la obtención de la aprobación ambiental de un proyecto de este tipo.

d. Justificación del cambio

Estudios sistémicos desarrollados por Transelec para el plan de obras propuesto por el consultor, el plan de generación actualizado e incorporando una detallada modelación del área de Chilectra y su plan de expansión demuestra que con los conductores de alta temperatura no se justifican debido a que las líneas actuales pueden abastecer la demanda en el periodo de evaluación (Anexo A)

Transelec, en el presente documento, propone un plan alternativo de desarrollo para la zona entre Polpaico y Alto Jahuel, de menor costo que el propuesto por el consultor y que no requiere cambiar conductor a las líneas entre Alto Jahuel y Cerro Navia.

e. Recomendación de Transelec:

El uso de conductores de alta temperatura se considera una solución de tipo prototipo con todas las implicancias y riesgos que esto conlleva para el sistema, en consideración a que se utilizaría en una zona crítica para la seguridad de SIC donde fallas a estos circuitos pueden llevar a un apagón al afectar a las mayores subestaciones del SIC por su nivel de demanda (Cerro Navia y Chena).

Una solución de desarrollo para instalaciones críticas del sistema no debe considerar la utilización de elementos prototipos ya que el costo para el sistema debido a fallas sobrepasaría el costo de desarrollo de soluciones con tecnología de confiabilidad probada y de amplio uso.

La experiencia nacional de utilizar tecnologías prototipo o soluciones no probadas ha significado costos muy superiores a los proyectados, extensos periodos de indisponibilidad u operación bajo los niveles esperado entre otros problemas.

Finalmente tal como se expuso anteriormente la línea 220 kV pasa por sectores protegidos por lo que es esperable que por restricciones ambientales no se permita operar a niveles de temperatura elevado que son justamente el motivo que justificaría el uso de estos conductores.

Transelec recomienda NO DESARROLLAR el proyecto de cambio de conductor a alta temperatura para las líneas Cerro Navia – Chena – Alto Jahuel. En su reemplazo se recomienda desarrollar la alternativa indicada en el punto 9 del presente informe y que corresponde a una de las alternativas indicadas por el consultor del ETT. Este proyecto tiene la ventaja que permite abastecer la demanda, incrementa la seguridad de abastecimiento al área metropolitana, es compatible y complementarios con la incorporación de los grandes proyectos de generación de Aysén y es de menor costo total.

3.5. OBRA: LÍNEA ALTO JAHUEL – CHENA 2X220 KV, INSTALACIÓN SEGUNDO CIRCUITO

a. Informe técnico de la CNE

El Informe técnico de la CNE en su página 10 presenta la instalación del segundo circuito de la línea Alto Jahuel – Chena, en el tramo El Rodeo – Chena. Las obras tienen por fecha de entrada en operaciones julio de 2009 y es una ampliación asignada a transelec

b. Plazos constructivos, costo y oportunidad

La nueva línea El Rodeo – Chena tiene fecha de puesta en servicio en diciembre del 2008 y se propone el segundo circuito con fecha de puesta en servicio 7 meses después (Julio – 2009). La línea ha demostrado ser de una gran complejidad por la obtención de la servidumbre y en particular los advenimientos para acceder a los trabajos en los distintos predios.

La etapa constructiva se realizaría a partir de mediados del presente año por lo que se presentarían ventajas evidentes en instalar el segundo circuito en lo posible en conjunto con el primer circuito minimizando con ello la

intervención en los distintos predios. Por la experiencia de Transelec la obtención de accesos a los predios para realizar obras en tiempos sucesivos debe ser minimizada.

c. Propuesta de Transelec

Presentar el proyecto en forma inmediata, de modo que éste pueda ser realizado en lo posible durante la etapa de construcción, lo que permitiría llegar en los plazos propuestos (Julio – 2009).

4) ZONA 154 kV (Alto Jahuel – Itahue)

4.1. OBRA: PLAN DE DESARROLLO DE OBRAS EN LA ZONA DE 154 kV ALTO JAHUEL - ITAHUE

a. Informe técnico de la CNE

El Informe técnico de la CNE en su página 10 presenta la seccionadora Punta de Cortes y su energización en 154 kV, las obras tienen por fecha de entrada en operaciones mayo de 2008 y es una ampliación asignada a transelec. Adicionalmente se indica la construcción de un patio de 220 kV en Punta de Cortes, cambio de conductor en la línea Tingiririca – Punta de Cortes, cambio de aislamiento en la línea Alto Jahuel – Tuniche, construcción de una línea 2x220 kV entre Punta de Cortes y Tuniche y los paños de línea en Alto Jahuel todas estas obras con entrada en operaciones en mayo 2009. En subestación punta de Cortes la construcción de paños de 220kV con entrada en operaciones mayo del 2009, cambio de aislamiento de la línea Tingiririca .- Teno con entrada en operaciones en febrero del 2010 y finalmente el cambio de aislamiento a 220 kV de la línea Itahue – Teno y normalización del patio de Itahue 220 kV con puesta en servicio junio del 2010.

Esto significa que para junio del 2010 el sistema Alto Jahuel – Itahue se operaría en su totalidad en nivel de tensión 220 kV.

b. Secuencia constructiva, plazo y costos

Los plazos constructivos son infactibles de realizar (Anexo C) para tener energizado en 220 kV todo el sistema Alto Jahuel – Itahue para el año 2010, por lo siguiente:

- I. La S/E Seccionadora Punta de Cortés no existe, lo que existe son interruptores que seccionan líneas de 154 kV y por lo tanto no existe una barra de 154 kV ni menos hay que realizar una ampliación del patio

de 220 kV. Por lo tanto, hay que comprar el terreno adicional, obtener la aprobación ambiental y acto seguido el cambio de uso de suelos. Una vez logrado lo anterior, se puede proceder a construir la barra de 220 y 154 kV y los respectivos paños. Esto tiene un plazo de ejecución para la barra de 154 kV de 12 meses incluyendo 3 meses para licitación y adjudicación el proyecto de seccionamiento de 154 kV estaría en operaciones en enero del 2009 si el decreto se promulga en octubre de 2007, mientras tanto se continúa desarrollando el proyecto para energizar la S/E en 220 kV con la compra de los transformadores 220/154 kV y la construcción del patio de 220 kV.

- II. Una vez construida y en funcionamiento el seccionamiento de 154 kV en Punta de Cortes se realizan las obras de cambio de aislamiento para 220 kV en el tramo Alto Jahuel – Tuniche lo cual tiene un plazo de construcción de 24 meses.
- III. En paralelo a las dos obras anteriores se construye el tramo de línea Tuniche – Punta de Cortés en 220 kV, lo que significa buscar el trazado, identificar propietarios, desarrollar y presentar y obtener la aprobación del EIA, obtener la concesión, negociar la servidumbre con los propietarios y construir la línea, todo lo cual tiene un plazo no inferior a 36 meses.

En resumen, la S/E seccionadora Punta de Cortés con la transformación 220/154 KV, transformación de la línea 2x154 a 2x220 kV Alto Jahuel – Tuniche y la construcción de una nueva línea 2x220 kV Tuniche – Punta de Cortes tiene un plazo constructivo de 36 meses.

Si se considera que el decreto de ampliación se promulga en Octubre del 2007 el proyecto estaría en servicio en Octubre del 2010.

c. Configuración patio 220 kV

El patio de 220 kV de la S/E Seccionadora Punta de Cortés corresponde a una instalación inexistente que hay que construir, por lo que se propone un esquema de interruptor y medio debido a las múltiples ventajas que este esquema tiene para la operación y confiabilidad en el sistema

d. Transformación 220/154 kV en Punta de Cortes

La existencia de la transformación 220/154 kV en Punta de Cortes posibilita la transformación de las líneas desde Punta de Corte a Tingiririca para realizar la transformación de ese tramo a 220 kV. Con el sistema Alto Jahuel – Punta de Cortes energizado en 154 kV no es posible realizar estas obras. Por lo tanto, la transformación 220/154 kV debe ser parte de las obras troncales.

e. Propuesta de Transelec:

La transformación del sistema Itahue – Alto Jahuel de 154 kV a 220 kV se divide en dos etapas, las cuales son,

- o 1° etapa: Transformación y energización a 220 kV del tramo Alto Jahuel - Punta de Cortes, construcción de S/E seccionadora Punta de Cortes y nueva transformación 220/154 kV, 300 MVA.
 - VI de las obras : 28,6MMUS\$
 - Entrada en operaciones : Octubre 2010
 - Decisión de iniciar construcción : Inmediata (2007)
- o 2° etapa: Transformación y energización a 220 kV del tramo Punta de Cortes – Itahue.
 - Entrada en operaciones : Marzo 2013
 - Decisión de iniciar construcción : Durante el año 2010

En el Anexo C se encuentran los estudios de flujos de potencia durante el proceso constructivo y la descripción de las obras necesarias al igual que los estudios de ingeniería realizados por la empresa Ingentra para la transformación de la línea a 220 kV.

5) ZONA SUR (Cautín al sur)

5.1. OBSERVACIÓN: LINEA TEMUCO – VALDIVIA 220 kV, TERCER CIRCUITO

a. Informe técnico de la CNE

El Informe técnico de la CNE en su página 13 presenta la construcción de una nueva línea Temuco – Valdivia 1x220 kV, en estructura de doble circuito, conductor ACSR 636 MCM Grosbeak. La entrada en operaciones sería Junio - 2013

b. Obs: Análisis del abastecimiento de la zona de Cautín al sur

Los estudios realizados para la zona comprendida al sur de Cautín (Anexo D), se resumen en el siguiente cuadro para el tramo Cautín - Valdivia

Año	Escenario			
	1	2	3	4
2008	N - 1	N	N - 1	N
2009	N - 1	N	N - 1	N
2010	N	N	N - 1	N
2011	N	Falla	N	Falla
2012	N	Falla	N	Falla
2013	Falla	Falla	N	Falla
2014	Falla	Falla	Falla	Falla
2015	Falla	Falla	Falla	Falla

Según el análisis llevado a cabo, en todas las condiciones de operación consideradas, el sistema presenta riesgo de desabastecimiento de carga desde la S/E Cautín al sur, debido al alto nivel de utilización de las líneas comprendidas entre dicha S/E y la S/E Valdivia.

En particular, en un escenario de operación normal e hidrología promedio, el sistema deja de cumplir con el criterio N – 1 desde el año 2010 y comienza a ser insuficiente para abastecer la totalidad de la demanda a partir de 2013.

Más aún, en este mismo escenario, pero ante el despacho de sólo una unidad de la Central Canutillar, el sistema deja de cumplir con el criterio N – 1 desde el año 2008 y presenta desabastecimiento de la demanda a partir de 2011. La operación de las unidades de Cenelec permitiría evitar la falla. Sin embargo, incluso considerando la operación de dichas unidades, el sistema deja de cumplir el criterio N – 1 a partir del año 2011.

Adicionalmente, bajo un escenario de operación normal e hidrología

promedio, ante la falla de la Planta Cogeneradora conectada a la Barra Ciruelos, el sistema incumple el criterio N – 1 a partir de 2008 y presenta desabastecimiento de carga desde el 2011.

Se concluye la necesidad de instalar una nueva línea para evitar riesgos de desabastecimiento de carga en las horas de demanda máxima en las subestaciones Ciruelos, Valdivia, Barro Blanco y Puerto Montt. Debido a que la demanda máxima de la zona se da en los meses de verano (Enero a Marzo), esta línea debe entrar en servicio a más tardar en 2010.

c. capacidad de transporte

El conductor propuesto en el informe técnico de la CNE (ACSR 636 MCM. Grosbeak) es insuficiente para una proyección de la capacidad de transporte que se requiere para abastecer los consumos y que permita la conexión de centrales de tamaño importante (Neltume, Puelo, etc.).

d. Propuesta de Transelec:

La línea se necesita para el 2010, y un proyecto de línea requiere para su ejecución un plazo no inferior a 36 meses desde publicación del decreto de adjudicación, por lo que se debe dar inicio inmediato a su construcción. Con respecto a la capacidad de transporte de la línea esta debe ser de 400 MW a 30°C, con un conductor 1100 MCM.

Decisión de iniciar construcción: Inmediata (2007)

ANEXO A

**A.1 INFORME TÉCNICO EXPANSIÓN DE LA
CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN LA ZONA
METROPOLITANA**

**A.2 ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA PARA LA
AMPLIACIÓN DE LA ZONA METROPOLITANA**

**A.3 ESTUDIO DE USO DE CONDUCTORES DE ALTA
TEMPERATURA PREPARADO POR INGENTRA**

A.1 INFORME TÉCNICO EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN LA ZONA METROPOLITANA

EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN LA ZONA METROPOLITANA

INTRODUCCIÓN

A continuación se señalan las observaciones efectuadas por Transelec al plan de expansión propuesto para la zona Metropolitana en el Informe Técnico elaborado por la CNE. Para esto, se han realizado estudios de flujos de potencia orientados a verificar el cumplimiento de la normativa vigente, considerando el horizonte de evaluación establecido en los estudios. La realización de los estudios ha considerado las condiciones más exigentes para el sistema, asociadas a escenarios de demanda máxima de la zona, considerando a su vez escenarios hidrológicos secos y húmedos, con sus respectivos despachos de generación.

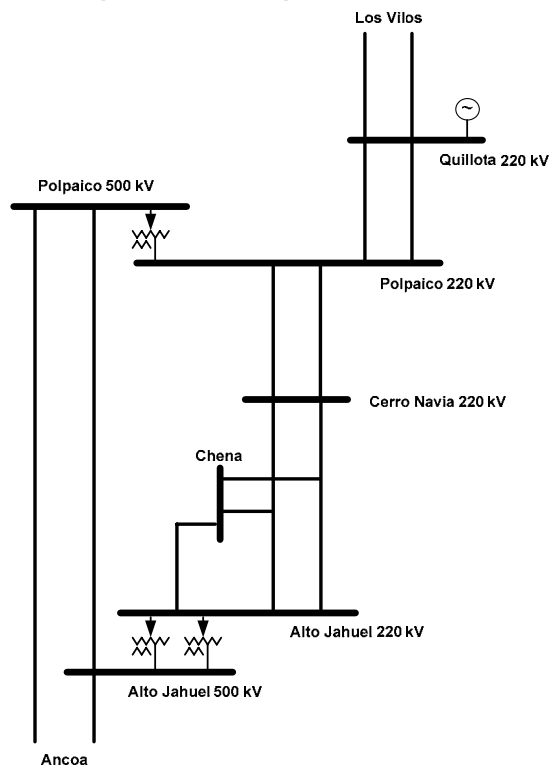
Los resultados asociados a los estudios de flujos de potencia se presentan en el anexo N° A.2, *“Estudios de flujos de potencia para la ampliación de la zona Metropolitana”*.

Respecto a la previsión de demanda utilizada en los estudios, en el caso de los consumos que se encuentran al interior de la zona de Chilectra se ha considerado una tasa de crecimiento promedio de un 6,4%, obteniendo los siguientes valores para la demanda máxima coincidente:

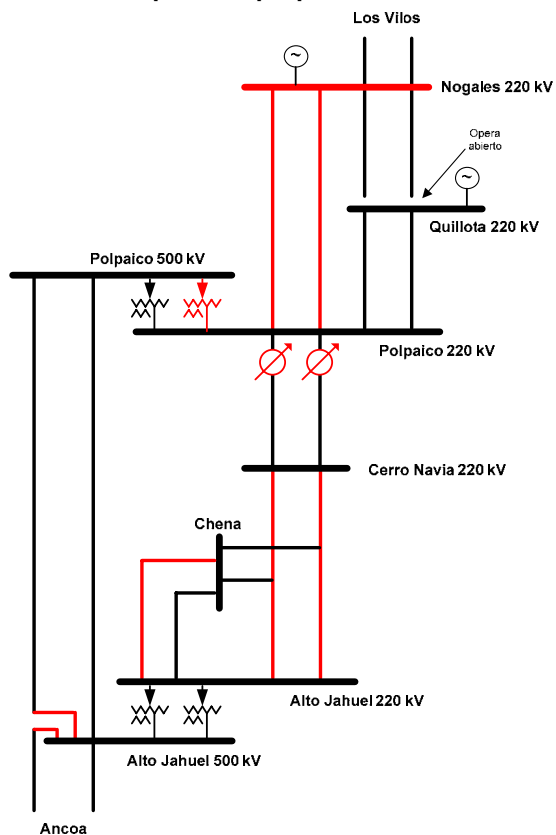
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Demanda máxima coincidente [MW]	2423,5	2582,2	2737,1	2889,1	3074,5	3275,3	3492,9	3729,1	3985,7
Tasa crecimiento	-	6,5%	6,0%	5,6%	6,4%	6,5%	6,6%	6,8%	6,9%
Tasa crecimiento promedio	6,4%								

De acuerdo al plan de expansión propuesto en el informe técnico, la CNE recogió el plan de expansión señalado en el Estudio de Transmisión Troncal, incorporando aquellas obras que debieran iniciar su construcción durante el cuatrienio 2007-2011. A continuación se señalan en forma esquemática las principales obras que se están proponiendo:

Situación de la zona Metropolitana con la puesta en servicio de las obras urgentes



Plan de obras de expansión propuesto en el Informe Técnico



La fecha de puesta en servicio y los valores de inversión definidos en el informe técnico para cada obra se señalan a continuación:

Plan de obras de expansión propuesto por la CNE para la zona Metropolitana		
Obras	Pta. en servicio	VI
Reemplazo conductor tramo 2x220 kV Chena - Cerro Navia Reemplazo conductor Flint por conductor de alta temperatura (INVAR) de 400 MVA por circuito	Oct-08	2.632
S/E Polpaico: instalación de dos transformadores desfasadores Instalación de dos transformadores desfasadores de 350 MVA en tramo Cerro Navia - Polpaico Barra auxiliar para líneas 2x220 kV Polpaico - Cerro Navia Paños de transformación a barra principal Reubicación de paños de líneas	Jul-09	17.917
Línea de entrada 2x500 kV a Alto Jahuel Construcción línea 2x500 kV entre empalme El Rodeo y Alto Jahuel	Jul-09	5.054
Seccionamiento línea Ancoa - Polpaico 1x500 kV Instalación de dos paños de línea de 500 kV Traslado y reinstalación de reactores monofásicos Ampliación patio de 500 kV	Jul-09	6.116
Línea Alto Jahuel - Chena 2x220 kV, tendido segundo circuito Instalación del segundo circuito en estructuras existentes	Jul-09	892
Línea Alto Jahuel - Chena 220 kV, reemplazo conductor circuito 1 Reemplazo conductores actuales por conductores de alta temperatura en circuito 1	Ene-10	5.843
S/E Seccionadora Nogales 220 kV Instalación de 6 paños de líneas de 220 kV Instalación de 1 paño de transferencia de 220 kV Instalación de 1 paño de seccionamiento de 220 kV Ampliación patio de 220 kV	Abr-10	10.882
Línea Alto Jahuel - Chena 220 kV: Reemplazo conductor Reemplazo conductores actuales por conductores de alta temperatura en circuito 2	Jul-10	5.843

ANÁLISIS DEL PLAN DE EXPANSIÓN PROPUESTOS POR LA CNE

De acuerdo a los estudios realizados por Transelec, se han identificado los siguientes problemas en el plan de desarrollo propuesto en el Informe Técnico de la CNE.

1. COMPENSACIONES DE REACTIVOS

El plan de expansión propuesto en el Informe Técnico de la CNE no considera la incorporación de compensaciones de reactivos en torno a la zona Metropolitana. De acuerdo a los análisis efectuados por Transelec, en dicha zona se requieren compensaciones de 240 MVAR en las barras Cerro Navia 220 kV, Polpaico 220 kV y Alto Jahuel 220 kV. En caso de no ser instalados dichas unidades, de acuerdo a las simulaciones efectuadas (flujo #1 en anexo A.2), estas barras presentarían hacia el año 2015 niveles de tensión cercanos a 0.95 pu, valores que no permiten mantener los niveles de tensión en el sistema

de subtransmisión dentro de los valores mínimos requeridos, incumpliendo con ello la NTSyCS.

2.- REFUERZO LÍNEA 2x220 kV POLPAICO – EL SALTO DE CHILECTRA

De acuerdo al plan de expansión propuesto en el Informe Técnico, a mediados del año 2009 se instalan en la subestación Polpaico dos transformadores desfasadores, con una capacidad de 350 MVA cada uno. Dichas unidades tienen por objetivo desacoplar los sistemas de 220 kV y de 500 kV que se encuentran en paralelo en torno a la zona, permitiendo maximizar el uso de las líneas en 500 kV, sin llegar al límite de operación de la línea de 2x220 kV Polpaico – Cerro Navia.

De acuerdo a las simulaciones efectuadas por Transelec, el efecto de dichas unidades se manifiesta en dos aspectos principales. En primer lugar, se produce un incremento importante en las transferencias en las líneas de 500 kV situadas entre las subestaciones Polpaico – Alto Jahuel. Lo anterior permite desplazar los flujos que en condiciones normales entran al área de Chilectra a través de Cerro Navia, dirigiendo los flujos hacia las subestaciones Alto Jahuel y Chena. En segundo lugar, una parte de los flujos son desplazados hacia El Salto, lo que de acuerdo a las simulaciones efectuadas (flujo #2 presentado en anexo A.2), deja con criterio de operación N a la línea Polpaico – El Salto 220 kV de propiedad de Chilectra. Dada la importancia que presenta esta entrada hacia el área de Chilectra, la salida completa de dicha línea significaría inevitablemente la salida en cascada de otras instalaciones en la zona, representando un serio riesgo para el sistema.

En base a estos antecedentes, es necesario incorporar dentro de la evaluación económica que da origen al plan de expansión propuesto por la CNE la construcción de un tercer circuito 1x220 kV entre las subestaciones Polpaico – El Salto, de tal manera de mantener la confiabilidad en el sistema.

3.- AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN ALTO JAHUEL 500/220 kV

Dentro de los proyectos de expansión considerados en el Informe Técnico, la CNE incorpora el seccionamiento de la línea 1x500 kV Ancoa – Polpaico a la altura de El Rodeo, instalando una línea de entrada 2x500 kV hacia la subestación Alto Jahuel. Como consecuencia de esta obra, los flujos que acceden hacia la zona Metropolitana a través de la subestación Alto Jahuel corresponden a los que provienen desde el sur, a través de las dos líneas de 500 kV Ancoa – Alto Jahuel, a lo que se superponen los excedentes de generación del norte y que no han ingresado hacia la zona Metropolitana a través de las subestaciones Cerro Navia y El Salto, retornando a través de ambas líneas de 500 kV Alto Jahuel - Polpaico.

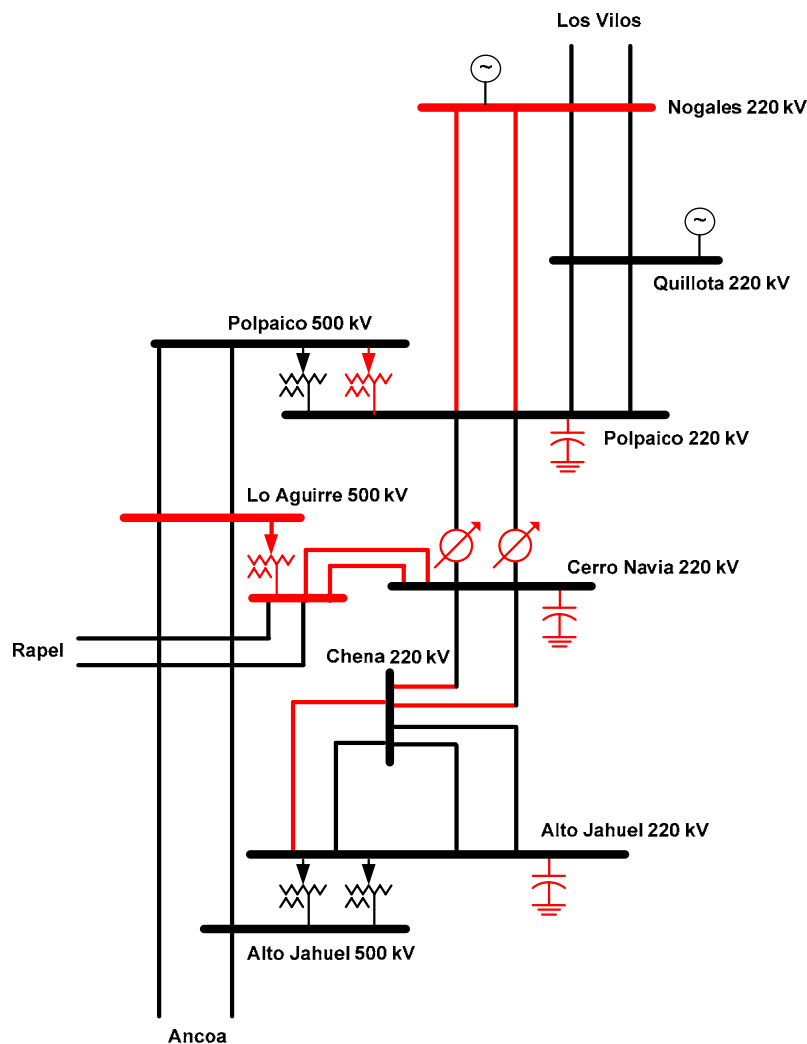
De acuerdo a lo observado en los flujos de potencia (flujo #3 en anexo A.2), en el caso de una hidrología húmeda, hacia el año 2015 los excedentes de generación que provienen desde el norte alcanzan los 200 MW, lo que

superpuesto a los 1.400 MW provenientes desde el sur, se traducen en un ingreso de flujos desde Alto Jahuel 500 kV de 1.600 MW. Lo anterior se traduce en que las transformaciones 500/220 kV ubicadas en dicha subestación sobrepasan su capacidad máxima, requiriéndose la instalación de un tercer banco de transformadores.

PLAN DE OBRAS PROPUESTO POR TRANSELEC

A partir de los análisis efectuados por Transelec, se proponen las siguientes modificaciones al plan de expansión propuesto en el Informe Técnico de la CNE. Para ello, se han considerado aquellas obras descritas anteriormente y que no han sido consideradas por la CNE, a partir de lo cual se ha realizado una evaluación económica, tomando en consideración los valores de las componentes utilizados en el Informe Técnico, resultando más económico el plan alternativo que a continuación se propone. Más aun, el plan propuesto presenta ventajas estratégicas, al ser más acorde con una planificación esperada a largo plazo.

Plan de obras propuesto por Transelec



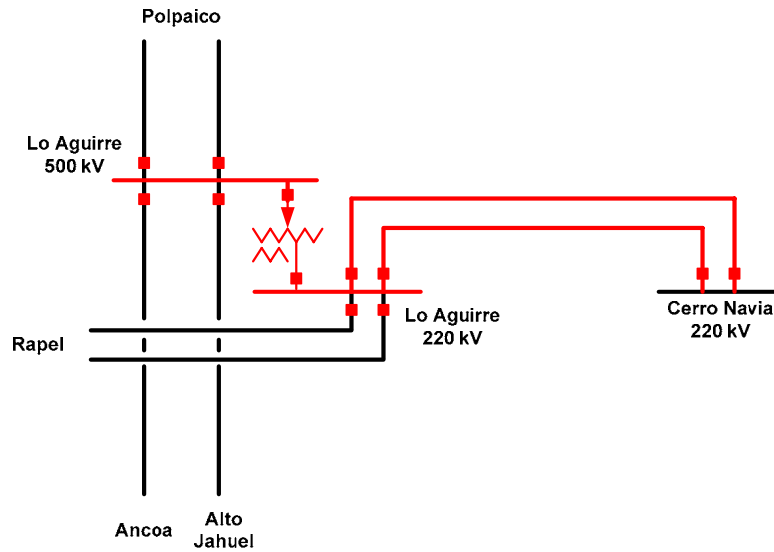
1. SECCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE 500 kV EN LO AGUIRRE Y AMPLIACIÓN DEL TRAMO 220 kV LO AGUIRRE - CERRO NAVIA

En base a los altos flujos que se transmiten hacia la subestación Cerro Navia mediante las líneas de 220 kV provenientes desde Alto Jahuel, se propone incorporar un nuevo punto de entrada desde el sistema de 500 kV ubicado en la zona de Lo Aguirre, haciendo uso de la línea actual de 220 kV proveniente desde la subestación Rapel. Dicha obra además de disminuir los flujos provenientes desde la subestación Alto Jahuel hacia Chena, permitiría establecer un punto favorable para la llegada de las centrales de Aysén, al permitir una mejor distribución de flujos hacia los accesos norte y sur de Chilectra, haciendo uso del sistema actual de 500 kV y el sistema de 220 kV que se encuentra en torno a la zona. Lo anterior representa una importante ventaja estratégica, al presentar una alternativa de expansión más acorde con el desarrollo esperado a largo plazo. No obstante, debe redefinirse el carácter de línea adicional del tramo 2x220 kV Lo Aguirre – Cerro Navia, siendo modificada como parte del Sistema Troncal. Lo anterior debiera realizarse al momento en que se ponga en servicio la línea ampliada.

Respecto a las obras propuestas por la CNE, de acuerdo a las simulaciones efectuadas (flujo #4 anexo A.2), producto de la instalación del apoyo desde Lo Aguirre, el cambio de conductores en la línea 2x220 kV Cerro Navia – Alto Jahuel deja de ser necesario, al igual que el seccionamiento en la altura de El Rodeo de la línea 1x500 kV Ancoa – Polpaico y la instalación de una línea de entrada 2x500 kV hacia Alto Jahuel, dado que la subestación Lo Aguirre se encontraría aproximadamente a 30 km, por lo que la configuración en delta entre las subestaciones Ancoa – Lo Aguirre – Alto Jahuel permite mantener un nivel de confiabilidad suficiente en el sistema. A su vez, la instalación de una nueva transformación en Alto Jahuel 500/220 kV deja de requerirse hacia finales del período, al disminuir los aportes provenientes desde esta subestación.

Los proyectos asociados al plan propuesto son:

- Seccionamiento de las líneas 1x500 kV Alto Jahuel – Polpaico y 1x500 kV Ancoa – Polpaico en la localidad de Lo Aguirre, en la intersección con la línea 2x220 kV Rapel – Cerro Navia.
- Traslado del reactor de línea ubicado en Polpaico hacia la nueva subestación Lo Aguirre, ubicándolo en la línea 1x500 kV Ancoa – Lo Aguirre.
- Instalación de un banco de autotransformadores 500/220 kV en la subestación Lo Aguirre.
- Seccionamiento de línea Rapel – Cerro Navia 2x220 kV en la nueva subestación Lo Aguirre.
- Ampliación de la línea 2x220 kV Lo Aguirre – Cerro Navia, considerando el reemplazo de estructuras y el tendido de conductores de capacidad de 1.200 MVA por circuito.



El valor de inversión estimado del proyecto es de 62 MMUS\$

Como restricción técnica al proyecto, la ampliación de la línea 2x220 kV Lo Aguirre – Cerro Navia no puede ser realizada durante el período en el que no se encuentren instalados los equipos de control de flujos en la línea 2x220 kV Polpaico – Cerro Navia. En base a esto, el cronograma del proyecto debe ser tal, que la ampliación de esta línea comience una vez que dichos equipos se encuentren en operación.

[illegible]

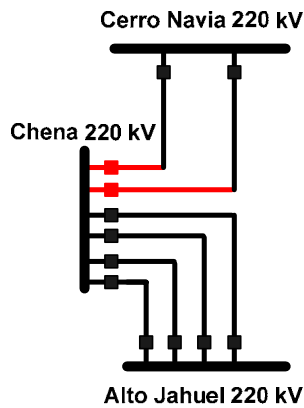
Duración del proyecto: 48 meses

Fecha referencial de puesta en servicio: Septiembre 2011

2. INSTALACIÓN DE PAÑOS DE LÍNEA DE 220 KV TAP-OFF CHENA

Bajo el escenario en que se realice el seccionamiento del sistema de 500 kV en Lo Aguirre y que se incorpore una nueva línea entre las subestaciones Lo Aguirre y Cerro Navia, se requiere prolongar el tramo 2x220 kV Cerro Navia – Tap Off Chena hacia Chena, incorporando un pequeño tramo de línea y los dos paños de línea en la subestación Chena. Lo anterior se justifica por razones de seguridad, ya que de acuerdo a los estudios de flujos de potencia desarrollados para la zona, bajo el escenario de contingencia de uno de los circuitos Alto Jahuel – Cerro Navia 220 kV, el circuito que queda en operación se ve sobrepasado en su capacidad (flujo #5 anexo A.2), causando la salida en cascada de éste y posteriormente de los dos enlaces que quedan entre las subestaciones Alto Jahuel y Chena. Dicho escenario llevaría inmediatamente a la salida en cascada de otras instalaciones, representando un riesgo significativo para la zona.

Considerando la incorporación del enlace 2x220 kV Arranque Chena – Chena, la salida de operación de uno de los circuitos Arranque Chena – Cerro Navia 220 kV llevaría a la salida del otro circuito, dejando al sistema operando con los cuatro circuitos ubicados entre Alto Jahuel – Chena, condición de operación factible para el sistema (flujo #6 anexo A.2).



ACTIVIDAD		MESES																	
		TOTAL MESES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	DIA	2	1	1															
	Suministros	12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1					
	Montaje	4													1	1	1	1	
	Puesta en Servicio	1																	

Duración del proyecto: 17 meses

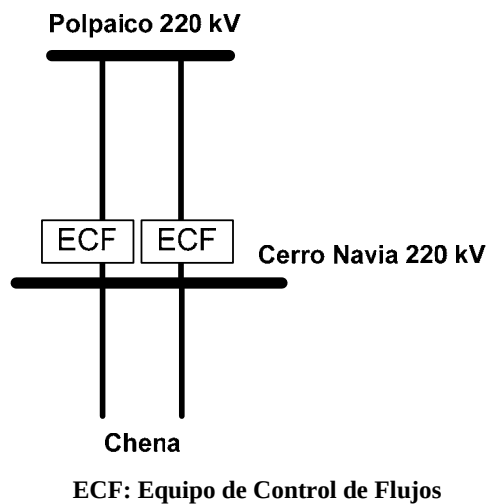
Fecha referencial de puesta en servicio: Febrero 2009

Valor de inversión referencial del proyecto: 3 MMUS\$

3. CONSIDERACIONES SOBRE OTRAS OBRAS PROPUESTAS EN EL INFORME TECNICO

Respecto a las obras que se incluyen dentro del plan de expansión del Informe Técnico, en base a los estudios realizados se propone modificar la propuesta de instalar los transformadores desfasadores en la subestación Polpaico, dejando abierta la posibilidad de utilizar otras tecnologías asociadas al control de flujos. Lo anterior se sustenta en que existen otras alternativas, como el uso de equipos FACTS, los que presentan una mayor versatilidad, siendo posible realizar ampliaciones a futuro, al igual que en caso de fallas, el impacto sobre el sistema es de mucha menor consideración, al ser más fácil su reposición en el mercado. En base a estas consideraciones, debiese dejarse abierta la opción de la tecnología a utilizar, de modo que en la licitación del suministro se busque la mejor solución que permita optimizar el objetivo de control de flujos, adaptabilidad, confiabilidad, disponibilidad y costos.

Respecto a la localización de dichos equipos, de acuerdo a los estudios realizados (flujo #7 en anexo A.2), en caso de llegar a instalarse la inyección del proyecto Aysén en la subestación Lo Aguirre, dejaría de ser requerido un control de flujos sobre la línea 2x220 kV Polpaico – Cerro Navia, siendo requerido trasladar dichas unidades a la línea 2x220 kV Cerro Navia – Chena. En base a estos antecedentes, se propone modificar la localización de las unidades, instalándolas en la subestación Cerro Navia, de tal forma que su disposición se encuentre orientada hacia la situación que a futuro se prevé.



4. COMPENSACIONES DE REACTIVOS

De acuerdo a los análisis señalados anteriormente, en la zona se requieren compensaciones reactivas en las barras Cerro Navia 220 kV, Polpaico 220 kV y Alto Jahuel 220 kV, instalando en cada una bancos de 3x80 MVAR. Si bien estos proyectos no se requieren en el corto plazo, es necesario que éstos se consideren en los estudios durante los próximos años.

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PLAN DE EXPANSIÓN PROPUESTA Y DEL PLAN DE EXPANSIÓN PROPUESTO POR LA CNE

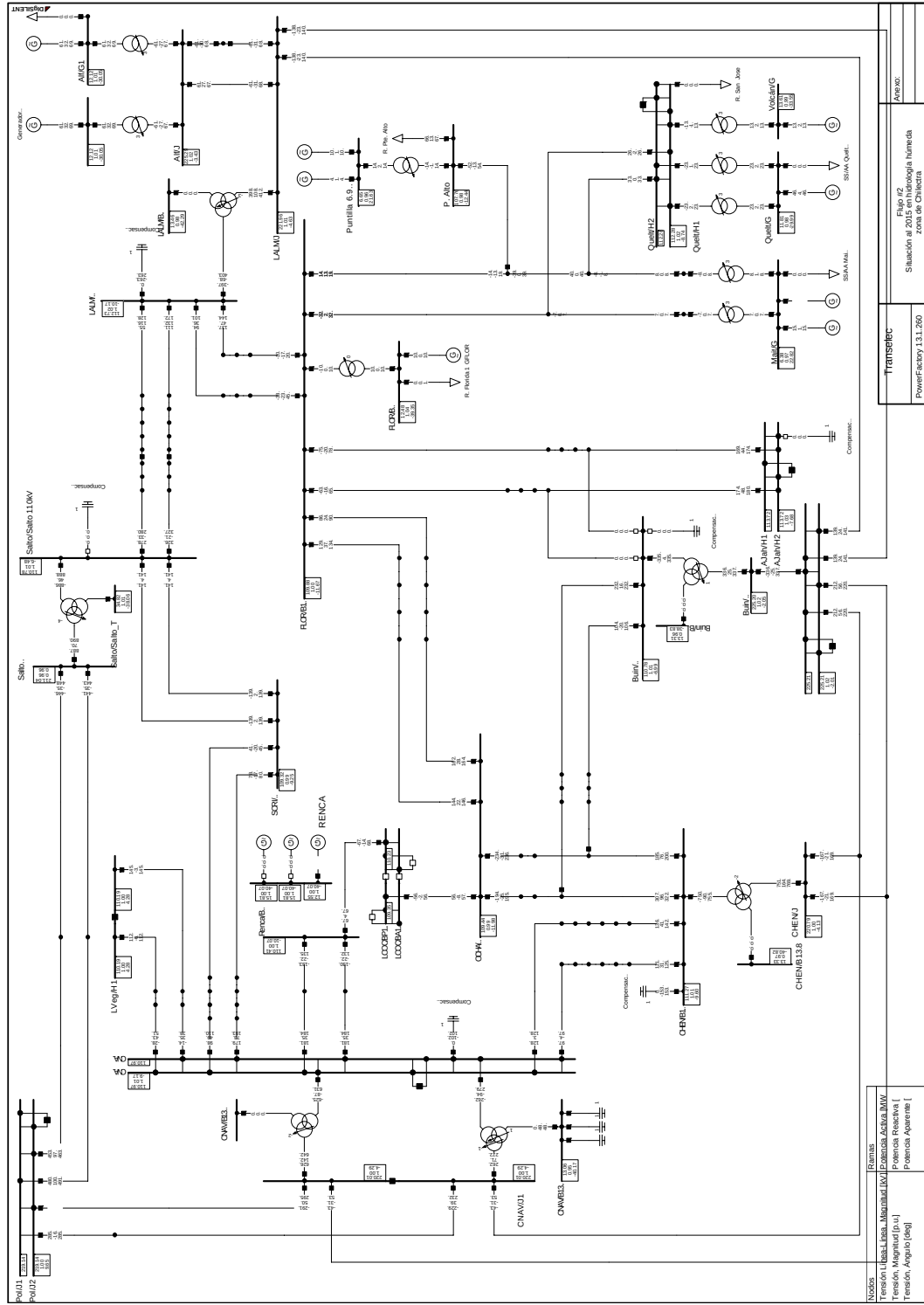
Considerando la valorización de las distintas componentes que han sido utilizados por el consultor del ETT y que han sido acogidos en el Informe Técnico de la CNE, se ha comparado el plan de expansión propuesto por la CNE con el plan de obras propuesto por Transelec, incorporando en el primer caso aquellas obras que no han sido consideradas dentro del plan.

De acuerdo a la comparación, el plan de obras propuesto por Transelec es más económico, lo que en conjunto con las ventajas estratégicas, hace que sea un plan de desarrollo más conveniente dentro del horizonte considerado.

Plan de obras CNE		Plan de obras transelec	
	Obra	Obra	
	VI [MUS\$]		VI [MUS\$]
Proyectos comunes	Tercer circuito 220 kV Polpaico - El Salto	Tercer circuito 220 kV Polpaico - El Salto	24.000
	Tendido tercer circuito	Tendido tercer circuito	807
	Paño de línea 220 kV S/E Polpaico	Paño de línea 220 kV S/E Polpaico	807
	Paño de línea 220 kV S/E El Salto	Paño de línea 220 kV S/E El Salto	807
	Compensaciones reactivos	Compensaciones reactivos	10.800
	Segundo banco autotransformadores Polpaico 500/220 kV	Segundo banco autotransformadores Polpaico 500/220 kV	9.551
	Banco autotransformadores 500/220 kV	Banco autotransformadores 500/220 kV	1.704
	Paño de transformación 500 kV	Paño de transformación 500 kV	607
	Paño de transformación 220 kV	Paño de transformación 220 kV	1.475
	Paño de transferencia 500 kV	Paño de transferencia 500 kV	1.166
	Paño de seccionamiento 500 kV	Paño de seccionamiento 500 kV	3.759
	Conexión paños de 500 kV existentes a BT	Conexión paños de 500 kV existentes a BT	1.605
	Instalaciones comunes patio 500 kV	Instalaciones comunes patio 500 kV	284
	Instalaciones comunes patio 220 kV	Instalaciones comunes patio 220 kV	892
	Segundo circuito 220 kV Alto Jahuel - Chena	Segundo circuito 220 kV Alto Jahuel - Chena	807
	Tendido segundo circuito	Tendido segundo circuito	284
	Paño de línea 220 kV S/E Chena	Paño de línea 220 kV S/E Chena	14.061
	Instalaciones comunes patio 220 kV	Instalaciones comunes patio 220 kV	1.674
	Incorporación transformadores desfasadores en Polpaico	Incorporación transformadores desfasadores en Cerro Navia	1.614
	Transformadores desfasadores	Transformadores desfasadores	568
Proyectos distintos	Barra auxiliar	Barra auxiliar	2.632
	Paños de línea 220 kV	Paños de línea 220 kV	5.843
	Instalaciones comunes patios 220 kV	Instalaciones comunes patios 220 kV	5.843
	Reemplazo conductor Cerro Navia - Chena	Reemplazo conductor Cerro Navia - Chena	5.054
	Reemplazo conductor Alto Jahuel - Chena C1	Reemplazo conductor Alto Jahuel - Chena C1	4.062
	Reemplazo conductor Alto Jahuel - Chena C2	Reemplazo conductor Alto Jahuel - Chena C2	450
	Entrada 2x500 kV El Rodeo - Alto Jahuel	Entrada 2x500 kV El Rodeo - Alto Jahuel	1.605
	Tendido de línea	Tendido de línea	10.256
	Paños de línea 500 kV	Paños de línea 500 kV	1.704
	Traslado reactor de polpaico	Traslado reactor de polpaico	607
Total	114.521	113.000	

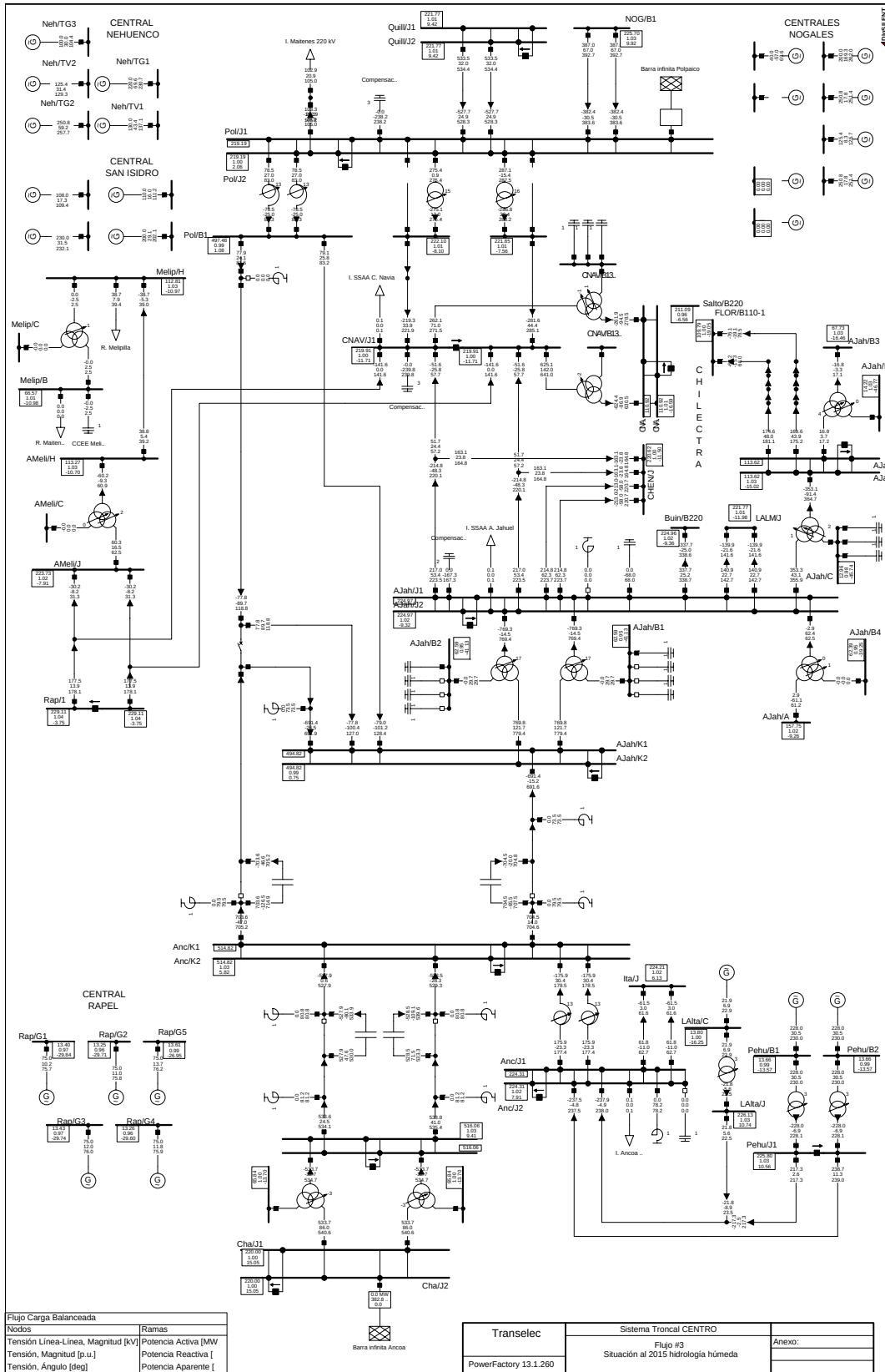
La valorización considerada en cada componente corresponde a los valores utilizados por el consultor del ETT, cuyos resultados han sido acogidos por la CNE.

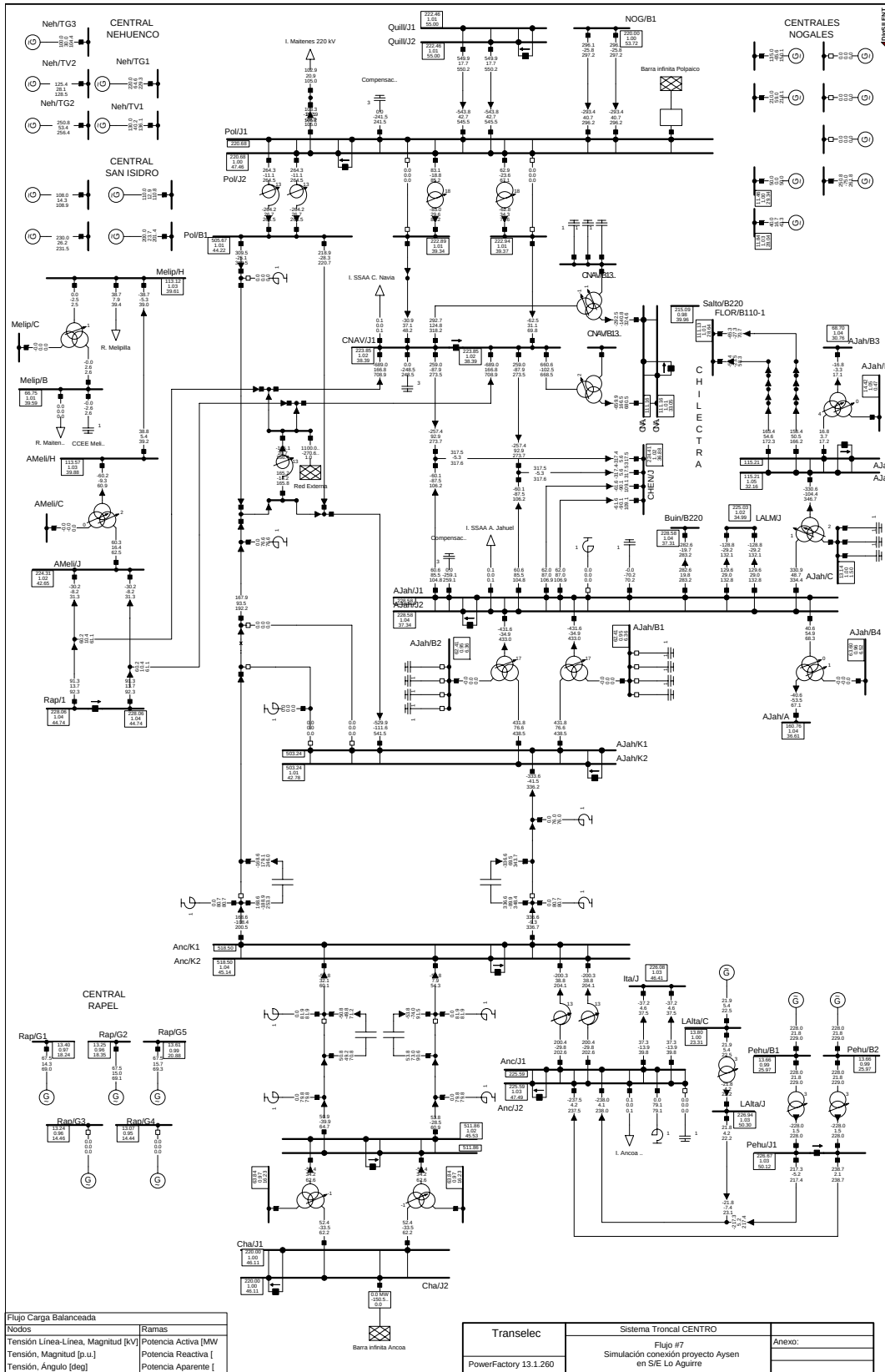
A.2 ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA PARA LA AMPLIACIÓN DE LA ZONA METROPOLITANA



Transec		PowerFactory 13.1.260	
Plan 42		Situación al 2015 en hidrología húmeda zona de Chiflota	
Arce			

Notas	Sección
Tensión Línea-Línea, Máxima [kV]	Potencia Activa [MW]
Tensión, Magnitud [p.u.]	Potencia Reactiva [MVar]
Tensión, Ángulo [deg]	Potencia Aparente [MVA]





A.3 ESTUDIO DE USO DE CONDUCTORES DE ALTA TEMPERATURA PREPARADO POR INGENTRA

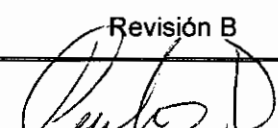
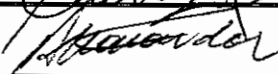
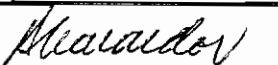
INFORME TÉCNICO

PROYECTO : SISTEMAS SING Y SIC

OBRA : LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

TÍTULO : USO DE CONDUCTORES DE ALTA
TEMPERATURA EN LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN

FECHA DE EDICION : 10 de Abril de 2007

 INGENTRA		 DESSAU SOPRIN
DOCUMENTO	GTI-TRANSELEC-ITE-002	
EJECUTO	Mario Cardoza P.	Revisión B 
REVISO	Arturo Gajardo V.	
APROBO	Arturo Gajardo V.	

INFORME TÉCNICO

Uso de conductores de alta temperatura en líneas de transmisión.

1.- OBJETIVO Y ALCANCE

El objetivo de este informe es dar cuenta de la utilización de conductores de alta temperatura en líneas de transmisión existentes con el objetivo de aumentar su capacidad de transmisión y la posibilidad de su aplicación en líneas de transmisión en Chile.

2.- ANTECEDENTES

Los antecedentes que se tuvieron disponibles para el presente informe son los siguientes:

- Conductors for the uprating of overhead lines. Working Group B2.12 de CIGRÉ Brochure N° 244- Abril 2004.
- Up-rating 150 kV overhead lines with new-heat-resistant conductors. R. Grimaldi y G. Pirivano. ENEL Distribuzione S.p.a. Junio-2005.
- High-temperature, low sag transmission conductors. Publicación de EPRI- Mayo 2006.
- Emerging conductor technologies. Publicación de Composite Technology Corp.(CTC) - 2006.
- TransPowr ACCC/TW. Publicación de General Cable y CTC. Marzo-2006.

3.- DESARROLLO DEL TRABAJO

3.1.- Debido al aumento de la demanda de energía eléctrica aparece una creciente necesidad de aumentar la capacidad de transmisión por las líneas eléctricas.

Dada la dificultad que representa construir nuevas líneas, por problemas medioambientales o por la oposición de los propietarios de los terrenos afectados por los trazados de ellas, como una forma de poder satisfacer dicho aumento de la transmisión actualmente se ha estudiado en diferentes países la posibilidad de aumentar la capacidad de transmisión de líneas existentes.

Al respecto, existen varias soluciones posibles de implementar, las que manteniendo la franja de servidumbre, pueden representar mayor o menor impacto sobre las estructuras existentes. En atención a que normalmente existe limitación en la disponibilidad de las líneas existentes por razones la continuidad de servicio que ellas suministran, una de las soluciones estudiadas que minimiza ese efecto es el reemplazo de los actuales conductores por conductores denominados “de alta temperatura”.



3.2.- Conductores de alta temperatura.

Desde hace algún tiempo se han desarrollado conductores que normalmente operan a temperaturas sobre 100 °C, sin perder sus características mecánicas, como es el caso de los conductores tradicionales a base de aluminio (AASC, ACAR, ACSR).

Entre dichos conductores están formados por hebras de aleación de aluminio de alta resistencia térmica (TAL o ZTAL) dispuestas sobre un núcleo de hebras de aleaciones de acero, tales como el INVAR (con aleación de níquel) o también sobre un núcleo de hebras de carbono con cubierta de resina especial, los que pueden trabajar a temperaturas del orden de 200 °C y tienen una flecha mucho menor que los conductores de aluminio tradicionales para esas condiciones.

Esos nuevos conductores generalmente utilizan accesorios (empalmes y grampas de anclaje) similares a los conductores tradicionales. Su instalación, aunque en general es similar a la de los conductores tradicionales, tiene etapas mucho más complejas.

3.3.- Forma típica de reemplazo por conductores de alta temperatura.

Ante la necesidad de aumentar la capacidad de transmisión de una línea existente lo usual en estos casos es definir un conductor de alta temperatura que tenga iguales diámetros y tensión de rotura que el existente (aceptándose una variación de un 5 %) de modo que asegurar la utilización de las estructuras existentes.

Dependiendo de las actuales condiciones de distancia de los conductores al suelo y, de acuerdo a cada caso en particular, podrá definirse la temperatura máxima que se puede aceptar en el nuevo conductor y, por ende, su capacidad de transmisión.

3.4.- Situación actual sobre la utilización de los conductores de alta temperatura

Si bien en la literatura técnica se encuentra información teórica detallada sobre el posible uso de los cables de alta temperatura, no se encuentra información sobre instalaciones reales en que ese uso se haya implementado en líneas de cierta importancia (voltaje y longitud) y por un período importante.

Al respecto se puede destacar los siguientes aspectos:

- Sólo se ha podido constatar que el reemplazo de conductores por conductores de alta temperatura en una línea de 150 kV en Italia, de longitud de 50 km, efectuado en el año 2005.
- Actualmente no se cuenta con normas internacionales para fabricación y pruebas de los conductores de alta temperatura y para sus accesorios, tales como empalmes y grampas.



Este aspecto es fundamental para poder verificar la calidad del producto y el cumplimiento de sus características técnicas.

Adicionalmente no se cuenta con información respecto a las precauciones espaciales a considerar para su instalación.

- Actualmente se están desarrollando en instituciones, tales como el EPRI de USA, investigaciones sobre el comportamiento de estos conductores con el tiempo de uso, así como también de sus accesorios tales como los empalmes, grampas de anclaje y amortiguadores.

Para esas investigaciones esa famosa institución ha invitado a empresas fabricantes de esos conductores y accesorios como también a empresas propietarias de líneas de transmisión a participar en el financiamiento de tales investigaciones las que tienen una duración del orden de cuatro años, lo que acentúa el carácter experimental que tienen esas instalaciones.

4.-CONCLUSIONES

Del análisis de los antecedentes que se ha dispuesto se puede concluir que , a la fecha , la instalación de los conductores de alta temperatura a nivel mundial está en una etapa experimental.

No se ha encontrado información sobre instalaciones reales en que ese uso se haya implementado en líneas de cierta importancia (voltaje y longitud) y por un período importante. Tampoco se cuenta con normas técnicas para la fabricación y pruebas de esos nuevos conductores y de sus accesorios

Tomando en cuenta lo anterior su posible uso en líneas de transmisión en nuestro país no es recomendable, en especial en aquellas que formen parte, ya sea del Sistema de Transmisión Troncal, de conexión de centrales al sistema de transmisión o que alimentan a consumos importantes.



ANEXO B

CARTAS DE SIEMMENS Y ABB RESPECTO DE LOS
PLAZOS DE SUMINISTRO DE LOS
TRANSFORMADORES DESFASADORES

Siemens S.A, 750-0498 Casilla 242-V, Santiago-Chile

Señor
Hernán Casar C.
Vicepresidente de Desarrollo de Proyectos
TRANSELEC S.A.
Av. Apoquindo 3721 Piso 6, Las Condes
Fax: 374 2507

SANTIAGO

Energía y Sistemas de Transporte PTS

Nombre	Guillermo Alarcón
Sector	Transmisión de Energía
Localidad	
Teléfono	+56(2) 477 1213 - 1150
Fax	+56(2) 477 1341
Correo electrónico	guillermo.alarcon@siemens.com

Su contacto en	
Referencia	GA-07-010
Fecha	Marzo 28, 2007

Ref. Transformadores desfasadores de 350 MVA

Estimado Señor Casar,

En respuesta a su consulta, informo que el suministro de transformadores desfasadores de 350 MVA lo realizamos desde nuestra fábrica en Weiz, Austria.

La fábrica informa que actualmente los plazos de entrega son de aproximadamente 30 meses ex - fábrica, desde la recepción del pedido aclarado técnica y comercialmente, para este tipo de equipos.

Debido a la alta carga de la fábrica, se espera que la situación se mantenga durante el próximo año, con plazos de entrega similares de 30 a 36 meses ex - fábrica.

Quedo a su disposición en caso de requerir mayor información.

Cordiales saludos,

Guillermo Alarcón
Subgerente Ventas Transmisión de Energía

Hejare por correo
firmado
✓ archi SFH HZ

Siemens S.A
PTS
Gerente: Alejandro Mc Donough

Casilla Postal
Siemens S.A
750-0498
Casilla 242-V
Santiago - Chile

Dirección:
Av. Providencia 1760, piso 11
Providencia - Santiago
Teléfono:
+56(2) 477 1000

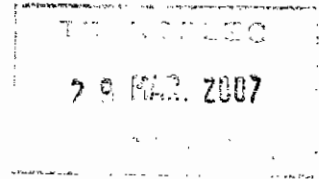
P-18872.

ABB

GP-105/2007

Santiago, Marzo 27 de 2007

Señores
Transelec S.A.
Av. Apoquindo 3721, piso 6
Santiago



At. : Sr. Hernan Casar.

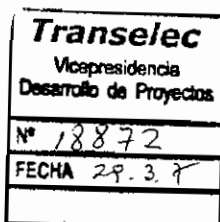
Ref. : Plazo de entrega Transformador Desfasador 350 MVA

Estimado Señor:

Con relación a su consulta relativa al plazo de entrega por el equipo mencionado en la referencia, indicamos a Ud que este equipamiento es fabricado en nuestras plantas de ABB Suecia y Alemania respectivamente ; dado que es un diseño especial el plazo de entrega estimado de 24 meses en condición exworks una vez aclarados los aspectos tecnicos y comerciales

Sin otro particular, saluda atentamente,

Rafael R Espinoza
Power Technologies
ABB S.A.



PPF
fe Sr Boris Ruiz

ABB S.A.

ANEXO C

**C.1 CRONOGRAMA DE OBRAS Y ESTUDIOS DE
FLUJOS DE POTENCIA PARA EL PASO A 220 KV
DEL SISTEMA DE 154 KV ALTO JAHUEL –
ITAHUE**

**C.2 INFORME INGENTRA: TRANSFORMACIÓN A
220 KV DE LA LÍNEA DE 154 KV ALTO JAHUEL
– ITAHUE, TRAMO ALTO JAHUEL - TUNICHE**

ANEXO C.1

**C.1 CRONOGRAMA DE OBRAS Y ESTUDIOS DE
FLUJOS DE POTENCIA PARA EL PASO A 220 KV
DEL SISTEMA DE 154 KV ALTO JAHUEL –
ITAHUE**

PASO A 220 KV DEL SISTEMA DE 154 KV ALTO JAHUEL - ITAHUE

**OBRAS NECESARIAS Y ESTUDIOS DE FLUJOS DE
POTENCIA**

Abril de 2007

Índice

1. Introducción

2. Ingeniería y cronograma de obras

- 2.1 Paso a 220 kV del tramo Alto Jahuel – Punta de Cortes
- 2.2 Paso a 220 kV de los tramos Punta de Cortes – Tinguiririca y Tinguiririca – Itahue

3. Bases de los estudios de flujos de potencia

- 2.1 Antecedentes de la demanda
- 2.2 Sistema de transmisión de la zona
- 2.3 Generación local de la zona

4. Estudios de flujos de potencia

- 3.1 Análisis obras de adaptación tramo Alto Jahuel – Punta de Cortes.
- 3.3 Análisis de obras de adaptación tramo Punta de Cortes – Tinguiririca.
- 3.4 Análisis de obra de adaptación tramo Tinguiririca – Itahue.

5. Conclusiones

1. Introducción

En el siguiente informe se presentan los estudios desarrollados por Transelec para determinar la factibilidad de pasar a 220 kV del sistema de 154 kV Itahue – Alto Jahuel, en cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio que establece la Norma Técnica.

En una primera parte del informe se presentan los resultados de los estudios de ingeniería y todas las obras necesarias para adaptar a 220 kV el sistema de 154 kV Alto Jahuel – Itahue, haciendo énfasis en las obras correspondientes al tramo Alto Jahuel – Punta de Cortes, ya que estas son las obras que deben comenzarse a la brevedad.

En la segunda parte del informe se presentan los estudios correspondientes a los flujos de potencia para verificar la factibilidad de realizar las obras propuestas en cumplimiento de los estándares de la NTSyCS. Para ello los estudios de flujo de potencia se realizaron considerando condiciones normales de operación y operación bajo contingencias para los escenarios más desfavorables que podrían presentarse en el periodo de realización de las obras.

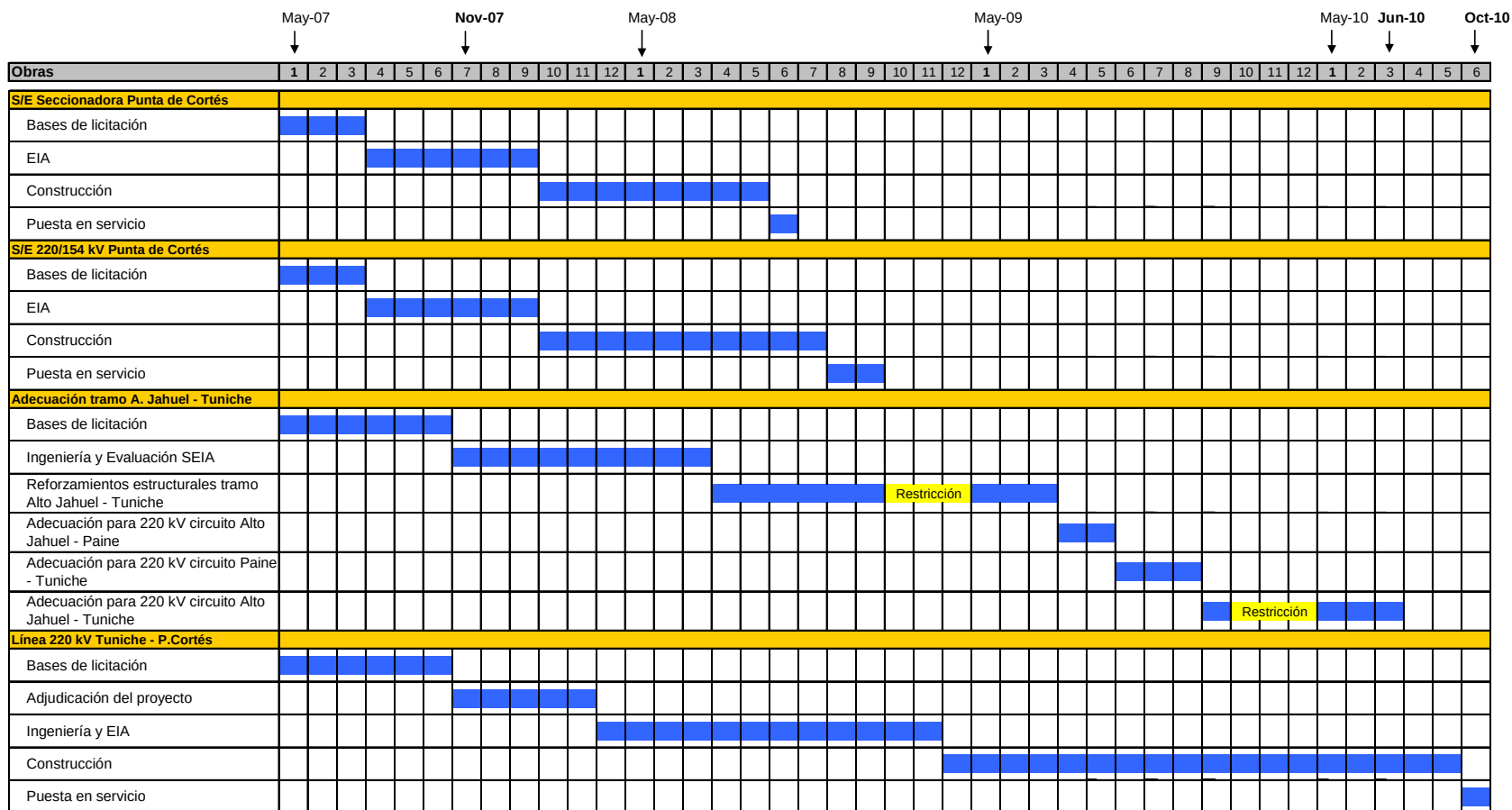
2. Ingeniería y cronograma de obras

No obstante Transelec comparte las obras propuestas por la CNE en cuanto a la necesidad de pasar a 220 kV el actual sistema de 154 kV Alto Jahuel – Itahue, de acuerdo a los estudios desarrollados por Transelec los plazos de ejecución de las obras están subdimensionados y su valorización está por debajo de los costos reales que estas significarán.

A continuación se presentan las observaciones de Transelec respecto de las obras necesarias para adaptar el sistema 154 kV para 220 kV. Para ello Transelec ha considerado la realización de las obras en tres etapas, caracterizadas fundamentalmente por los tramos del sistema de 154 kV Alto Jahuel – Itahue, a saber tramos Alto Jahuel – Punta de Cortés, Punta de Cortés – Tinguiririca y Tinguiririca – Itahue.

El siguiente es el cronograma de obras considerado por Transelec para el proyecto, haciendo énfasis en su primera etapa dado que las siguientes deben ser desarrolladas una vez finalizada la primera etapa.

CRONOGRAMA DE OBRAS PARA LA ENERGIZACIÓN EN 220 KV DEL TRAMO ALTO JAHUEL – PUNTA DE CORTES



El periodo de reforzamientos estructurales para la adecuación para 220 kV del tramo Alto Jahuel – Tuniche considera trabajos solamente los fines de semana (un día por circuito) para minimizar el impacto sobre los consumos de la zona, ya que estas obras involucran desconexión de ambos circuitos.

2.1 Paso a 220 kV del tramo Alto Jahuel – Punta de Cortés

Para poder adaptar a 220 kV el tramo de 154 kV Alto Jahuel – Tuniche minimizando el riesgo de suministro de los consumos de la zona, Transelec determinó la necesidad de desarrollar las obras en forma secuencial en cuatro etapas cuyas principales características se presentan a continuación:

a) Adecuación de las estructuras.

En esta etapa se deben desarrollar las obras de reforzamiento de las estructuras de anclaje y suspensión en el tramo Alto Jahuel - Tuniche para permitir su adaptación a 220 kV. La realización de estas obras considera necesariamente pasar a variante ambos circuitos de las estructuras que deben ser reforzadas, lo que llevará de tener periodos de desconexiones que deben ser coordinados con el CDEC - SIC de forma de minimizar su efecto sobre los consumos de la zona.

Sin perjuicio de lo anterior, para desarrollar el cronograma de las obras del proyecto, Transelec consideró que las desconexiones solamente se realizarían los fines de semana en el periodo de madrugada excluyendo los meses de febrero a abril, lo que aumenta los plazos asociados a esta etapa.

En el anexo C.2 del cuerpo principal del informe “**OBSERVACIONES A LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN CONSIDERADOS EN EL INFORME TÉCNICO DE LA CNE**” se adjunta un informe realizado por la empresa Ingentra respecto de las obras necesarias en cuanto a reforzamiento de estructuras y adaptación para 220 kV de los actuales circuitos Alto Jahuel – Tuniche. A continuación se presenta las principales características de las obras.

b) Adaptación del circuito Alto Jahuel – Paine.

Esta obra debe realizarse una vez finalizadas las obras de reforzamiento de las estructuras y consisten en cambio de aislamiento y reemplazo de las actuales crucetas por poliméricas. Para la realización de las obras debe sacarse de servicio el circuito completo, dejando la subestación Paine alimentada radialmente desde Rancagua.

c) Adaptación del circuito Paine – Tuniche.

Las obras son las mismas consideradas para la adaptación del circuito Alto Jahuel – Paine, quedando en este caso Paine alimentado desde la subestación Alto Jahuel mientras se desarrollan las obras.

d) Adaptación del circuito Alto Jahuel – Punta de Cortes.

Al igual que para la adaptación de los tramos anteriores, las obras consisten en cambio de aislamiento y crucetas poliméricas y consideran fuera de servicio el circuito completo durante su periodo de realización.

Cabe destacar que las obras deben ser desarrolladas necesariamente en etapas para mantener la seguridad de servicio de la zona y al igual que para la obra de construcción inmediata “Cambio de conductor del tramo Itahue – San Fernando” éstas no pueden desarrollarse durante el periodo febrero – abril dado que durante dicho periodo se presentan las demandas máximas de la zona.

2.2 Paso a 220 kV de los tramos Punta de Cortés – Tinguiririca y Tinguiririca – Itahue.

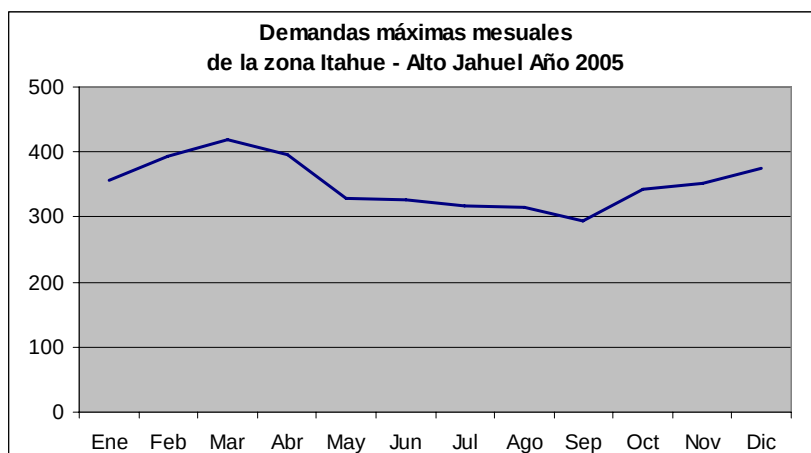
Estas obras deben ser desarrolladas una vez energizado en 220 kV el tramo Alto Jahuel – Punta de Cortés. Dado que para esa fecha se encontrarían en servicio las centrales de Pacific Hydro la Higuera y Confluencia (conectadas en la subestación Tinguiririca) para la realización de estas obras de adaptación no se consideran restricciones operacionales, pudiendo sacarse de servicio ambos circuitos en los tramos respectivos para su adecuación a 220 kV.

En la página siguiente se presenta el cronograma de obras considerado por Transelec para la realización de las obras que deben ser iniciadas el presente año, adaptación del tramo Alto jahuel – Punta de Cortés y nueva línea 2x220 kV Tuniche – Punta de Cortés.

3. Bases consideradas para el estudio

3.1 Antecedentes y previsión de la demanda máxima de la zona

La siguiente figura presenta el comportamiento de la demanda de la zona comprendida entre las subestaciones Alto Jahuel e Itahue.



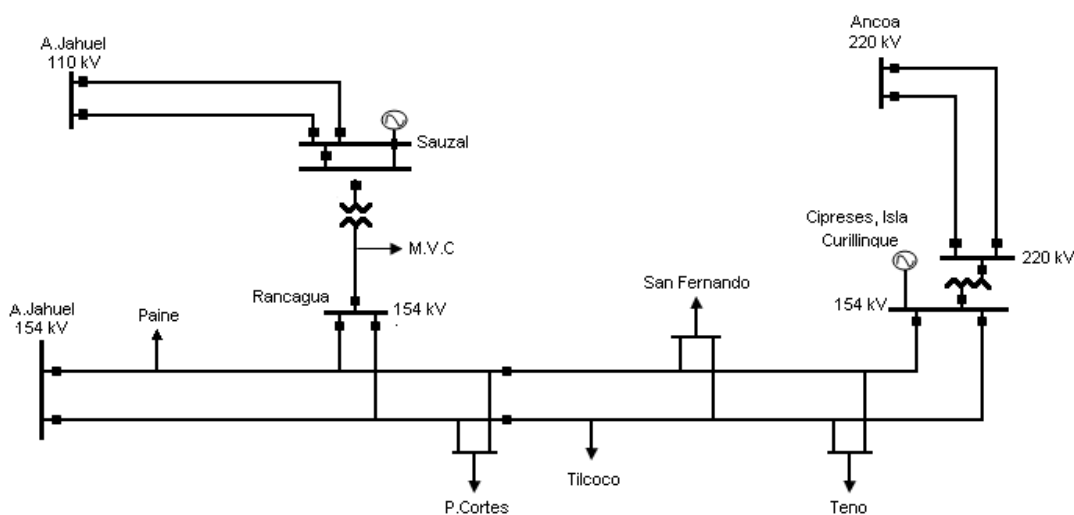
Dado las características del comportamiento estacional de la demanda de la zona, las simulaciones realizadas consideran dos ventanas de tiempo para la realización de las obras, cada una caracterizada por un nivel distinto de demanda respecto de la demanda máxima anual de la zona.

- Periodo diciembre – abril : 100% de la demanda máxima anual.
- Periodo mayo – noviembre : 85% de la demanda máxima anual.

En el anexo N°1 del presente informe se muestra la previsión de demandas máximas coincidentes utilizadas en el desarrollo de los flujos de potencia del presente informe.

3.2 Sistema de transmisión de la zona

Figura N°1: Configuración actual del sistema de transmisión de la zona



El cambio de conductor Itahue – San Fernando considerado en las obras de construcción inmediata está en su fase final de ejecución, esperándose la finalización de las obras para septiembre del presente año.

Tabla N°1: Capacidades del sistema de transmisión 154 kV Alto Jahuel - Itahue

Tramos del sistema de transmisión	Capacidades (MVA)	
	25°C Con sol	30°C Con sol
Alto Jahuel - Tuniche	182	168
Tuniche - Rancagua	182	168
Tuniche - Punta de Cortes	127	108
Punta de Cortes - San Fernando	127	108
San Fernando - Itahue	214	198

La capacidad de tramo Itahue – San Fernando 154 kV corresponde a la capacidad con el cambio de conductor considerado en las obras de construcción inmediata.

3.3 Generación local de la zona

En la siguiente tabla se presenta la generación disponible en la zona comprendida entre las subestaciones Alto Jahuel e Itahue considerando además la variabilidad hidrológica para las centrales hidráulicas.

Tabla N°2: Centrales existentes

Centrales	Tipo de central	Potencia Max. MW	Hidro. Húmeda MW	Hidro. Seca MW
Central Cipreses	Hidráulica pasada	105	100	60
Central Isla	Hidráulica pasada	68	66	40
Central Curillinque	Hidráulica embalse	89	85	48
Sauzal - Sauzalito	Hidráulica pasada	85	82	28

Tabla N°3: Centrales con puesta en servicio en el periodo 2008 – 2010

Centrales	Fecha puesta en servicio	Tipo de central	Potencia Max. MW	Hidro. Húmeda MW	Hidro. Seca MW
Central La Higuera	Oct-08	Hidráulica pasada	155	155	30
Central Confluencia	Ene-10	Hidráulica pasada	145	145	30

Debido a que la conexión de las centrales La Higuera y Confluencia de Pacific Hydro se realizará en la futura subestación seccionadora Tinguiririca, ubicada en las cercanías del arranque a San Fernando, la elección de la hidrología a utilizar para las simulaciones dependerá del tramo en el cual se estudien las obras de ampliación y la fecha estimada de las mismas.

4. Análisis de flujos de potencia para verificar la factibilidad de las obras propuestas

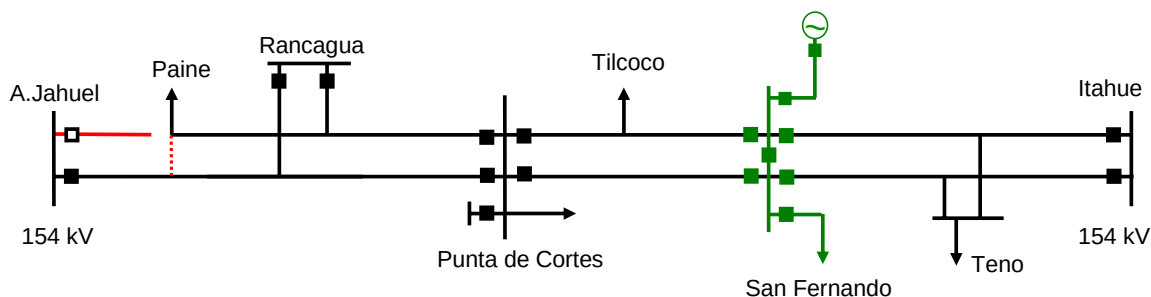
Sobre la base de los antecedentes presentados en los puntos anteriores, se presenta a continuación los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas para verificar la factibilidad de realización de las obras propuestas y el cumplimiento de la NTSyCS. Las simulaciones se realizaron considerando el modelo Digsilent cuyas bases se dejan a disposición del CDEC.

4.1 Adaptación para 220 kV del tramo Alto Jahuel – Tuniche.

Para analizar la factibilidad de la realización de las obras requeridas para pasar a 220 kV el tramo en cuestión, las simulaciones de flujos de potencia se realizaron considerando el escenario más exigente para el sistema en el periodo de realización de las obras.

De acuerdo a los estudios desarrollados por Transelec, dicho escenario corresponde a una condición hidrológica seca y periodos de alta demanda, ya que para esta condición de operación se generarían las mayores solicitudes del sistema de transmisión comprendido entre las subestaciones – Alto Jahuel y Punta de Cortes debido al mayor aporte de generación de las centrales térmicas de la zona norte y centro.

a) Circuito Alto Jahuel – Paine fuera de servicio para adecuación a 220 kV



Es importante destacar que estas obras (cambio de aislación y crucetas poliméricas) deben ser realizadas una vez finalizados los reforzamientos estructurales citados en el punto 3 del presente informe y obligarían la desconexión permanente del circuito en cuestión mientras duren las obras.

Al igual que para el cambio de conductor del tramo Itahue – San Fernando considerado en las obras de construcción inmediatas, las obras de adaptación a 220 kV del circuito en cuestión se realizan en el periodo de mayo – noviembre para evitar mantener fuera de servicio un circuito en el periodo de máximas demandas y máximas temperaturas de la zona.

Producto lo anterior y los plazos involucrados en las etapas descritas en el punto 3 del informe, las obras asociadas a la adaptación para 220 kV del circuito Alto Jahuel – Paine se realizarían durante el periodo de demanda de invierno de la zona del año 2009.

Flujos de potencia escenario demanda máxima periodo mayo – diciembre 2009, hidrología seca (una unidad de la central La Higuera a mínimo técnico)

Configuración base	Flujos por tramo		
	A.Jahuel - P.Cortes	Itahue - Teno	Itahue - S.Fernando
Operación normal	100	121	98
Falla C1 Rancagua - P.Cortes	71	109	86
Falla C2 A.Jahuel - P.Cortes	-	176	151
Falla C1 Itahue - Tinguiririca	130	-	190

Tensiones de barra escenario demanda máxima periodo mayo – diciembre de 2009, hidrología seca (una unidad de la central La Higuera a mínimo técnico)

Configuración base	Tensiones de barra					
	A.Jahuel	Paine	Rancagua	P.Cortes	S.Fernando	Itahue
Operación normal	1.04	0.98	1.00	1.00	1.01	1.04
Falla C1 Rancagua - P.Cortes	1.05	-	1.01	1.01	1.02	1.04
Falla C2 A.Jahuel - P.Cortes	1.06	0.91	0.92	0.93	0.97	1.02
Falla C1 Itahue - Tinguiririca	1.04	0.97	0.99	0.99	1.00	1.04

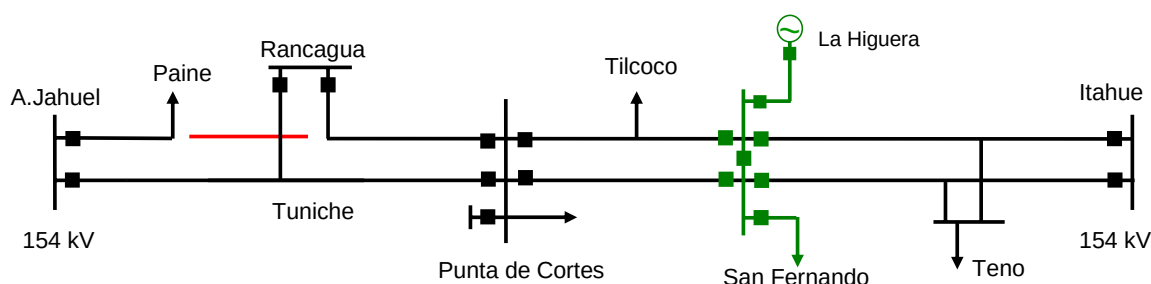
De los resultados se desprende que durante el periodo mayo – diciembre del año 2009 es posible sacar de servicio el circuito de 154 kV Alto Jahuel – Paine para su adecuación a 220 kV y mantener la operación del sistema en cumplimiento de la NTSyCS.

No obstante lo anterior, es importante destacar que el cumplimiento de la NTSyCS está fuertemente condicionado por contar con la subestación seccionadora Punta de Cortes durante el periodo de realización de las obras y al menos una de las unidades de la central La Higuera operando a mínimo técnico. De no contar con la subestación seccionadora en servicio, la falla de alguno de los circuitos produciría la pérdida del circuito completo Alto Jahuel – Itahue y con ello el colapso por tensión de la zona.

Una alternativa posible de implementar para mejorar el perfil de tensión en la subestación Paine y asegurar el cumplimiento de la NTSyCS mientras el circuito Alto Jahuel – Paine está fuera de servicio, es la conexión de los consumos Paine al circuito que queda operativo Alto Jahuel – Punta de Cortes. Esto permitiría que la Subestación Paine quede alimentada radialmente desde la Rancagua y mejoraría la distribución de flujos de la zona.

En el anexo N°2 se presentan los resultados de los flujos de potencia que se obtendrían con esta configuración.

b) Circuito Paine – Tuniche fuera de servicio para adecuación a 220 kV



Estas obras se desarrollarían una vez finalizadas las obras de adecuación a 220 kV del circuito Alto Jahuel – Paine, por lo que de acuerdo al cronograma de obras presentado el punto 3 del presente informe estas se realizarían el periodo octubre – diciembre del año 2009.

Flujos de potencia escenario demanda máxima periodo mayo – diciembre de 2009, hidrología seca.

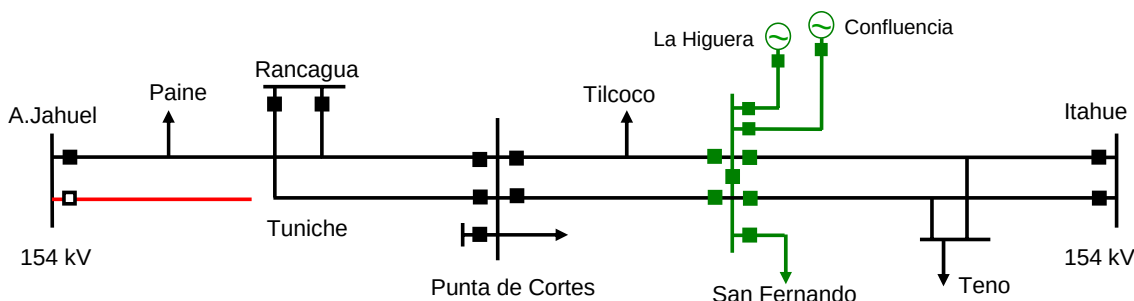
Configuración base	Flujos por tramo			
	A.Jahuel - P.Cortes	A.Jahuel - Paine	Itahue - Teno	Itahue - S.Fernando
Operación normal	61	52	114	90
Falla C1 Rancagua - P.Cortes	63	52	114	90
Falla C2 A.Jahuel - Punta de Cortes	-	52	146	122
Falla C1 Tinguiririca - Itahue	89	52	-	178

Tensiones de barra escenario demanda máxima periodo mayo – diciembre de 2009, hidrología seca.

Configuración base	Tensiones de barra					
	A.Jahuel	Paine	Rancagua	P.Cortes	S.Fernando	Itahue
Operación normal	1.04	1.03	1.01	1.01	1.02	1.04
Falla C1 Rancagua - P.Cortes	1.03	1.03	1.01	1.01	1.02	1.04
Falla C2 A.Jahuel - Punta de Cortes	1.04	1.04	0.97	0.98	1.00	1.03
Falla C1 Tinguiririca - Itahue	1.03	1.02	1.00	1.00	1.00	1.04

De los resultados se desprende que durante el periodo mayo – diciembre del año 2009 es posible sacar de servicio el circuito 154 kV Pine – Tuniche para su adecuación a 220 kV y mantener la operación del sistema en cumplimiento de la NTSyCS.

c) Circuito Alto Jahuel – Tuniche fuera de servicio para adecuación a 220kV



Estas obras se desarrollarían una vez finalizadas las obras de para adecuar a 220 kV el circuito completo Alto Jahuel – Paine – Tuniche. Dado que dichas obras finalizarían en diciembre del año 2009 y considerando que no se realizarían trabajos en el periodo de verano por seguridad de suministro (periodo de máxima demanda de la zona), las obras para adecuación de este circuito deberían realizarse entre los meses de abril y julio del año 2010.

Flujos de potencia por tramo escenario demanda máxima mayo – diciembre de 2010, hidrología seca (una unidad de la central La Higuera y Confluencia a mínimo técnico)

Configuración base	Flujos por tramo		
	A. Jahuel - Paine	Itahue - Teno	Itahue - S. Fernando
Operación normal	124	120	95
Falla C1 Alto Jahuel - Puna de Cortes	-	157	131
Falla C1 Itahue - Tinguiririca	153	-	187

Tensiones de barra escenario demanda máxima periodo enero – diciembre de 2010, hidrología seca (una unidad de la central La Higuera y Confluencia a mínimo técnico)

Configuración base	Tensiones de barra					
	A. Jahuel	Paine	Rancagua	P. Cortes	S. Fernando	Itahue
Operación normal	1.04	1.02	1.00	1.01	1.01	1.04
Falla C1 Alto Jahuel - Puna de Cortes	1.07	-	0.96	0.97	0.99	1.03
Falla C1 Itahue - Tinguiririca	1.04	1.02	1.00	1.00	1.00	1.04

De los resultados se desprende que durante el periodo mayo – diciembre del año 2009 es posible sacar de servicio el circuito 154 kV Pine – Tuniche para su adecuación a 220 kV y mantener la operación del sistema en cumplimiento de la NTSyCS.

Cabe destacar que la realización de obras en el periodo de verano del año 2010 está condicionada por la disponibilidad de generación de las centrales La Higuera y Confluencia. Para una condición hidrológica seca, la realización de obras en el periodo de verano (circuito Alto Jahuel – Punta de Cortes fuera de servicio) no aseguraría el cumplimiento de la NTSyCS en condiciones de falla de alguno de los circuitos Alto Jahuel – Paine o Itahue – Tinguiririca.

4.2 Adaptación para 220 kV del tramo Punta de Cortes – Tinguiririca.

Para analizar la operación de la zona de 154 kV Itahue – Alto Jahuel en el periodo de realización de las obras para adaptar a 220 kV y cambiar conductor en el tramo en cuestión, se distinguieron dos alternativas dependiendo de las posibles condiciones hidrológicas que se presenten en dicho periodo.

Para hidrología húmeda se consideró sacar de servicio ambos circuitos para realizar su adaptación, ya que de mantenerse uno de ellos en servicio este sobrepasaría su capacidad máxima de transporte. Esta condición considerando en servicio las centrales de Pacific Hydro La Higuera y Confluencia (155 MW y 145 MW respectivamente).

Para hidrología seca en cambio, producto de la menor generación esperada de las centrales de Pacific Hydro (La Higuera y Confluencia) podría sacarse de servicio uno

de los circuitos sin producir sobrecarga del circuito restante. No obstante para condición hidrológica seca sería factible también sacar ambos circuitos de servicio, escenario que del punto de vista de las obras permite acortar los plazos involucrados.

4.3 Adaptación para 220 kV del tramo Tinguiririca – Itahue.

Con la apertura en la subestación Tinguiririca de ambos circuitos Tinguiririca – Itahue, es posible sacar de servicio uno de ellos para su adecuación a 220 kV manteniendo Teno conectado al circuito restante. La apertura en la subestación Tinguiririca del circuito que permanece en servicio es para evitar su posible sobrecarga en condiciones de hidrología húmeda producto del paralelismo con el sistema de 500 kV.

5. Conclusiones

De acuerdo a los antecedentes presentados en el informe, se concluye que es factible pasar a 220 kV el sistema de 154 kV Alto Jahuel – Itahue, efectuando refuerzos estructurales a las torres de la línea y considerando los plazos reales de construcción que son mayores a los considerados por la CNE en su Informe Técnico.

La primera etapa del proyecto corresponde a la adecuación a 220 kV del tramo Alto Jahuel – Punta de Cortes y la construcción de la nueva línea 2x220 kV de 10 km Tuniche – Punta de Cortes, siendo la fecha más temprana para su puesta en servicio octubre del año 2010. Solamente una vez energizado en 220 kV el tramo Alto Jahuel – Punta de Cortes es factible realizar el resto de las obras para adaptar a 220 kV los tramos Punta de Cortes – Tinguiririca y Tinguiririca – Itahue.

De los resultados obtenidos de simulaciones de los flujos de potencia, se desprende también que las obras propuestas por Transelec son factibles de realizar en los plazos considerados, manteniéndose la operación del sistema durante todo el periodo el periodo de realización de las obras en cumpliendo los estándares de la NTSyCS.

Anexo N°1

Previsión de demanda para las simulaciones de flujo de potencia

Anexo N°1: Previsión de demanda máximas coincidentes

N°	Retiro	2007 MW	2008 MW	2009 MW	2010 MW	2011 MW	2012 MW
1	I. CYD (DOLE) 66 kV	0.83	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87
2	I. Cocharcas 66 kV	1.34	1.38	1.41	1.42	1.46	1.49
3	I. Constitución 66 kV	15.75	16.98	18.32	19.42	20.98	22.53
4	I. Curico 66 kV	1.06	1.09	1.12	1.13	1.16	1.19
5	I. El Teniente (Hornos de Arco) 66 kV	5.04	5.18	5.31	5.36	5.51	5.62
6	I. El Teniente 66 kV	1.05	1.08	1.11	1.12	1.15	1.17
7	I. FFCC Buin 66 kV	2.30	2.36	2.42	2.45	2.51	2.56
8	I. Graneros 66 kV	1.76	1.80	1.85	1.87	1.92	1.96
9	I. Hospital 66 kV	2.56	2.62	2.69	2.72	2.79	2.85
10	I. Indura 66 kV	3.11	3.19	3.28	3.31	3.39	3.47
11	I. Itahue 66 kV	1.51	1.55	1.60	1.61	1.65	1.69
12	I. Lirios 66 kV	1.67	1.71	1.76	1.77	1.82	1.86
13	I. Longavi 66kV	1.45	1.49	1.53	1.54	1.59	1.62
14	I. Minera Valle Central 66 kV	17.15	17.60	18.07	18.24	18.73	19.12
15	I. Nueva Aldea 15 kV	18.92	19.43	19.94	20.12	20.67	21.10
16	I. Panguilemo 66kV	1.41	1.44	1.48	1.50	1.54	1.57
17	I. Quinta 66 kV	1.26	1.30	1.33	1.34	1.38	1.41
18	I. Rengo 66 kV	1.92	1.97	2.03	2.05	2.10	2.14
19	I. San Fernando 66 kV	1.45	1.49	1.53	1.54	1.59	1.62
20	I. Tilcoco 66 kV	3.38	3.47	3.56	3.59	3.69	3.76
21	I. Tres Esquinas 66 kV	1.22	1.25	1.28	1.29	1.33	1.36
22	I. Villa Alegre 66 kV	1.63	1.67	1.72	1.73	1.78	1.82
23	I. Ñiquen 66 kV	1.48	1.58	1.69	1.77	1.89	2.00
24	R. Buin + Fatima 66 kV	25.48	27.43	29.54	31.27	33.69	36.08
25	R. Cauquenes 66 kV	7.97	8.58	9.25	9.79	10.56	11.31
26	R. Chillan + Term. 66 kV	21.79	23.48	25.29	26.78	28.87	30.94
27	R. Chimbarongo 66 kV	6.70	7.15	7.63	8.00	8.55	9.07
28	R. Chumiquito 66 kV	14.46	15.73	17.11	18.29	19.90	21.52
29	R. Cipreses 154 kV	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
30	R. Cocharcas 66 kV	10.51	11.14	11.80	12.30	13.05	13.76
31	R. Conafe Linares 66 kV	13.69	14.89	16.19	17.31	18.84	20.37
32	R. Constitucion 66 kV	9.82	10.66	11.58	12.36	13.43	14.51
33	R. Coop. Linares 66 kV	11.11	11.41	11.71	11.82	12.14	12.39
34	R. Curico 1 66 kV	7.57	8.34	9.18	9.93	10.93	11.97
35	R. Curico 2 66 kV	49.31	54.27	59.73	64.62	71.17	77.92
36	R. Graneros 66 kV	11.93	12.74	13.59	14.26	15.23	16.16
37	R. Hospital 66 kV	19.12	20.21	21.37	22.20	23.48	24.68
38	R. Hualane 66 kV	0.56	0.59	0.63	0.65	0.68	0.72
39	R. I. Maipo 66 kV	26.32	28.35	30.55	32.35	34.87	37.36
40	R. Itahue 66 kV	4.51	4.86	5.23	5.54	5.97	6.40
41	R. La Palma 66 kV	5.69	6.13	6.61	7.00	7.54	8.08
42	R. Linares 66 kV	0.48	0.53	0.58	0.62	0.68	0.75
43	R. Lincanten 66 kV	3.08	3.24	3.42	3.54	3.74	3.92
44	R. Longavi 66kV	3.54	3.78	4.03	4.23	4.52	4.80
45	R. Maule 66 kV	0.30	0.32	0.33	0.35	0.37	0.39
46	R. Panguilemo 66kV	3.64	3.74	3.84	3.87	3.98	4.06
47	R. Panimavida 66 kV	5.47	5.84	6.23	6.53	6.98	7.40
48	R. Parral 66 kV	8.85	9.35	9.88	10.27	10.86	11.42
49	R. Parronales 66 kV	0.94	0.99	1.04	1.08	1.14	1.20
50	R. Pelequen 66 kV	25.04	26.63	28.33	29.61	31.52	33.34
51	R. Punta de Cortes 66 kV	57.55	62.00	66.81	70.74	76.26	81.71
52	R. Quilmo 66 kV	6.36	6.82	7.31	7.74	8.30	8.87
53	R. Quinta 66 kV	7.12	7.89	8.74	9.51	10.55	11.62
54	R. Rancagua 66 kV	36.52	38.61	40.81	42.40	44.85	47.14
55	R. Rengo 66 kV	14.25	15.50	16.86	18.02	19.61	21.21
56	R. Retiro 66 kV	1.37	1.45	1.53	1.59	1.69	1.77
57	R. San Carlos 66 kV	8.28	8.75	9.25	9.61	10.17	10.69
58	R. San Fernando 66 kV #1	54.29	58.03	62.04	65.18	69.71	74.12
59	R. San Fernando 66 kV #2	22.59	24.15	25.81	27.12	29.01	30.84
60	R. San Francisco 66 kV	13.06	13.75	14.48	15.00	15.82	16.60
61	R. San Javier 66 kV	3.38	3.50	3.63	3.70	3.84	3.96
62	R. San Miguel 66 kV	6.36	6.60	6.84	6.97	7.23	7.45
63	R. San Pedro 66 kV #1	17.42	18.85	20.41	21.72	23.52	25.32
64	R. San Pedro 66 kV #2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
65	R. San Rafael 66 kV	11.19	12.17	13.24	14.15	15.40	16.66
66	R. Santa Elvira 66 kV	21.64	23.53	25.59	27.36	29.77	32.19
67	R. Talca 1 66 kV	25.73	27.77	29.98	31.80	34.35	36.87
68	R. Talca 2 66 kV	27.75	29.96	32.34	34.30	37.05	39.77
69	R. Teno 66 kV	22.74	24.96	27.41	29.57	32.48	35.45
70	R. Tres Esquinas 66 kV	4.69	4.96	5.25	5.45	5.76	6.06
71	R. Villa Alegre 66 kV	2.79	2.86	2.94	2.96	3.04	3.11
72	R. Villa Prat 66 kV	1.50	1.58	1.67	1.73	1.83	1.91
73	R. Ñiquen 66 kV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
74	SS/AA Curillinque	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
75	SS/AA Pehuenche	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
76	SS7AA Sauzalito	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

753.75 806.56 863.52 908.98 974.37 1038.62

Anexo N°2

Flujos de potencia para la verificación de la factibilidad de la realización de las obras

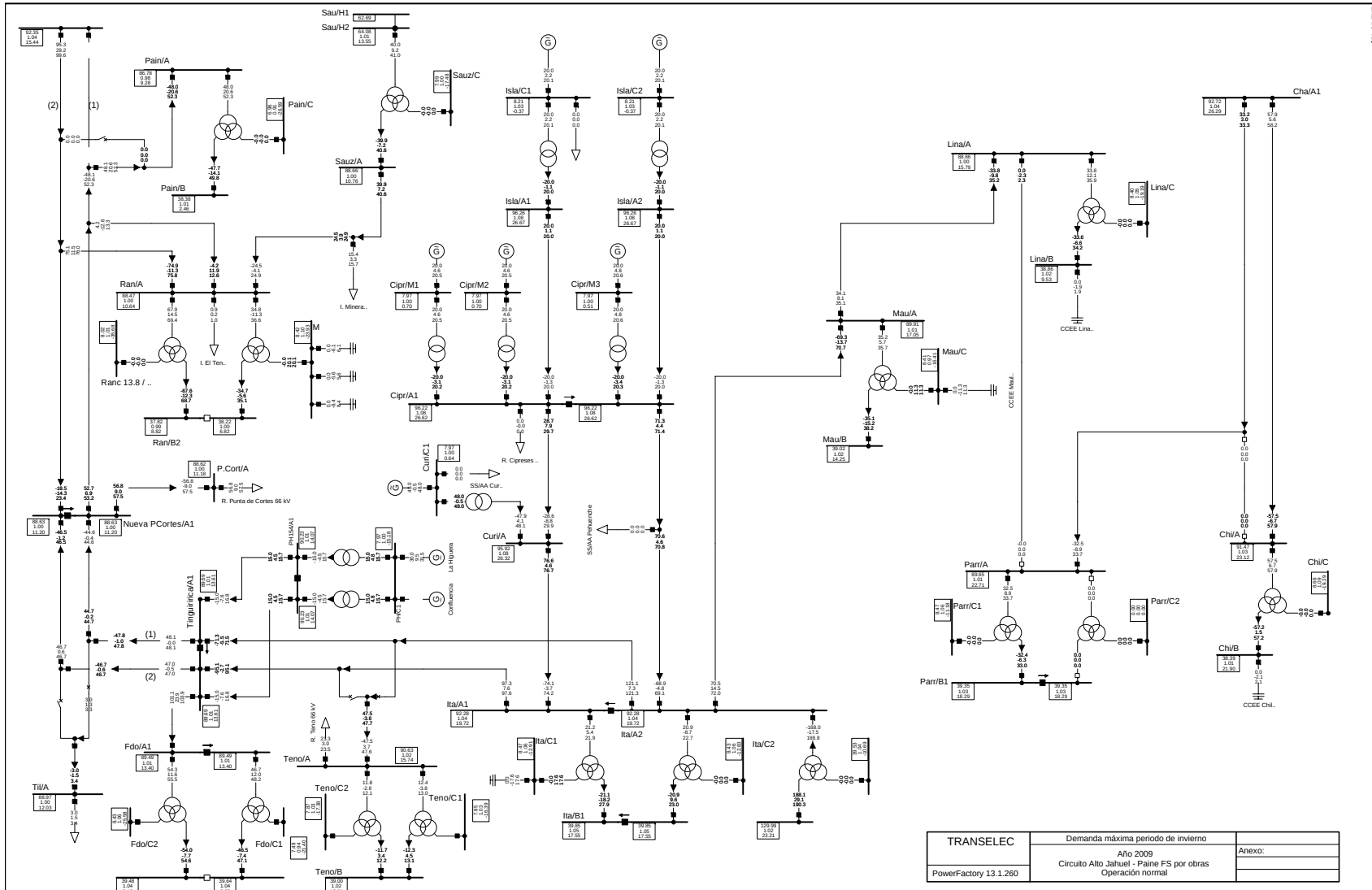
(

(

Anexo 3.1

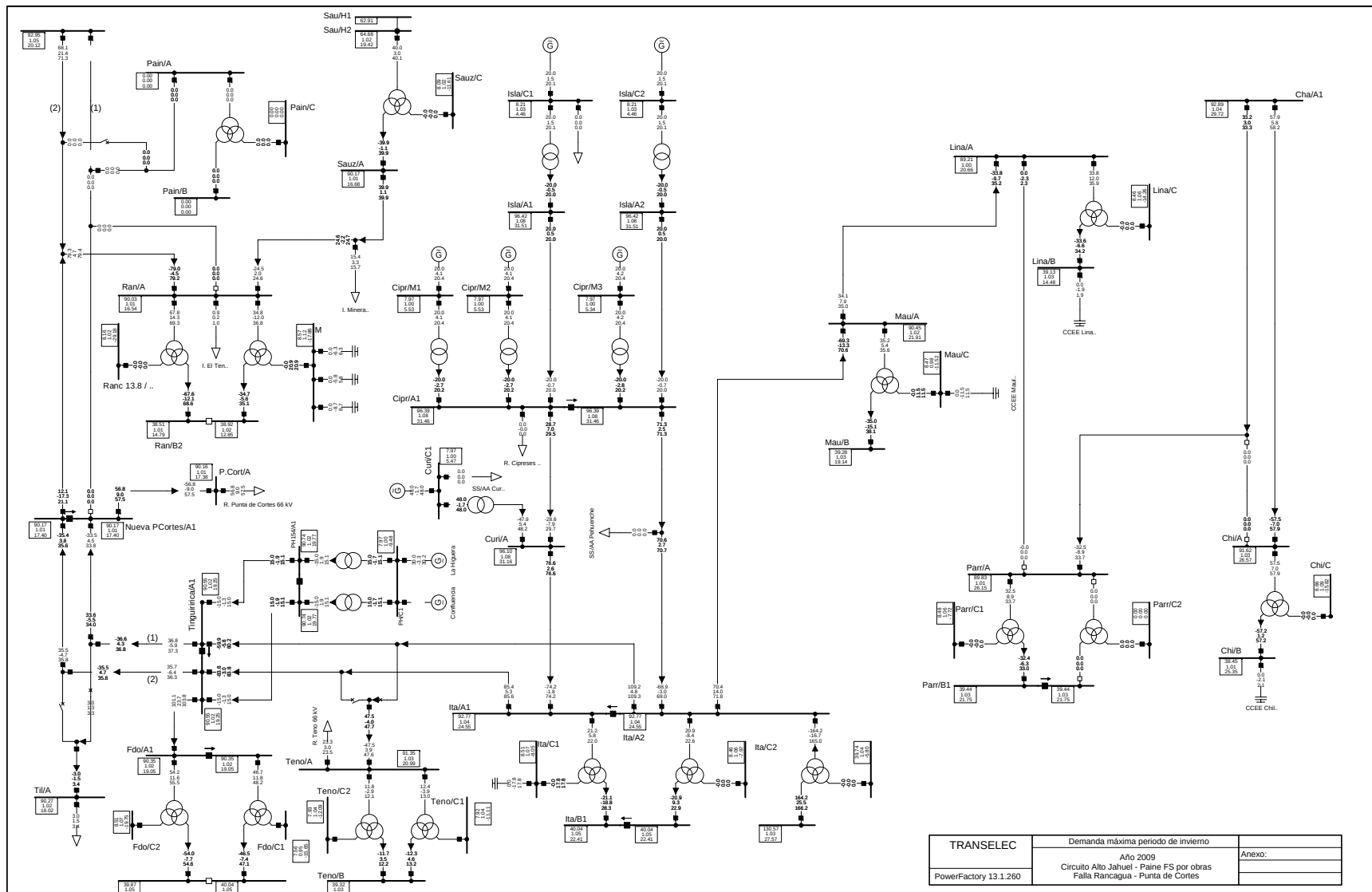
Flujos de potencia con el circuito Alto Jahuel – Paine fuera de servicio por obras

Anexo N°2: Flujos de potencia tramo Alto Jahuel Tuniche fuera de servicio para adecuación a 220 kV







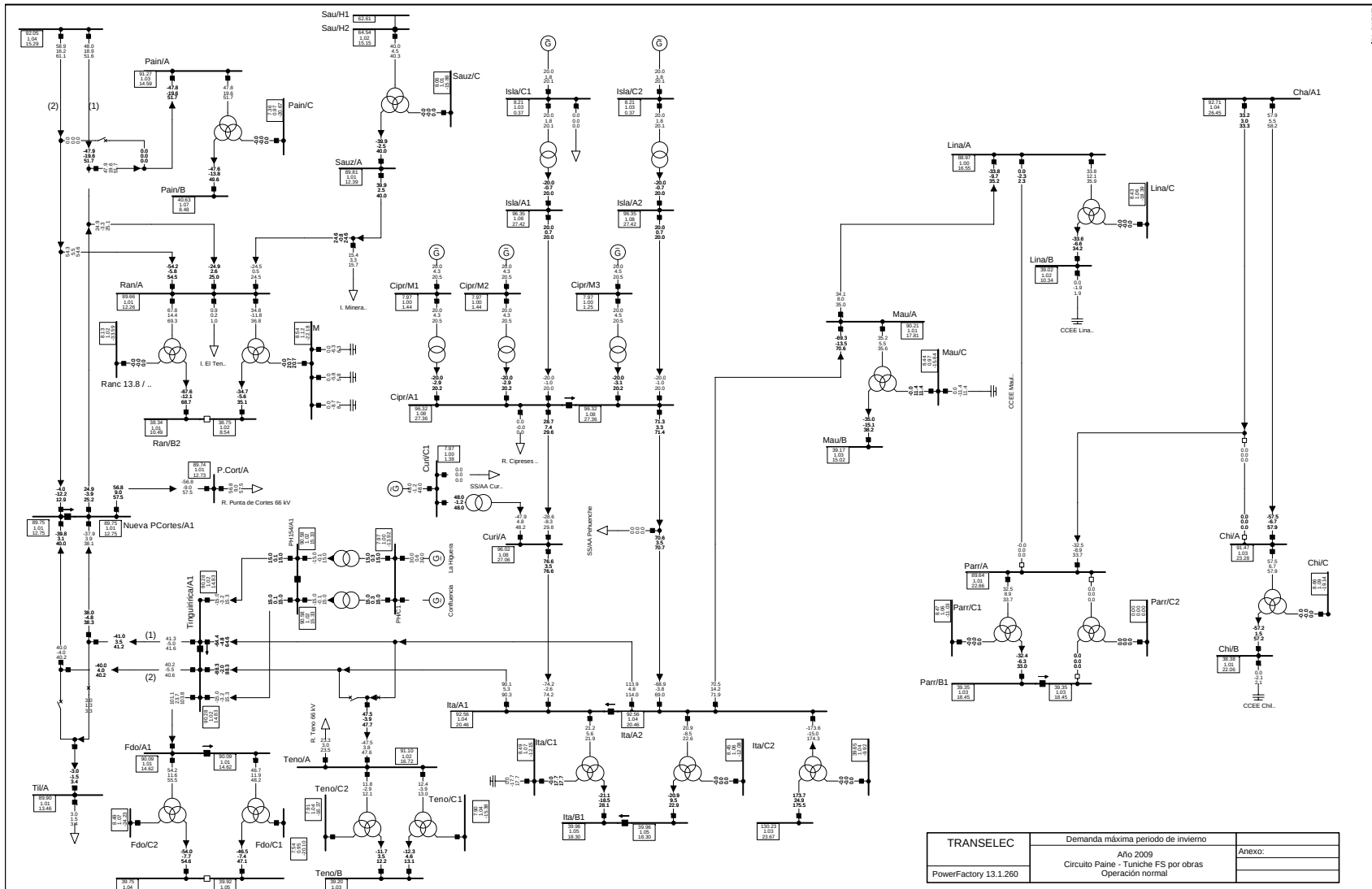


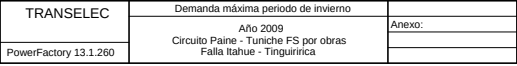
TRANSELEC	Demanda máxima periodo de invierno	
	Año 2009	Anexo:
PowerFactory 13.1.260	Circuito Alto Jahuel - Paine FS por obras	
	Falla Rancagua - Punta de Cortes	

Anexo 3.2

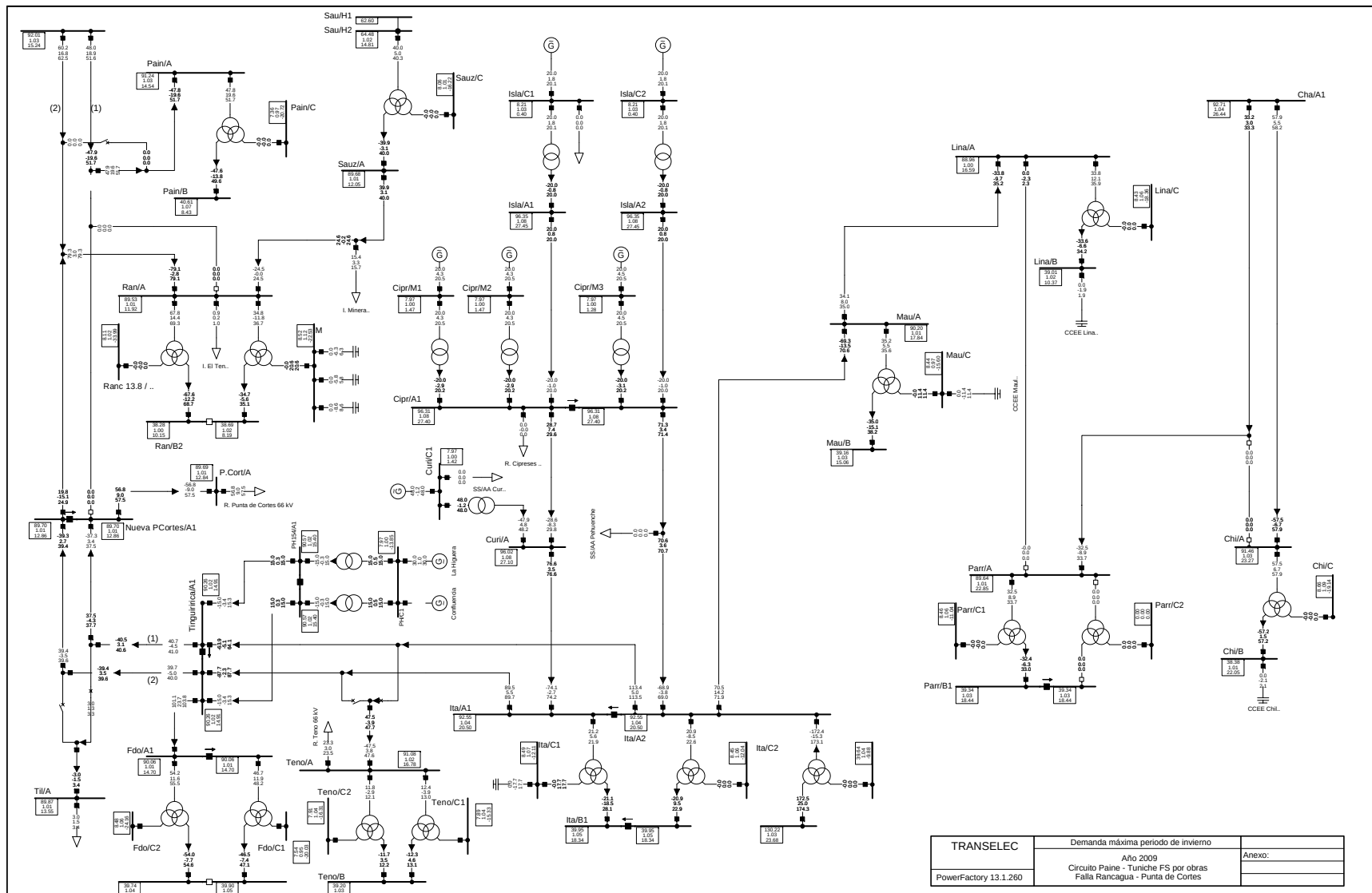
Flujos de potencia con el circuito Paine – Tuniche fuera de servicio por obras

Anexo N°3: Flujos de potencia tramo Alto Jahuel Tuniche fuera de servicio para adecuación a 220 kV



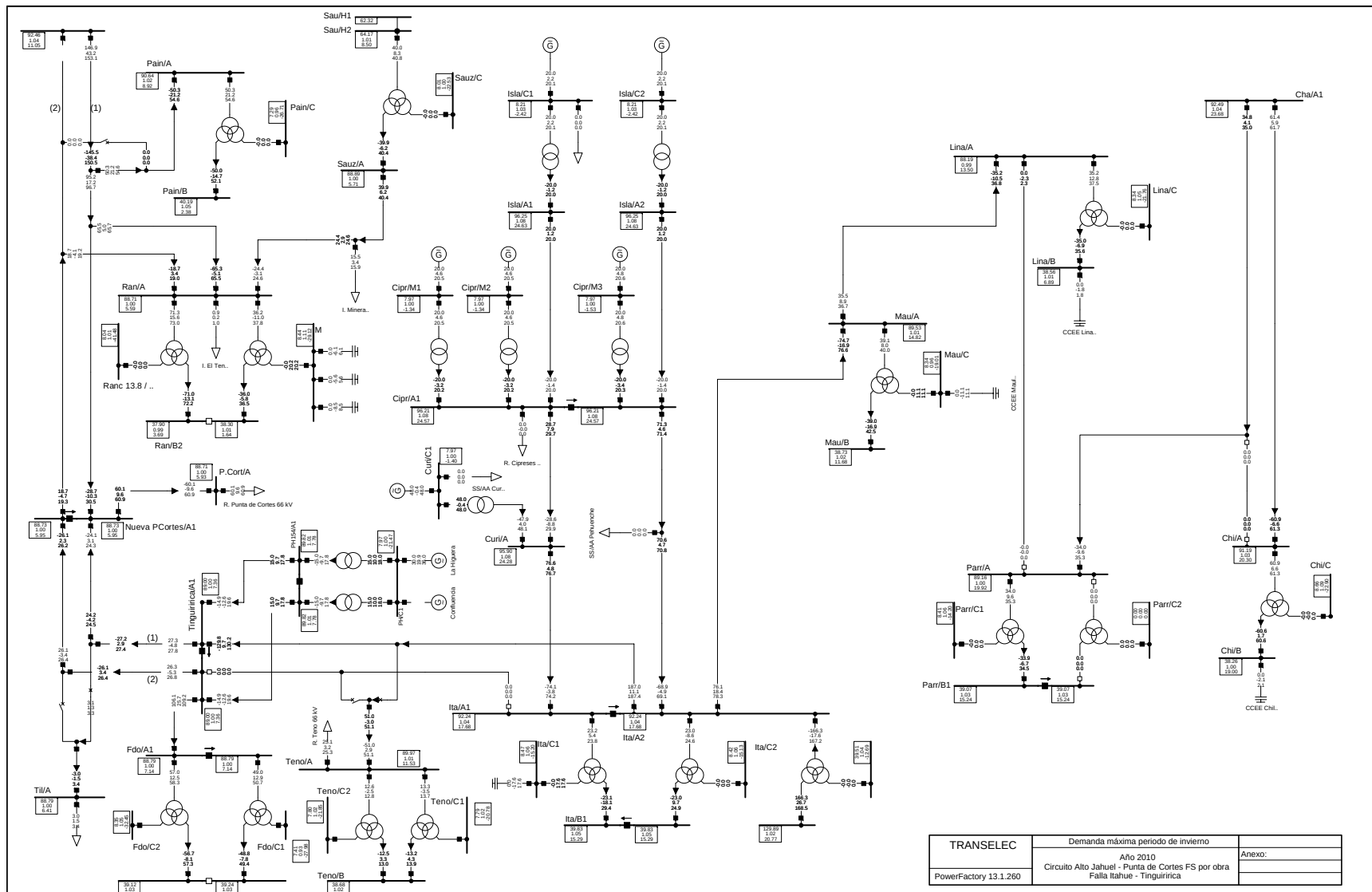






Anexo 3.3

Flujos de potencia con el circuito Alto Jahuel – Punta de Cortes fuera de servicio por obras





C.2 INFORME INGENTRA: TRANSFORMACIÓN A
220 KV DE LA LÍNEA DE 154 KV ALTO JAHUEL
– ITAHUE, TRAMO ALTO JAHUEL – TUNICHE

TRANSFORMACIÓN A 220 kV LÍNEA ITAHUE – ALTO JAHUEL, EN EL TRAMO TUNICHE – ALTO JAHUEL.

COPIA A:		INFORME TÉCNICO		
Unid.	Cant.	ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TRANSFORMACIÓN A 220 kV LÍNEA 2x154 kV ITAHUE – ALTO JAHUEL, EN EL TRAMO TUNICHE – ALTO JAHUEL.		
		ORDEN N°:	 EMPRESA DE INGENIERÍA INGENTRA S.A. DIRECCIÓN DE SERVICIOS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	
		CONTRATO N°		
		ITEM N°:		
		SUBPROVEEDOR:		
		SUBCONTRATISTA:		
		OBSERVACIONES:	Aprobado por: ROBERTO PARDO V. Revisado por: ROBERTO PARDO V. Preparado por: MARIO CARDOZA P.	
		REVISIÓN: Rev. A: 28 de Diciembre de 2006.		
FECHA DE EMISIÓN DIC 2006			N° de Documento GTI-TRS-01-ITE-001 Revisión A	
				
		Interno:	Fecha	N° Revisión A

TRANSELEC S.A.

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TRANSFORMACIÓN A 220 kV
LÍNEA 2x154 kV ITAHUE – ALTO JAHUEL,
EN EL TRAMO TUNICHE – ALTO JAHUEL.**

INDICE

1.	RESUMEN EJECUTIVO	18
2.	ANTECEDENTES.....	22
3.	ESTUDIOS REALIZADOS.....	23
3.1	Estudio topográfico	23
3.2	Estadística	24
3.3	Estudio de distancias eléctricas en las estructuras	24
3.4	Estudio de la distancia del conductor al suelo	33
3.5	Determinación de la condición de instalación del conductor	36
3.6	Antecedentes para la verificación de estructuras	39
3.7	Resultados de la verificación de estructuras	43
3.8	Análisis franja seguridad.....	44
4.	CONCLUSIONES	48

TRANSELEC S.A.

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TRANSFORMACIÓN A 220 kV LÍNEA 2x154 kV ITAHUE – ALTO JAHUEL, EN EL TRAMO TUNICHE – ALTO JAHUEL.

1. RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe se refiere a los estudios realizados de factibilidad, relacionados con la transformación de la línea Itahue – Alto Jahuel de 2x154 kV, en el tramo Tuniche – S/E Alto Jahuel, a 2x220 kV, entre la estructura N° 359 y la estructura N° 505.

Se consideró que la transferencia de potencia en este sector, es igual a lo definido en el Decreto N° 232 del 10 de Septiembre de 2004. Por lo tanto la temperatura máxima de la línea en 220 kV, corresponde a 67 °C.

Los trabajos, estudios y análisis realizados para este proyecto se resumen a continuación:

Se efectuó la topografía de la línea en el sector en estudio, con el objetivo de actualizar el perfil longitudinal y los datos relevantes de cruces con caminos y líneas tanto eléctricas como de comunicación. Como resultado de esta actividad se desarrollaron los planos respectivos.

Se preparó una estadística con los tipos de estructuras, kilometraje y vanos, para luego desarrollar el análisis de distancias del conductor al suelo y a otras obras, considerando distintas condiciones de instalación del conductor (20, 21, 22 y 23% de la tensión de rotura), a partir de lo cual, se obtuvieron los vanos que resultaron con déficit de distancia al suelo y otras obras, para cada condición de instalación, según el siguiente detalle:

- 89 vanos con déficit de distancia, para el 20% de la tensión de rotura.
- 77 vanos con déficit de distancia, para el 21% de la tensión de rotura.
- 57 vanos con déficit de distancia, para el 22% de la tensión de rotura.
- 34 vanos con déficit de distancia, para el 23% de la tensión de rotura.

En función de lo anterior, se evaluó, para cada condición de instalación, las posibles soluciones para obtener el estándar de la línea para 220 kV, tales como reemplazar las actuales crucetas metálicas por crucetas poliméricas en las estructuras de suspensión y si aun persistía el problema, se consideró realizar extensiones en la superestructura de las estructuras comprometidas.

- Para el 20% de la tensión de rotura, instalar crucetas poliméricas en 70 estructuras y realizar la extensión de la superestructura en 1 estructura.
- Para el 21% de la tensión de rotura, instalar crucetas poliméricas en 57 estructuras y realizar la extensión de la superestructura en 1 estructura.
- Para el 22% de la tensión de rotura, instalar crucetas poliméricas en 47 estructuras y realizar la extensión de la superestructura en 1 estructura.
- Para el 23% de la tensión de rotura, instalar crucetas poliméricas en 31 estructuras y realizar la extensión de la superestructura en 1 estructura.

Finalmente, se determinó para cada tramo de la línea, la condición de instalación del conductor, con la cual se minimizan las estructuras que se deben modificar y que a su vez considere el menor valor de tensión, para así lograr que los esfuerzos a los cuales resultarán sometidas las estructuras sean lo más bajo posible.

En este sentido, se determinó para el sector entre Tuniche y Villaseca, la tensión de instalación debería estar en el rango entre el 20% y 22%. Y para el sector entre Villaseca y la S/E Alto Jahuel, la tensión de instalación del conductor debería corresponder al 16% de la tensión de rotura, debido a que con una tensión superior, las estructuras quedaban con solicitudes muy altas.

El resultado del análisis de distancias al suelo y a otras obras es que se deberán instalar crucetas poliméricas en 47 estructuras de suspensión, adicionalmente se deberá realizar una extensión en la superestructura de una

estructura.

Se realizó el cálculo de las solicitaciones, para todos los tipos de estructuras, considerando los datos reales presentes en la línea. Comparándolas con los planos de diseño o con las solicitaciones del proyecto STU-3031, según correspondiera.

En ambos casos, si las solicitaciones son menores o iguales, no se hace necesario verificarlas, si las solicitaciones resultaron mayores se verificaron computacionalmente, utilizando el software RISA 3D Versión 4.5, según el siguiente detalle:

- Estructura tipo CA y CA-B. Sólo fue necesario verificar la estructura N° 364.
- Estructura tipo CA-1. Se verificaron las estructuras N° 418 y N° 422.
- Estructura tipo CD, fue necesario verificarla.
- Estructura tipo CB, no fue necesario verificarla.
- Estructura tipo CC. Del total de siete estructuras se verificaron seis, la torre N° 436, no resiste las solicitaciones y deberá ser reemplazada.
- Las estructuras tipo 15 AD, 22 AD, 15 DD, 15 CD, 22 CD, Ca, 22 DD y 22 FD, fue necesario verificarlas.

Se realizó el estudio de los espaciamientos eléctricos mínimos en aire. El caso más desfavorable se presenta en la estructura de suspensión tipo CA, la cual condiciona las características de distancias en aire que se deberán aceptar en las estructuras para la energización de la línea en 220 kV, según el siguiente detalle:

- Número de aisladores tipo neblina: 10
- Distancia mínima en aire por sobrevoltaje transiente: 1,60 m
- Distancia mínima en aire por sobrevoltaje de frecuencia industrial: 0,70 m

Del análisis de distancias eléctricas, se concluye que del total de 117 estructuras de suspensión, solo una estructura no cumple con las condiciones y

se deberá instalar crucetas poliméricas.

Para el caso de las estructuras de anclaje, tres tipos de estructuras presentan problemas de distancias eléctricas en las condiciones recomendadas, CB, CC y CD. En estos casos la solución es instalar un aislador line-post por fase, para fijar el puente eléctrico a 1,6 metros.

Esta solución se deberá realizar en los siguientes casos:

- En la estructura de anclaje N° 391, tipo CD.
- En la estructura de anclaje N° 436, tipo CC.
- En las ocho (8) estructuras tipo CB.

Existen dos tipos de estructuras de las cuales no se tenían los suficientes antecedentes como para realizar los análisis de solicitaciones y de distancias eléctricas, estas son la estructura tipo CD-BR, con un total de una torre y la estructura tipo ER, que también era una torre.

En relación al estudio de la franja de seguridad de la línea, se concluye lo siguiente:

Para la condición de desviación máxima de la cadena y temperatura del conductor de 40°C, existen 28 vanos en los cuales la franja de seguridad es mayor que 30 metros.

Para la condición de desviación de la cadena de 30° y temperatura del conductor de 67°C, existen 18 vanos en los cuales la franja de seguridad es mayor que 30 metros.

2. ANTECEDENTES

Para realizar el estudio de factibilidad, se consideraron los siguientes antecedentes:

- Cuadro de siluetas típicas de las estructuras y clasificación de estructuras.
- Planos de estructuras, según el siguiente detalle.

CA	Planos de Montaje y agujereadura
CA-B	Planos de Montaje y agujereadura
CA-1	Planos de Montaje y agujereadura
CD	Planos de Montaje y agujereadura
15 AD	Plano de diseño
22 AD	Plano de diseño
15 DD	Plano de diseño
15 CD	Plano de diseño
22 CD	Plano de diseño
Ca	Plano de Diseño
22 DD	Plano de diseño
22 FD	Plano de diseño
CB	Planos de Montaje y agujereadura
CC	Planos de Montaje y agujereadura
DC - BR	Planos de agujereadura
ER	Sin planos

Para el desarrollo del estudio se realizaron las siguientes consideraciones:

- Toda la línea tiene instalado el conductor de aleación de aluminio tipo 6201, de nombre de código GREELEY.

- La línea en estudio tiene dos sectores claramente definidos, dado que sus diseños son diferentes y además poseen tipos de estructuras distintos, el primer sector es entre Tuniche y Villaseca, desde la estructura N° 359 a la N° 477 y el segundo sector entre Villaseca y la S/E Alto Jahuel, entre las estructura N° 477 y N° 505.

3. ESTUDIOS REALIZADOS

3.1 Estudio topográfico

Se efectuaron las mediciones topográficas a fin de obtener un perfil del terreno actualizado, necesario para determinar las condiciones de instalación del conductor con distancias al suelo y/o a otros obstáculos de acuerdo a la reglamentación.

Las mediciones topográficas se efectuaron según el siguiente detalle:

- Medición de la longitud de todos los vanos
- Cota de la base y del punto suspensión ó anclaje en cada estructura.
- Cotas y distancias, medidas desde una estructura del vano en estudio, a un mínimo tres puntos del terreno elegido donde el conductor se encuentra más cercano al suelo.
- Medición de cotas y distancias, medidas desde una estructura del vano en estudio a todos los cruces de caminos principales y de líneas eléctricas ó de comunicación.
- Medición de la altura del conductor de las líneas que cruzan el trazado de la línea Itahue-alto Jahuel, en el tramo Tuniche – S/E Alto Jahuel.

Como resultado de esta actividad se desarrollaron los planos del perfil longitudinal de la línea con el detalle planimétrico del eje del trazado de la línea

(camins principals i línies)

3.2 Estadística

A partir de la informació de los planos de perfil con ubicació de estructures actualizado, se realizó un cuadro estadístico de la línea el cual contiene el número correlativo, el tipo, el kilometraje de ubicació y la cota de la base de cada estructura.

Este cuadro estadístico se incluye en el Anexo N° 1.

En esta estadística, falta información de las estructures N° 364 y N° 384, las cuales corresponden a estructures nuevas y que se instalaron para elevar la altura del conductor en cruces específicos con la ruta 5.

Con los valores indicados en el cuadro estadístico de la línea, fue posible representar en archivo magnético (AutoCad) el perfil actualizado y la ubicació de cada estructura, su altura de proyecto al conductor inferior y los vanos entre ellas.

3.3 Estudio de distancias eléctricas en las estructures

La situación más desfavorable se presenta en la estructura de suspensión tipo CA, (presente en el primer sector de la línea), por ser la que tiene menores distancias entre fases y por lo tanto condiciona las características de distancias en aire que se deberán aceptar en las estructures para la energización de la línea en 220 kV, según el siguiente detalle:

- Para el primer sector, la cadena de aisladores tendrá diez (10) aisladores tipo neblina, por lo tanto el largo de la cadena se consideró de 1,86 m.
- Para el segundo sector, la cadena de aisladores tendrá doce (12) aisladores tipo neblina, por lo tanto el largo de la cadena se consideró de 2,15 m
- La distancia mínima en aire por sobrevoltaje de frecuencia industrial

debe ser de 0,70 m. (Se produce por la aplicación de la condición de viento máximo sobre la cadena de aisladores)

- La distancia mínima en aire por sobrevoltaje transiente debe ser de 1,60 m. (Se produce por la aplicación de la condición de un cuarto del viento máximo sobre la cadena de aisladores)

El análisis de distancias eléctricas se realizó además para cada tipo de estructura, considerando la condición más desfavorable, de acuerdo a lo siguiente:

Para el caso de las estructuras de suspensión, se ordenó cada tipo de estructura en orden decreciente, de acuerdo a la relación vano de viento/vano peso (L_v/L_p), debido que, a mayor relación L_v/L_p , mayor es la desviación de la cadena de suspensión.

Se consideró en forma adicional, el caso de las estructuras de suspensión en ángulo.

Si el caso más desfavorable no cumplía con las condiciones, se analizaba la siguiente estructura que resultó del orden realizado, y así sucesivamente hasta encontrar la estructura que cumpliera con las distancias eléctricas.

Para el caso de las estructuras de anclaje, se ordenó cada tipo de estructura en orden decreciente, de acuerdo al valor del ángulo, debido a que la estructura queda limitada por el puente eléctrico, considerando que a mayor ángulo, el puente se acerca más al cuerpo de la torre.

En las figuras siguientes, se presentan los esquemas de distancias eléctricas, con cadena y sin cadena para el puente.

Figura N°1, Puente eléctrico para torres de anclaje entre Tuniche y Alto Jahuel

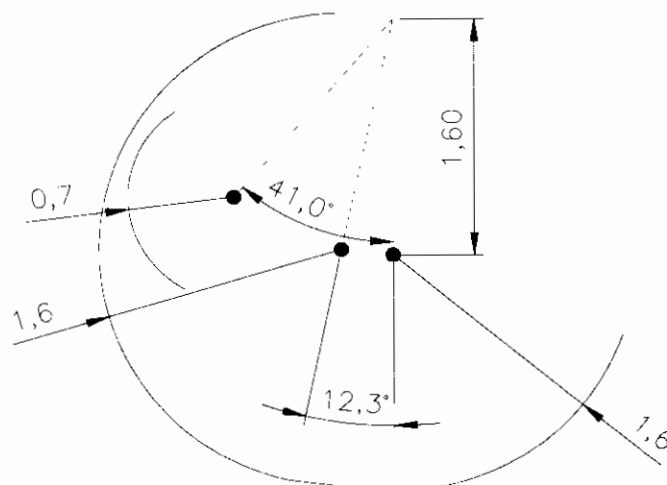


Figura N°2, Puente eléctrico para torres de anclaje entre Villaseca y Alto Jahuel

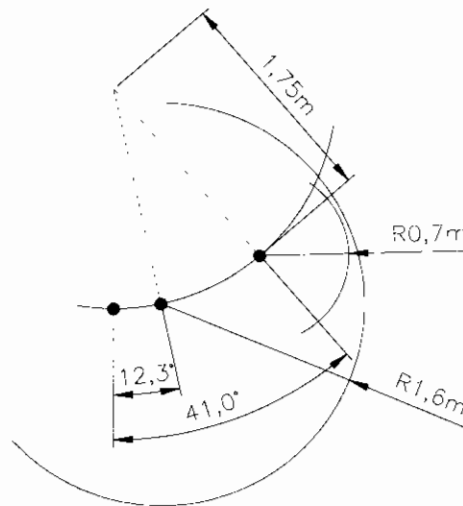
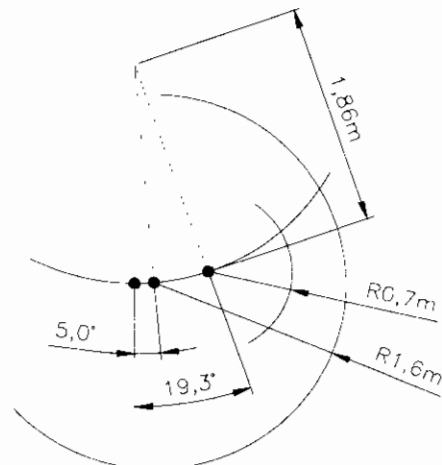


Figura N°3, Puente eléctrico con cadena de suspensión para torres de anclaje (con 10 aisladores)



Si el caso más desfavorable no cumplía, se analizaba la siguiente estructura que resultó del orden realizado, y así sucesivamente hasta encontrar la estructura que en las condiciones aceptadas, cumpliera con las distancias eléctricas.

A continuación se detalla el análisis de las distancias eléctricas para cada una de los tipos de estructuras presentes en la línea, en el sector estudiado y cuyos croquis con las siluetas y esquemas de distancias eléctricas se presentan en el Anexo N° 2.

3.3.1 Estructura de suspensión tipo CA

- a. El primer caso que se analizó fue la estructura de suspensión tipo CA N° 383, la cual tiene una deflexión de 1,78°.

En este caso la cadena de suspensión con viento máximo se desvía 52° y con viento un cuarto se desvía 26°.

En esta condición y según se muestra en el Croquis TRS-01-CR-01, no se cumple con las distancias eléctricas, por lo que requiere el reemplazo de las actuales crucetas metálicas por crucetas poliméricas.

- b. La siguiente estructura analizada, es la que presenta la mayor razón vano viento/vano peso y que corresponde a la torre N° 434.

En este caso la cadena de suspensión con viento máximo se desvía 44° y con viento un cuarto se desvía 14°.

En esta condición y según se muestra en el Croquis TRS-01-CR-02, se cumple satisfactoriamente con las distancias eléctricas, que se proponen para la energización de la línea en 220 kV.

- c. En consecuencia, el resto de las estructuras tipo CA, no presenta problemas de distancias eléctricas.

3.3.2 Estructura de suspensión tipo CA-B

- a. En el caso de la estructura de suspensión tipo CA-B, la primera

estructura analizada es una estructura que presenta una pequeña deflexión de $0,84^\circ$, la cual corresponde a la torre N° 385.

En este caso la cadena de suspensión se desvía 44° con viento máximo y 17° con viento un cuarto.

En esta condición y según se muestra en el Croquis TRS-01-CR-03, se cumple satisfactoriamente con las distancias eléctricas.

- b. La siguiente estructura analizada, es la que presenta la mayor razón vano viento/vano peso y que corresponde a la torre N° 419.

En este caso la cadena de suspensión se desvía 51° con viento máximo y 17° con viento un cuarto.

En esta condición y según se muestra en el Croquis TRS-01-CR-04, se cumple satisfactoriamente con las distancias eléctricas.

- c. En consecuencia, el resto de las estructuras tipo CA-B, no presenta problemas de distancias eléctricas.

3.3.3 Estructura de suspensión tipo CA-1

- a. Para el caso de la estructura tipo CA-1, la primera estructura analizada es aquella que presenta la mayor razón vano viento/vano peso y que corresponde a la torre N° 414.

En este caso la cadena de suspensión se desvía 59° con viento máximo y 23° con viento un cuarto.

En esta condición y según se muestra en el Croquis TRS-01-CR-05, se cumple satisfactoriamente con las distancias eléctricas.

- b. En consecuencia, las dos estructuras tipo CA-1 restantes, no presentan problemas de distancias eléctricas.

3.3.4 Estructura de suspensión tipo 15AD

- a. La estructura tipo 15AD que se analizó en primer lugar es aquella que

presenta la mayor razón vano viento/vano peso y que corresponde a la torre N° 476.

En este caso la cadena de suspensión se desvía 40° con viento máximo y 12° con viento un cuarto.

En esta condición y según se muestra en el Croquis TRS-01-CR-06, se cumple satisfactoriamente con las distancias eléctricas.

- b. En consecuencia, las dos estructuras tipo 15AD restantes, no presentan problemas de distancias eléctricas.

3.3.5 Estructura de suspensión tipo 22AD

- a. El primer caso que se analizó para la estructura de suspensión tipo 22AD fue la torre N° 480, la cual tiene una deflexión de 1,5°.

En este caso la cadena de suspensión se desvía 48° con viento máximo y 23° con viento un cuarto.

En esta condición y según se muestra en el Croquis TRS-01-CR-07, se cumple satisfactoriamente con las distancias eléctricas.

- b. De acuerdo a lo señalado en el punto anterior, las siguientes estructuras que presentan ángulo, N° 487 con 1,34° y la N° 489 con 1,31°, no presentan problemas de distancias eléctricas.

- c. La siguiente estructura analizada, es la que presenta la mayor razón vano viento/vano peso y que corresponde a la torre N° 490.

En este caso la cadena de suspensión se desvía 43° con viento máximo y 13° con viento un cuarto.

En esta condición y según se muestra en el Croquis TRS-01-CR-08, se cumple satisfactoriamente con las distancias eléctricas.

- c. En consecuencia, el resto de las estructuras tipo 22AD, no presenta problemas de distancias eléctricas.

3.3.6 Estructura de anclaje tipo 15DD

La única estructura de anclaje tipo 15DD que existe en la línea corresponde a la torre N° 478, la cual tiene un ángulo de $3,7^\circ$, esta estructura no tiene cadenas de suspensión para el puente eléctrico, por lo tanto la ubicación del puente eléctrico desde el extremo de la cruceta se produce a 0,1 metros, según se observa en el Croquis TRS-01-CR-09, en el cual también se puede apreciar que se cumple satisfactoriamente con las distancias eléctricas, que se proponen para la energización de la línea en 220 kV.

3.3.7 Estructura de anclaje tipo 15CD

La estructura de anclaje tipo 15CD que presenta el mayor ángulo ($26,24^\circ$) corresponde a la torre N° 495, esta estructura no tiene cadenas de suspensión para el puente eléctrico, por lo tanto la ubicación del puente eléctrico desde el extremo de la cruceta se produce a 0,56 metros, según se observa en el Croquis TRS-01-CR-10, en el cual también se puede apreciar que se cumple satisfactoriamente con las distancias eléctricas.

En consecuencia, el resto de las estructuras tipo 15CD, no presenta problemas de distancias eléctricas.

3.3.8 Estructura de anclaje tipo 22CD

La estructura de anclaje tipo 22CD que presenta el mayor ángulo ($25,72^\circ$) corresponde a la torre N° 502, esta estructura no tiene cadenas de suspensión para el puente eléctrico, por lo tanto la ubicación del puente eléctrico desde el extremo de la cruceta se produce a 0,55 metros, según se observa en el Croquis TRS-01-CR-11, en el cual también se puede apreciar que se cumple satisfactoriamente con las distancias eléctricas.

En consecuencia, el resto de las estructuras tipo 22CD, no presenta problemas de distancias eléctricas.

3.3.9 Estructura de anclaje tipo Ca

La única estructura de anclaje tipo Ca que existe en la línea corresponde a la torre N° 494, la cual tiene un ángulo de $17,70^\circ$, esta estructura no tiene cadenas de suspensión para el puente eléctrico, por lo tanto la ubicación del puente eléctrico desde el extremo de la cruceta se produce a 0,38 metros, según se observa en el Croquis TRS-01-CR-12, en el cual también se puede apreciar que se cumple satisfactoriamente con las distancias eléctricas.

3.3.10 Estructura de anclaje tipo 22DD

La estructura de anclaje tipo 22DD que presenta el mayor ángulo ($67,28^\circ$) corresponde a la torre N° 505, esta estructura utiliza cadenas de suspensión para el puente eléctrico, según se observa en el Croquis TRS-01-CR-13, en el cual también se puede apreciar que se cumple satisfactoriamente con las distancias eléctricas.

En consecuencia, el resto de las estructuras tipo 22DD, no presenta problemas de distancias eléctricas.

3.3.11 Estructura de anclaje tipo 22FD

Las dos estructuras de anclaje tipo 22FD que existen en este sector de la línea, presenta un ángulo cercano a 90° , esta estructura utiliza cadenas de suspensión para el puente eléctrico, según se observa en el Croquis TRS-01-CR-14, en el cual también se puede apreciar que se cumple satisfactoriamente con las distancias eléctricas.

3.3.12 Estructura de anclaje tipo CD

La única estructura de anclaje tipo CD que existe en la línea corresponde a la torre N° 391, la cual tiene un ángulo de $18,14^\circ$ y no utiliza cadenas de suspensión para el puente eléctrico.

La ubicación del puente eléctrico desde el extremo de la cruceta se produce a 0,37 metros, según se observa en el Croquis TRS-01-CR-15, en el cual también se puede apreciar que en esta condición no se cumple con las

distancias eléctricas, específicamente con la distancia para sobrevoltaje transiente.

Ahora bien, la solución para lograr las distancias eléctricas es utilizar un aislador Line-Post adecuado para 220 kV, tal como se observa en el Croquis TRS-01-CR-16, con lo cual se fija la posición del puente eléctrico a 1,6 metros, con lo cual se cumple con las distancias propuestas.

3.3.13 Estructura de anclaje tipo CC

El caso de esta estructura es bastante especial, considerando que la distancia vertical entre las crucetas es muy reducida (3,4 metros) por lo tanto se hace muy complicado que las distancias eléctricas en aire puedan cumplir con las condiciones que se proponen para 220 kV.

En el croquis N° TRS-01-CR-17, se presenta el análisis de las distancias eléctricas para la estructura tipo CC.

Las figuras 1, 2 y 3 representan la condición sin cadenas de suspensión para el puente eléctrico, para la estructura N° 436 la que tiene el mayor ángulo (40,12°), la estructura N° 401 que tiene un ángulo de 19° y la estructura N° 392 que está en recta, respectivamente. Las siguientes estructuras de la línea tienen un ángulo menor que 19°.

Al observar las tres primeras figuras del croquis N° TRS-01-CR-17, se concluye que solamente la estructura N° 436, presenta problemas de distancia eléctrica, por lo tanto, la solución para lograr las distancias eléctricas es utilizar un aislador Line-Post adecuado para 220 kV, tal como se observa en la figura 4 del Croquis TRS-01-CR-17, con lo cual se fija la posición del puente eléctrico a 1,6 metros, con lo cual se cumple con las distancias propuestas.

3.3.14 Estructura de anclaje tipo CB

Al igual que en el caso de la estructura tipo CC, la estructura tipo CB tiene una

distancia vertical entre las crucetas muy reducida (3,4 metros), adicionalmente el ancho de la cruceta es también muy pequeño (4,5 metros), por lo tanto es casi imposible que las distancias eléctricas en aire puedan cumplir con las condiciones que se proponen para 220 kV.

En el croquis N° TRS-01-CR-18, se presenta el análisis de las distancias eléctricas para la estructura tipo CB.

Para la estructura de la figura 1, se consideró el caso de la torre N° 468, la cual presenta el mayor ángulo ($7,84^\circ$) y para la estructura de la figura 2, se consideró el caso de las torres tipo CB que se ubican en recta.

Al observar las dos primeras figuras del croquis N° TRS-01-CR-18, correspondiente a las distintas condiciones de la estructura tipo CB y que abarcan el total de estructuras de este tipo, concluimos que no cumplen con las distancias eléctricas que se proponen para la energización de la línea en 220 kV.

Por lo tanto, la solución para lograr las distancias eléctricas es utilizar un aislador Line-Post adecuado para 220 kV, tal como se observa en la figura 3 del Croquis TRS-01-CR-18, con lo cual se fija la posición del puente eléctrico a 1,6 metros, con lo cual se cumple con las distancias propuestas.

3.4 Estudio de la distancia del conductor al suelo

Se consideró que la transferencia de potencia en este sector, es igual a lo definido en el Decreto N° 232 del 10 de Septiembre de 2004. Por lo tanto la temperatura máxima de la línea en 220 kV, corresponde a 67°C .

Se representó en el perfil topográfico la catenaria del conductor GREELEY, dibujando su catenaria correspondiente a la temperatura de 67°C y para distintas condiciones de instalación, es decir, considerando la tensión mecánica normal (temperatura del conductor a 15°C y sin viento), correspondiente al 20%, 21%, 22% y 23% de la tensión de rotura, para luego evaluar la cantidad de vanos que resultaron con déficit de distancia al suelo.

En el tabla N°1, se muestra la cantidad de vanos, por cada tramo de la línea, que resultaron con déficit de altura al suelo y a otras obras, en el sector considerado en este estudio entre Tuniche – S/E Alto Jahuel, para cada una de la condiciones de instalación del conductor.

Tabla N°1: Número de Vanos con Déficit de Altura por Tramo

Tramo	Número de Vanos con Déficit de Altura por Tramo			
	Tensión 20 %	Tensión 21 %	Tensión 22 %	Tensión 23 %
359 - 367	5	5	2	0
367 - 379	10	9	3	2
379 - 390	8	7	6	3
392 - 401	9	8	6	5
401 - 413	11	11	9	4
417 - 420	1	0	0	0
420 - 421	1	0	0	0
423 - 436	11	10	7	3
436 - 447	6	4	3	3
447 - 457	10	7	7	3
458 - 468	8	7	6	4
468 - 477	8	7	6	6
483 - 485	1	1	1	0
504 - 505	0 (*)			
TOTAL	89	77	57	34

(*) Por distancia de cruce con la línea de 500 kV, no puede aumentarse la tensión normal más allá del 20%.

Como se observa de la tabla N°1, al ir aumentando la tensión de instalación del conductor, se logra una disminución en la cantidad de vanos con déficit de distancia, pero no se solucionan todos los casos.

Para solucionar los problemas de distancia al suelo y a otras obras que cruzan el trazado de la línea, se consideró la utilización de crucetas poliméricas y la

modificación de estructuras (extensión en la superestructura).

Al aplicar la utilización de crucetas poliméricas, en las estructuras de suspensión, reemplazando las actuales crucetas metálicas por crucetas poliméricas, se produce un aumento en la distancia del conductor al suelo, en el punto de apoyo del conductor en aproximadamente el largo de la cadena.

Para cada una de las tensiones mecánicas consideradas en el estudio, se analizó caso por caso el aumento de distancia del conductor al suelo, con lo cual se obtuvo, en los vanos analizados, el estándar adecuado que se debe considerar para una línea de 220 kV

La cantidad y tipos de estructuras que fue necesario instalar crucetas poliméricas, para cada condición de instalación del conductor, se indican en las tablas N° 2 y N° 3, respectivamente.

Tabla N°2: Cantidad de estructuras con crucetas poliméricas para cada condición de instalación

Tramo	Vano Equivalent m	Cantidad de estructuras a modificar			
		Tensión 20 %	Tensión 21 %	Tensión 22 %	Tensión 23 %
359 - 367	362,99	3	3	2	0
367 - 379	337,41	6	6	3	2
379 - 390	354,28	6	4	4	3
392 - 401	365,20	7	6	3	3
401 - 413	362,45	8	7	5	4
417 - 420	436,39	1	0	0	0
423 - 436	356,85	9	7	7	3
436 - 447	351,69	6	5	4	3
447 - 457	350,51	9	7	7	4
458 - 468	352,61	7	6	6	4
468 - 477	346,96	7	5	5	5
483 - 485	294,24	1	1	1	0
TOTAL		70	57	47	31

Tabla N°3: Tipos de estructuras con crucetas poliméricas para cada condición de instalación

Tipo de Estructura	Estructuras a modificar			
	Tensión 20 %	Tensión 21 %	Tensión 22 %	Tensión 23 %
CA	53	44	39	28
CA-B	15	11	6	2
15AD	1	1	1	1
22AD	1	1	1	0

Sin embargo, se presentan vanos, en los cuales, la condición deficitaria de distancia del conductor, no se arregla modificando las crucetas de las estructuras de suspensión. Este caso se presenta en el vano 392 – 393, por lo tanto se requiere realizar una extensión en la superestructura de una de las estructuras comprometidas.

3.5 Determinación de la condición de instalación del conductor

Se determinó la condición de instalación del conductor en los distintos tramos de la línea, optimizando los resultados, es decir, minimizar el número de estructuras en que deberán ser instaladas crucetas poliméricas, procurando que la tensión normal del tramo sea la más baja posible, con el objetivo de evitar, posibles refuerzos y/o reemplazos de torres.

Es en este sentido, se ha adoptado la conveniencia de instalar el conductor como máximo con un 22% de la tensión de rotura.

En el primer sector, entre Tuniche y Villaseca, se consideró la variación de la tensión de instalación del conductor entre el 20% y el 22% de la tensión de rotura, debido a los problemas que se presentan de distancias al suelo y a otras instalaciones.

En el segundo sector, entre Villaseca y la S/E Alto Jahuel, y debido a que los esfuerzos resultantes para las estructuras eran mayores que los indicados en los respectivos cuadro de cargas de diseño, es que se consideró reducir la tensión de instalación a un 16%, considerando que no se producen problemas de distancias al suelo y a otras instalaciones, exceptuando los siguientes casos, en que se tuvo que considerar la instalación del conductor al 20%, en el tramo respectivo.

- Vano 484-485, por el cruce de línea de 66 kV.
- Vanos 499-500, por cruce de carretera acceso sur a Santiago.

Finalmente, y luego de analizar la línea tramo por tramo, se determinaron las tensiones de instalación del conductor, los cuales se muestran en la tabla N° 4.

Tabla N°4: Condición final de la línea.

Tramo	Tensión	
	%	kg
359 - 367	22%	3.041
367 - 379	22%	3.041
379 - 390	21%	2.903
390 - 391	20%	2.765
391 - 392	20%	2.765
392 - 401	22%	3.041
401 - 413	22%	3.041
413 - 415	20%	2.765
415 - 417	20%	2.765
417 - 420	21%	2.903
420 - 421	21%	2.903
421 - 423	20%	2.765
423 - 436	21%	2.903
436 - 447	22%	3.041
447 - 457	21%	2.903
457 - 458	20%	2.765
458 - 468	21%	2.903
468 - 477	22%	3.041
477 - 478	16%	2.212
478 - 483	16%	2.212
483 - 485	20%	2.765
485 - 486	16%	2.212
486 - 488	16%	2.212
488 - 492	16%	2.212
492 - 494	16%	2.212
494 - 495	16%	2.212
495 - 502	20%	2.765
502 - 504	16%	2.212
504 - 505	16%	2.212

En la condición final definida para la línea, se deberán realizar los siguientes trabajos, para mantener la distancia del conductor al suelo y a otras obras de

acuerdo al estándar de una línea de 220 kV:

1. Reemplazo de las actuales crucetas metálicas por crucetas poliméricas en 47 estructuras, según se muestra en la tabla N° 5 y de acuerdo al tipo de estructuras indicadas en la tabla N° 6.

Tabla N°5: Cantidad de estructuras con crucetas poliméricas

Tramo	N° de Estructuras con crucetas poliméricas	Tipo
359 - 367	361	CA
	366	CA-B
367 - 379	369 371 378	CA
379 - 390	380 382 386 388	CA
392 - 401	393	CA-B
	395 399	CA
401 - 413	402 404 407 409	CA
	411	CA-B
423 - 436	424 426 428 429 431	CA
	433 435	CA-B
436 - 447	438 444 446	CA
	445	CA-B
447 - 457	448 449 450 451 454 456	CA
	452	CA-B
458 - 468	459 460 461 462 464	CA
	466	CA-B
468 - 477	469 472 473 475	CA
	476	15AD
483 - 485	484	22AD

Tabla N°6: Cantidad de estructuras por tipo con crucetas poliméricas

Tipo de Estructura	Cantidad de Estructuras
CA	37
CA-B	8
15AD	1
22AD	1

2. Diseño y fabricación de una extensión en la superestructura de la estructura de suspensión tipo CA-B N° 393.

En el anexo N° 4, se presentan los planos con el perfil longitudinal con la distribución de estructuras, considerando la correspondiente condición de instalación del conductor y las modificaciones en las estructuras, para conseguir el estándar de la línea de 220 kV, en función de la distancia del conductor al suelo y a otras obras.

3.6 Antecedentes para la verificación de estructuras

Debido al cambio de conductor y sus nuevas condiciones de instalación, las estructuras existentes en la línea Itahue – Alto Jahuel, sector Tuniche – Alto Jahuel, quedaron sometidas a nuevos esfuerzos.

La designación de los tipos de estructuras existentes en la línea en estudio, y la cantidad se muestra en la tabla N° 7.

Tabla N°7: Cantidad de estructuras por tipo

Tipo	Cantidad de estructuras
CA	74
CA-B	22
CA-1	3
15 AD	3
22 AD	15
15 DD	1
15 CD	4
22 CD	2
Ca	1
22 DD	2
22 FD	2
CB	8
CC	7
CD	1
DC - BR	1
ER	1

CE	1
Total	148

Mención Especial tiene la estructura tipo CE, que por tratarse de una estructura de transposición, no cumple con las distancias eléctricas, por lo tanto, esta estructura se debe reemplazar por una adecuada para 220 kV.

El cálculo de las solicitaciones, para todos los tipos de estructuras, se efectuó con la utilización de un software que dispone INGENTRA, el cual considera todas las solicitaciones y sus combinaciones, en función de los datos reales presentes en la línea, esto es, condición de instalación del conductor, vanos de viento, vanos de peso, deflexiones, etc.

La verificación de estructuras se realizó de tres formas, las cuales se detallan a continuación:

- a. De las siguientes estructuras, 22FD, 15 AD, 15 CD, 22 AD, 22 CD, 15 DD, se tienen los planos de diseño. Por lo tanto se conocen las solicitaciones de proyecto detalladas en el cuadro de cargas.

La metodología adoptada para analizarlas, fue realizando la comparación entre las solicitaciones reales a que están sometidos las estructuras y el cuadro de cargas de diseño.

- b. Del proyecto STU-3031, realizado en la línea Itahue-Alto Jahuel, en el sector de Itahue-San Fernando, se realizó la verificación de los siguientes tipos de estructuras, los cuales también están presentes en el sector Tuniche-Alto Jahuel, CA, CA-B, CA-1, CB, CC, y CD.

De los resultados obtenidos de las solicitaciones, presentes en la condición de estudio, se comparan con los resultados del proyecto anterior. Si las solicitaciones son menores o iguales, se considera que no requieren verificación y se consideran validos los resultados anteriores.

- c. Si de los puntos anteriores, se obtiene que las solicitaciones son mayores que las cargas de proyecto o que las cargas consideradas en el

proyecto STU-3031, el siguiente paso, corresponde realizar la verificación computacional de las estructuras.

Las verificaciones las realizó el Ingeniero Civil Estructural Sr. José Trejo L. utilizando el software RISA 3D Versión 4.5.

Los datos de las solicitaciones calculadas para cada estructura se presentan en el Anexo N° 3.

A continuación se presenta el detalle de los estudios realizados para cada tipo de estructura:

3.6.1 Estructura de suspensión tipo CA y CA-B (corresponde a la estructura CA con extensión de 4 m)

Las solicitaciones reales de este tipo de estructura fueron comparadas con los valores de carga obtenidas para el proyecto STU-3031. Para esto se calcularon todas las solicitaciones y sus combinaciones y se consideraron las que presentaron mayores valores de carga.

Al comparar todos los valores de las solicitaciones y sus combinaciones con los valores base obtenidos del proyecto anterior, se obtuvo que solamente la estructura tipo CA N° 364, sobrepasó en ciertas combinaciones el valor base, según se puede apreciar en el detalle del Anexo N°3. Por lo tanto, debió verificarse computacionalmente.

Por lo tanto el resto de las estructuras tipo CA, resisten todas las solicitaciones y sus combinaciones, excepto la carga de cortadura de dos conductores del mismo circuito. Esta carga es resistida si se considera el 65% de la carga del valor considerado en la verificación.

Dado que esta línea fue diseñada originalmente sin cortadura de conductores, esta condición fue aceptada por TRANSELEC para las torres de suspensión.

3.6.2 Estructura de suspensión Tipo CA-1

De la misma manera efectuada para las estructuras tipo CA, se procedió

a calcular las combinaciones de carga de las estructuras tipo CA-1, en los casos en que se presentaron las mayores solicitaciones. Las estructuras que presentaron mayores valores que el caso base fueron las estructuras 418 y 422. Por lo tanto se consideró realizar la verificación de la estructura con la envolvente de las cargas máximas de ambas estructuras.

La estructura restante tipo CA-1, resiste todas las solicitaciones y sus combinaciones.

3.6.3 Estructura de anclaje Tipo CB.

De las 8 torres de este tipo presentes en el tramo Tuniche – Alto Jahuel, no se presentó ningún caso cuyas solicitaciones estuvieran por sobre el valor base. Por lo tanto este tipo de torre no fue necesario verificarla.

Por lo tanto, esta estructura resiste todas las solicitaciones y sus combinaciones, excepto la carga de tendido en que fallan levemente las diagonales principales y una diagonal del cuerpo inferior. Esta limitación se arregla limitando las cargas de tendido al 85% de las cargas consideradas en la verificación por lo que es necesario tomar precauciones durante el tendido.

3.6.4 Estructura de anclaje Tipo CC:

En el proyecto STU-3031 se consideró, tres grupos con distintas solicitaciones. Todas aquellas estructuras que presentaron solicitaciones asociadas al primer grupo debieron ser reemplazadas. Aquellas torres que presentaron solicitaciones dentro del segundo grupo debieron ser reforzadas. Y las que presentaron solicitaciones dentro del tercer grupo, no se requería ninguna modificación.

En la mayoría de los casos se obtuvieron solicitaciones asociadas al segundo grupo, según se aprecia en detalle en el Anexo N°3.

Las solicitaciones obtenidas en la torre N° 436 fueron mayores que las

solicitaciones del segundo grupo y estarían asociadas al primer grupo, por lo tanto, esta torre deberá ser reemplazada.

Al igual que en los casos anteriores se procedió a verificar este tipo de estructuras considerando los valores máximos de las solicitaciones obtenidas en las distintas torres con la que se obtuvo el caso mas desfavorable.

3.6.5 Estructura de anclaje y remate Tipo CD.

Este tipo de estructura de anclaje se presenta en una sola ocasión y corresponde a la torre N° 391, la que tiene un vano de peso bastante elevado por estar en la cumbre de un cerro por lo tanto presenta solicitaciones mayores que el caso base. De esta manera fue necesario verificarla.

3.6.6 Estructura de anclaje - remate Tipo 22 FD.

En el tramo estudiado existen dos torres de este tipo correspondientes a las estructuras N° 477 y N° 504. En ambos casos las estructuras son de remate. Como las condiciones de cargas son mayores a las cargas de diseño, este tipo de estructura se debió verificar.

3.6.7 Estructuras del segundo sector, entre Villaseca y S/E Alto Jahuel.

Para el grupo de estructuras de suspensión 15AD, 22AD y de anclaje Ca, 15CD, 22CD, 15DD y 22 DD, se realizó el siguiente análisis.

A partir de sus planos de diseño se obtuvieron los datos de cargas de las distintas combinaciones, las cuales fueron comparadas con los valores obtenidos del cálculo de las nuevas solicitaciones. Se pudo observar que para cada tipo de estructura y en la mayoría de los casos se obtuvieron valores de cargas mayores que las de diseño y por lo tanto para cada tipo de torre fue necesario realizar la verificación.

3.7 Resultados de la verificación de estructuras

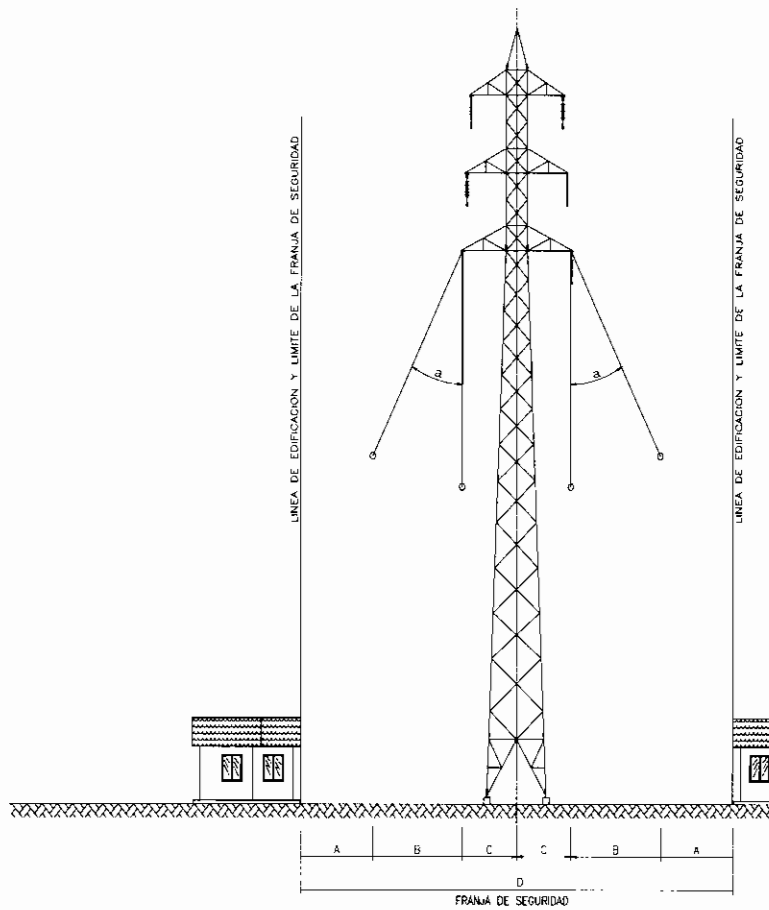
3.8 Análisis franja seguridad

El ancho de la franja de seguridad de una línea de transmisión queda determinado por lo establecido en el artículo 109 de la Norma NSEG 5 E.n. 71 Instalaciones de Corrientes Fuertes de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y considera el cálculo de las siguientes distancias que están

representadas en la figura en la Figura N°4:

$$D = 2 \cdot A + 2 \cdot B + 2 \cdot C \text{ (m)}$$

Figura N°4, Franja de seguridad



Donde,

- D: Corresponde al ancho total de la franja de seguridad
- A: Distancia entre la parte más saliente de un edificio o construcción a un plano vertical que contenga el conductor más próximo y que para líneas sobre 25 kV se calcula según la siguiente expresión: 2,50 m + 1 cm por cada kV de tensión nominal en exceso sobre 26 kV.

$$A = 2,5 + (220 - 26) \cdot 0,01 = 4,44 \text{ m}$$

- B: Distancia medida en proyección horizontal de la desviación de los conductores por efecto del viento. El ángulo de desviación deberá ser como mínimo 30° con respecto a la vertical.

Para el cálculo de la distancia B se aplica la siguiente formula:

$$B = (F + L_c) \cdot \text{sen} \alpha \text{ (m)}$$

En que:

F = Flecha del conductor

L_c = Longitud de la cadena de suspensión. Para cadenas de anclaje, $L_c=0$

α = Ángulo de desviación del conductor

- C: Está determinada por la distancia que hay entre el centro de la estructura y el extremo de la cruceta donde se instala la cadena de suspensión o anclaje.

Se utilizará el mismo criterio utilizado para el proyecto STU-3031, según lo establecido por TRANSELEC.

- Desviación máxima de la cadena y temperatura del conductor de 40°C
- Desviación de la cadena de 30° y temperatura del conductor de 67°C (máxima transferencia).

De acuerdo a lo informado por TRANSELEC, la franja de servidumbre de esta línea es de 30 metros, por lo tanto el estudio se basa en determinar cuales

vanos presentan una franja de seguridad mayor que el valor indicado.

El detalle de los vanos que resultaron con anchos de la franja de seguridad mayor que 30 metros se muestra en la tabla N° 8.

Tabla N°8. Vanos con franja de seguridad mayor que 30 metros

Vano	Temperatura 40°C	Temperatura 67°C
	Angulo α Máximo (Pv=40 kg/m ²)	Angulo $\alpha=30^\circ$
365 - 366	32,66	-
389 - 390	31,05	-
390 - 391	93,53 (Quebrada)	84,33 (Quebrada)
391 - 392	80,70 (Quebrada)	75,13 (Quebrada)
393 - 394	31,35	-
411 - 412	31,01	30,13
413 - 414	39,08	33,50
416 - 417	33,85	-
417 - 418	38,67	32,03
419 - 420	34,42	30,72
420 - 421	50,02 (Quebrada)	45,31 (Quebrada)
421 - 422	30,16	-
422 - 423	56,03 (Quebrada)	51,2 (Quebrada)
432 - 433	30,08	-
434 - 435	30,52	-
435 - 436	30,04	-
440 - 441	33,09	32,45
451 - 452	31,32	-
466 - 467	31,96	30,73
476 - 477	32,26	30,11
481 - 482	30,24	-
487 - 488	32,10	30,49
488 - 489	32,09	30,35
490 - 491	30,75	30,07
491 - 492	31,96	30,88

492 - 492	33,79	32,33
493 - 494	32,91	31,47
495 - 496	31,72	30,49

Como resumen del estudio podemos indicar que para la condición de desviación máxima de la cadena y temperatura del conductor de 40°C, existen 28 vanos en los cuales la franja de seguridad es mayor que 30 metros y que para la condición de desviación de la cadena de 30° y temperatura del conductor de 67°C, existen 18 vanos en los cuales la franja de seguridad es mayor que 30 metros.

4. CONCLUSIONES

A continuación se entregan los resultados y conclusiones más importantes del estudio de factibilidad, relacionado con la transformación de la línea Itahue – Alto Jahuel de 2x154 kV, en el tramo Tuniche – S/E Alto Jahuel, a 2x220 kV, entre la estructura N° 359 y la estructura N° 505.

A partir de la actualización del perfil longitudinal, se preparó una estadística con los tipos de estructuras, kilometraje y vanos, para luego desarrollar el análisis de distancias del conductor al suelo y a otras obras, considerando distintas condiciones de instalación del conductor (20, 21, 22 y 23% de la tensión de rotura), a partir de lo cual, se obtuvieron los vanos que resultaron con déficit de distancia al suelo y otras obras.

Se determinó para cada tramo de la línea, la condición de instalación del conductor, con la cual se minimizan las estructuras que se deben modificar y que a su vez considere el menor valor de tensión.

Del análisis de distancias del conductor al suelo, se deberán modificar 47 estructuras de suspensión, instalando crucetas poliméricas, adicionalmente se deberá realizar una extensión en la superestructura de una (1) estructura.

Se realizó el cálculo de las solicitaciones, para todos los tipos de estructuras, considerando los datos reales presentes en la línea. Comparándolas con los planos de diseño o con las solicitaciones del proyecto STU-3031, según correspondiera.

Se realizó el estudio de los espaciamientos eléctricos mínimos en aire. El caso más desfavorable se presenta en la estructura de suspensión tipo CA, la cual condiciona las características de distancias en aire que se deberán aceptar en las estructuras para la energización de la línea en 220 kV, según el siguiente detalle:

- Número de aisladores tipo neblina: 10
- Distancia mínima en aire por sobrevoltaje transiente: 1,60 m
- Distancia mínima en aire por sobrevoltaje de frecuencia industrial: 0,70 m

Del análisis de distancias eléctricas, se concluye que del total de 117 estructuras de suspensión, solo una estructura no cumple con las condiciones de espaciamientos eléctricos y se deberá instalar crucetas poliméricas.

Para el caso de las estructuras de anclaje, tres tipos de estructuras presentan problemas de distancias eléctricas en las condiciones recomendadas y que son: CB, CC y CD. En estos casos la solución es instalar un aislador line-post, para fijar el puente eléctrico a 1,6 metros.

Esta solución se deberá realizar en los siguientes casos:

- En la estructura de anclaje N° 391, tipo CD.
- En la estructura de anclaje N° 436, tipo CC.
- En las ocho (8) estructuras tipo CB.

Existen dos tipos de estructuras de las cuales no se tenían los suficientes antecedentes como para realizar los análisis de solicitaciones y de distancias eléctricas, estas son la estructura tipo CD-BR, con un total de una torre y la estructura tipo ER, que también era una torre.

Se realizó el estudio de la franja de seguridad de la línea, obteniendo los siguientes resultados:

Para la condición de desviación máxima de la cadena y temperatura del conductor de 40°C, existen 28 vanos en los cuales la franja de seguridad es mayor que 30 metros.

Para la condición de desviación de la cadena de 30° y temperatura del conductor de 67°C, existen 18 vanos en los cuales la franja de seguridad es mayor que 30 metros.

ANEXO D

**D.1 ANÁLISIS DE PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE
LA ZONA SUR**

**D.2 LÍNEA CAUTÍN – VALDIVIA, ANÁLISIS DE
CAPACIDAD**

D.1 ANÁLISIS DE PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA ZONA SUR



ANÁLISIS DE PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA ZONA SUR

PREPARADO PARA



Transelec S.A.

ABRIL 2007

ÍNDICE

1	OBJETIVO.....	5
2	ANTECEDENTES.....	6
2.1	SITUACIÓN ACTUAL	6
2.2	SITUACIÓN FUTURA	6
2.3	RESULTADOS.....	8
3	CONCLUSIONES	41

ANÁLISIS DE PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA ZONA SUR

1 OBJETIVO

Transelec ha realizado un estudio de programación de la operación del Mercado utilizando el modelo SDDP, para previsiones de demanda actualizadas a la fecha e hipótesis de disponibilidad de recursos de generación diferentes a las que sirvieron de base para el Estudio de Transmisión Troncal (ETT) presentado por el Consorcio Synex-Electronet–CESI (el Consorcio).

En base a las previsiones de demanda consideradas en dicho estudio se propuso realizar una revisión de las conclusiones obtenidas en los estudios desarrollados por el Consultor en el mes de diciembre de 2006.

Para ello, Transelec proporcionó la base de datos en DigSilent para las condiciones más exigentes de los años 2008, 2009 y 2010 que responden a las mencionadas previsiones. Sobre esta base se realizaron nuevas evaluaciones de los proyectos que involucran la zona sur (corredor Temuco – Puerto Montt).

2 ANTECEDENTES

2.1 Situación Actual

La actual topología del tramo comprendido entre las SS/EE Valdivia y Puerto Montt 220 kV, puede descomponerse en los siguientes circuitos:

- Valdivia – Puerto Montt: en la actualidad corresponde a un simple circuito (133 kilómetros aproximadamente)
- Valdivia – Tap-Off Barro Blanco: en la actualidad corresponde a un simple circuito (75,3 kilómetros)
- Tap-Off Barro Blanco – Puerto Montt: en la actualidad corresponde a un simple circuito (72,2 kilómetros)

Tal cual se ha indicado, el Consorcio no contempló nuevas obras ni ampliaciones para la zona durante el período 2007-2010. Sin embargo, como parte de las obras urgentes de transmisión en construcción, se encuentra un CER a incorporarse en la S/E Puerto Montt 220 kV durante 2007, de capacidad 40 MVAR inductivos y 70 MVAR capacitivos. Bajo esta premisa se asume plena disponibilidad de este equipamiento para el análisis que sigue.

La zona comprendida entre las SS/EE Charrúa y Puerto Montt, que incluye a las SS/EE Temuco (Cautín) y Valdivia, se caracteriza por presentar un flujo que es predominantemente desde Charrúa hacia Puerto Montt. En efecto, a lo largo de este recorrido existen algunas inyecciones de potencia, la mayor de las cuales se encuentra en el extremo de Puerto Montt y corresponde a la Central Canutillar (2x85 MW). Si embargo la distancia entre ambas SS/EE es de 600 kilómetros aproximadamente, cuestión que hace compleja la transmisión segura de potencia. A raíz de ello, y como parte de las obras en construcción de la zona, se está procediendo a seccionar la S/E Valdivia, junto con la incorporación del CER mencionado en la S/E Puerto Montt. Con esta maniobra, se mantendrá un circuito expreso en 220 kV entre Valdivia – Puerto Montt, mientras que habrá otro en paralelo que dispondrá de un Tap-Off en la S/E Barro Blanco. Se debe destacar que en la S/E Barra Blanco hay un consumo de menor cuantía; el consumo fuerte se encuentra en la zona de Puerto Montt.

2.2 Situación Futura

Según la propuesta del Consorcio, el tramo comprendido entre las SS/EE Valdivia y Puerto Montt no requiere de modificación alguna en el período 2007-2010. Si bien durante el 2007 se instalará un CER en Puerto Montt 220 kV, existe la

inquietud respecto de la capacidad y factibilidad que tendrá el tramo radial entre esas SS/EE, de lograr transmisiones durante todo el período, tal que cumplan con las exigencias establecidas en la NT de SyCS. Para evaluar estas exigencias en la zona, se considera que el escenario más desfavorable y crítico corresponde a la operación de una sola unidad despachada con 60 MW en la Central Canutillar, ya sea por hidrología seca o por mantenimiento de la segunda unidad. Habida consideración de ello y considerando situaciones de demanda máxima en la zona, es decir con altas transferencias desde Charrúa hacia Puerto Montt, el siguiente análisis se concentra en evaluar desde una perspectiva de equilibrio estático, las siguientes contingencias simples en la zona:

- **C1:** Pérdida de la única unidad en servicio en Canutillar
- **C2:** Falla de uno de los circuitos Puerto Montt – Canutillar
- **C3:** Falla línea Puerto Montt - Valdivia (circuito expreso)
- **C4:** Falla línea Puerto Montt – Barro Blanco – Valdivia

Bajo las premisas señaladas se analizan mediante flujos de potencia escenarios exigentes para el periodo en cuestión. En este contexto se contempla evaluar un escenario del 2008 otro del 2009 y finalmente uno de alta exigencia del 2010; con ello se busca identificar las debilidades que muestra la zona y su tendencia. Por cuanto la mayor exigencia por el crecimiento de la demanda se daría hacia el 2010, será este último escenario aquel que definirá las posibles medidas que subsanen aquellas falencias que se identifiquen; ciertamente si funcionan ahí con mayor razón lo harán otros escenarios menos exigentes. Cabe destacar que si bien el CER de la zona se encuentra limitado entre 40 y -70 MVARs, es posible que las simulaciones indiquen su necesidad de ampliación, ello se tendrá presente durante las simulaciones y será indicado cuando corresponda. En cuanto a los niveles de tensión y carga admisibles, se han empleado aquellos establecidos en la NT de SyCS. Un punto relevante respecto de ello se refiere al nivel de sobrecarga tolerable después de una contingencia simple, cuestión que ha de ser resuelta según lo indicado en el 5-35 de la NT de SyCS, es decir existe un nivel de sobrecarga admisible de corta duración que puede ser manejado por acciones correctivas por parte del operador del sistema.

A modo referencial, se considera que para un ajuste de las protecciones de sobrecarga (relés de sobrecorriente), siguiendo las prácticas habituales en la materia, para un nivel de sobrecarga que no supere el 15 o 20% no existiría riesgo de salida inmediata que pueda llevar a una cascada de eventos, disponiendo los operadores del sistema tiempo suficiente para tomar todas las medidas operativas necesarias para superar el estado de sobre-solicitud (redespacho de unidades, modificaciones topológicas, liberación manual de carga, etc.). Por encima de los referidos niveles de sobrecarga (15 o 20%), no es posible asegurar que exista tiempo para tomar acciones correctivas antes del disparo de líneas sobrepasadas, dado que esto dependerá de los criterios con que se realice al ajuste de las protecciones, así como de las características de las mismas (tiempo inverso,

extremadamente inverso, etc.). Por lo tanto, es posible que, según los márgenes que se decida adoptar para tolerar niveles de sobrecarga por encima de los límites térmicos dados por las características del conductor y de la temperatura ambiente, el tiempo disponible pueda encontrarse en el rango de los 20 a 30 minutos, en el mejor de los casos, o simplemente no exceda de escasos 5 minutos, lo que no permite realizar ningún tipo de maniobra o adecuación del estado operativo del sistema antes del disparo por sobrecarga.

2.3 Resultados

La metodología propuesta consiste en analizar el tramo Valdivia-Puerto Montt ante la ocurrencia de las contingencias citadas, evaluando que el resultado cumpla con las exigencias sobre la materia establecidas en la NT de SyCS. Se destaca que el análisis se hace bajo la actual configuración y sólo en términos estáticos. Se reitera que con esta evaluación se busca cuantificar la tendencia y característica de las principales variables de la zona: carga sobre los tramos, tensiones de la zona y la operación del CER.

La Figura 1 indica las condiciones pre-falla de un escenario del 2008 con alta demanda zonal, con una unidad de Canutillar entregando 60 MW. Nótese que la transferencia saliendo desde Valdivia es en promedio del orden de 64 MW por circuito, ocupando cada uno de ellos menos de la mitad de su capacidad. Por otro lado se destaca que se encuentra incorporada la línea Charrúa – Cautín (2x220 kV), cuestión que refuerza las transmisiones de la zona, particularmente levantando las tensiones desde Charrúa hacia el sur. Finalmente, se aprecia que el CER genera del orden 59 MVARs, el cual junto al aporte del complejo Canutillar logran mantener sin inconvenientes las tensiones de la zona. A partir de este escenario base, se ha procedido a evaluar cada una de las contingencias antes descritas. De esta forma, las Figuras 2, 3, 4 y 5 indican los resultados logrados para cada una de ellas. Los resultados indican:

- Para C1, el CER requiere incrementar su capacidad hasta 100 MVARs, caso contrario se produce un colapso de tensiones en la zona. Habida consideración de ello, el resto de las variables se encuentra dentro de sus límites.
- Las contingencias C2 y C3, no provocan demanda adicional sobre el CER de la zona. Todas las variables se encuentran dentro de sus límites.
- La contingencia C4 provoca un colapso en la zona, numéricamente el sistema no logra converger hacia una condición de equilibrio estable. El problema se produce esencialmente por la falta de apoyo de reactivos en la zona de subtransmisión de Barro Blanco, donde previo al colapso ingresaban aproximadamente 31 MW y 16 MVAR MVARs. Lo anterior, da una señal de la gravedad de la contingencia, que en la práctica puede hacer colapsar a la zona.

Como medida preventiva para abordar y superar esta última situación, y con ello dar cumplimiento al criterio N-1 para la zona, se ha procedido a seccionar el tramo expreso en torno a Barro Blanco, a la vez de lograr una conexión entre ambas barras vía barra de acoplamiento similar a la existente en la S/E Valdivia. Esta nueva disposición implica que ahora, para el tramo en cuestión existen 4 posibles contingencias simples, cuestión que se aprecia en la Figura 6 para la situación base similar a la indicada en la Figura 1, todo lo cual por cierto le agrega confiabilidad a la zona. Nótese que el CER mantiene la misma generación (60 MVARs aprox.), pero la gran virtud de esta disposición topológica es que distribuye mejor los flujos en el caso de contingencias en uno de los cuatro tramos, a la vez de evitar la pérdida de consumo en Barro Blanco, todo lo cual se indica seguidamente. Para tales efectos se realiza una evaluación de contingencia simple sobre cada uno de los cuatro tramos con que ahora cuenta el tramo Valdivia – Puerto Montt. Ciertamente la salida de Canutillar (C1) y la salida del circuito Canutillar – Puerto Montt (C2), variarán muy levemente sus resultados respecto de la ya informado en las Figuras 2 y 3. De esta forma se analizan las siguientes contingencias simples:

- **S1:** Salida circuito Valdivia – Barro Blanco, tramo que solía ser expreso (superior en la figura)
- **S2:** Salida circuito Barro Blanco – Puerto Montt, tramo que solía ser expreso (superior en la figura)
- **S3:** Salida circuito Valdivia – Barro Blanco, tramo que contenía el tap-off (inferior en la figura)
- **S4:** Salida circuito Barro Blanco – Puerto Montt, tramo que contenía el tap-off (inferior en la figura)

En este contexto, las Figuras 7,8, 9 y 10 indican los resultados de los flujos de potencia para los escenarios con seccionamiento y acoplamiento, ante las contingencias citadas. Los resultados indican que:

- Para S1, el CER requiere llegar a 75 MVARs para sostener las tensiones en los valores indicados, un valor de 70 MVARs como máximo no conlleva al colapso del sistema. El resto de las variables se encuentra en sus límites. Sin embargo, se recuerda que la salida de la unidad de Canutillar obliga necesariamente a aumentar el CER hasta los 100 MVARs, caso contrario el sistema en dicha zona probablemente colapsaría de darse estas circunstancias.
- La contingencia S2 no produce incumplimientos normativos o físicos.
- La contingencia S3, si bien no produce violaciones a los límites de las diversas variables, requiere que el CER aporte levemente sobre 81 MVARs.

Caso contrario, el sistema probablemente colapsaría en dicha zona por falta de reactivos. Nótese que el circuito paralelo superior queda con un casi 90% de su capacidad, ciertamente ello se agravará con el crecimiento del nivel de transferencia.

- La contingencia S4, al igual que la S2, no provocan incumplimientos normativos o físicos.

De lo anterior queda de manifiesto que dos son las peores contingencias simples por abordar, en cuanto al impacto en la zona que provocan, estas son: la salida de la unidad Canutillar que obliga a tener un CER de mayor capacidad, y la pérdida del circuito “inferior” entre Valdivia y Barro Blanco, la cual también requiere de un mayor CER. No obstante ello, y considerando el aumento del CER, resulta claro que el seccionamiento y acoplamiento como proyecto preventivo, presenta claras ventajas, aumentando la seguridad de la zona, si en cual no se podría cumplir con el criterio N-1 (ver Figura 5 y comentarios respectivos). Para avalar la ventaja de mantener el acoplamiento cerrado entre ambos puntos, la Figura 11, muestra el resultado de la contingencia S3, pero con dicho acoplamiento abierto. Al respecto, se aprecia que las transferencias por el otro circuito superior se ven incrementadas con lo cual ante transferencias previas (pre-contingencia) mayores, existirán también sobrecargas superiores en ambos tramos. Además de ello, el CER ve incrementada su capacidad para mantener dicho perfil de tensiones. De todo ello se infiere la necesidad de tanto el acoplamiento cerrado como el seccionamiento indicado, para reducir o evitar las sobrecargas que se produzcan ante contingencias zonales, planteamiento que se reforzará en las próximas evaluaciones. Alternativamente, la construcción de un tercer circuito también vendría a solucionar los problemas de sobrecarga identificados.

En efecto la Figura 12 indica la condición base para el año 2009, incluyendo el seccionamiento y acoplamiento antes descrito. Cabe indicar que sin esta medida, nuevamente la salida del circuito Valdivia-Barro Blanco-Puerto Montt, no logra converger producto de una falta de soporte de tensiones en el área de Barro Blanco. En otras palabras, no se cumple el criterio N-1 sin esta medida preventiva. Habida consideración de ello, el CER se encuentra dentro de su capacidad actual. Una primera contingencia al cual es sometido el sistema es la salida de la unidad de Canutillar, cuestión representada en la Figura 13, la cual requiere de un CER generador 113 MVARs, caso contrario existe un alto riesgo de colapso de tensiones la zona. La contingencia C2, salida de un circuito Canutillar- Puerto Montt, no representa riesgo para la zona, incluyendo un CER dentro de su actual capacidad. El análisis continua sometiendo a dicho escenario a las contingencias indicadas previamente, esto es S1, S2, S3 y S4, cuyos resultados se encuentran desplegados en las Figuras 15, 16, 17 y 18.

Antes de analizar los resultados, debe destacarse que el actual circuito expreso Valdivia – Puerto Montt (y por ende los tramos parciales que surgirán del seccionamiento en Barro Blanco) tiene una capacidad térmica de 145 MW a 25 °C

con sol, mientras que el circuito al cual está conectado Barro Blanco (tramo inferior en las figuras) tiene una capacidad térmica de 192 MW a 25°C con sol.

De manera similar, la línea expresa Cautín – Valdivia tiene una capacidad térmica de 145 MW a 25°C con sol, mientras que la línea paralela (la que incluye a la S/E Ciruelo) tiene una capacidad de 192 MW a 25°C con sol.

Sin embargo, debe destacarse que la demanda máxima se presenta en verano, y en la zona analizada todos los años se registran temperaturas que llegan a 30°C con sol. En ese escenario las capacidades de las líneas se reducen a los siguientes valores:

- Línea 220 kV Cautín – Valdivia – Puerto Montt: **123 MW** a 30°C, con sol,
- Línea 220 kV Cautín – Ciruelo – Valdivia – Barro Blanco – Puerto Montt: **162 MW** a 30°C con sol

Del análisis de los resultados y de los límites planteados se infiere:

- El escenario S1, mantiene todas las variables según normativa, pero requiere de un CER levemente superior (77 MVARs) para mantener esa tensión. Sin embargo, no existe riesgo de colapso de mantenerse en 70 MVARs.
- La contingencia S2, no provoca problemas y cumple con las disposiciones normativas.
- La contingencias S3, como era de esperar por los resultados del 2008, representa una alta exigencia para la zona. En efecto, se requieren 86 MVARs para lograr un soporte de tensiones de la zona. Con un CER con la capacidad actual, no resulta posible controlar las tensiones de la zona, y por ende existe alto riesgo de colapso ante esta contingencia de no aumentar la capacidad del CER.

Por otro lado, si bien la sobrecarga que se produce en uno de los tramos se limita en parte gracias al acoplamiento, resulta claramente superior a los límites impuestos para las condiciones asumidas para máxima demanda en horas de verano, con 30°C (149.5 MW, para un límite de 123 MW). El nivel de sobrecarga supera el 20 %, situación que seguramente se agravará en años sucesivos, no pudiendo en ese caso asegurar que no exista riesgo de salida en cascada (si las protecciones están correctamente ajustadas para evitar cargas inadmisibles para las temperaturas consideradas). A menos que pudiera garantizarse la presencia de un esquema EDAC como el hipotizado por el Consorcio, surge como recomendación inmediata, para

evitar el riesgo de incumplimiento del criterio N-1, la construcción de un tercer circuito entre Valdivia y Puerto Montt, con ingreso en Barro Blanco.

- De forma similar, si se analiza la situación del tramo entre Cautín y Valdivia, resulta evidente que, dadas las similitudes entre las capacidades de las líneas de ese corredor con las correspondientes al tramo Valdivia – Puerto Montt, cualquier falla de un tramo de la línea Cautín - Ciruelo – Valdivia provocaría una sobrecarga importante en el circuito expreso Cautín – Valdivia. Particularmente, una falla del tramo Ciruelo – Valdivia, sin aplicación de EDAG en Central Valdivia, determinaría el disparo inmediato del circuito expreso. Este riesgo podría estar presente, incluso, con ambas unidades de Canutillar en funcionamiento.

En ese escenario, que resulta perfectamente posible según las hipótesis asumidas, aun contemplando la posibilidad de EDAG en la Central Valdivia, el riesgo de incumplimiento del criterio N-1 también está presente para el tramo Cautín – Valdivia, situación que se verá agravada en años sucesivos. De manera similar a lo propuesto para el tramo Valdivia – Barro Blanco – Puerto Montt, es necesario que el proyecto de la línea Cautín – Valdivia, que la CNE recomienda en su informe técnico para junio del 2013, sea adelantado para su construcción a la mayor brevedad. Debe tomarse en consideración que un proyecto de construcción de línea demandaría por lo menos 42 meses, desde la publicación del decreto, por lo que su puesta en servicio más cercana sería Abril del 2011, siendo que de acuerdo al presente análisis, sería requerido para el año 2009 o 2010.

- La contingencia S4, no provoca problemas y cumple con las disposiciones normativas.

Finalmente un análisis similar es realizado para el año 2010, donde se espera que las conclusiones antes alcanzadas, se vean reforzadas por cuanto sólo la demanda ha crecido. Para ello y manteniendo la obra de seccionamiento y acoplamiento cerrado propuesta, la Figura 19 señala la condición de equilibrio base para dicho año. Nótese que este caso la demanda del CER es de 85 MVARs en condiciones normales, es decir en estado N. El fuerte dimensionamiento del CER sin embargo se logra en la situación bajo contingencia de la unidad de Canutillar, es decir el escenario C1, cuestión reflejada en la Figura 20 donde el CER requiere llegar a los 142 MVARs. Claramente una capacidad del CER como la actual, no le permitiría sobrellevar exitosamente esta contingencia, arrastrando al colapso de tensiones a la zona en estas circunstancias. Incluso la Figura 21 que denota el resultado para la contingencia C2, si bien es de menor impacto a C1, igual destaca un valor para el CER del orden de 95 MVARs. Complementando este análisis, se presentan en las Figuras 22, 23, 24 y 25, los resultados de equilibrio estático ante la ocurrencia de las contingencias simples S1, S2, S3 y S4 respectivamente. De ellas se puede destacar que:

- Para S1, la capacidad del CER aumenta hasta 101 MVARs para sostener las tensiones en los valores indicados. El resto de las variables se encuentra dentro de sus límites.
- Para S2, también el CER excede su actual capacidad para lograr las tensiones indicadas. El resto de las variables se encuentra dentro de los límites normativos.
- Para la contingencia S3, la situación se torna más grave. En efecto, el CER requiere generar 113 MVARs para sostener las tensiones como las indicadas. Una capacidad como la del actual CER, simplemente no será capaz de sostener las tensiones zonales y el sistema colapsará. Aparte de ello existe una sobrecarga importante en el tramo “superior” Valdivia – Barro Blanco del orden del 20%, más precisamente 0,46 kA. Sin embargo, esta sobrecarga está medida contra la capacidad de la línea según el modelado realizado en Power Factory. Si se considera el límite de 123 MW asumido para el caso de considerar demanda máxima en verano, con 30 °C, el nivel de sobrecarga trepa a 35 %, y ya no es posible garantizar que la misma pueda ser controlada mediante operaciones manuales por parte del operador.

Cabe destacar que la sobrecarga aludida puede ser reducida al adelantar la línea de transmisión Cautín-Valdivia (1x220 kV), originalmente prevista para el 2013. En efecto, la Figura 26 indica la simulación de esta contingencia asumiendo la disponibilidad de este circuito para el año 2010, en la cual se aprecia una reducción de la sobrecarga a 16% o bien 0,44 kA (siempre para el límite modelado en Power Factory). Además el CER cae bajo los 100 MVARs de generación. Sin duda este es un beneficio de esta nueva instalación.

Sin embargo, los niveles de sobrecarga detectados, analizados bajo la hipótesis de 30 °C de temperatura ambiente, resultan inadmisibles, y llevan a reforzar la recomendación de construcción del tercer circuito entre Valdivia, Barro Blanco y Puerto Montt.

- De forma similar, si se analiza la situación del tramo entre Cautín y Valdivia, resulta evidente que las conclusiones obtenidas en el análisis del año 2009 se ven reforzadas por la situación del año 2010, por lo que es imprescindible que el proyecto de la línea Cautín – Valdivia sea adelantado para su construcción a la mayor brevedad.
- Para S4, las exigencias para el CER son de 92 MVARs, mientras que el resto de las variables eléctricas se encuentra dentro de sus capacidades.

La anterior secuencia de eventos analizados (escenarios y contingencias) en el tiempo, permite inferir lo siguiente:

- o La salida de la unidad de Canutillar representa una contingencia simple de alta exigencia para el CER de Puerto Montt, es decir de impacto en las tensiones zonales. En efecto, dado que las demandas crecen en el tiempo, para el año 2010, se requiere de un CER (o similar) que duplique su tamaño hasta llegar a los 142 MVARs aproximadamente (un valor más preciso de ello requiere estudio dinámicos). Con ello se puede garantizar la operación en estado N y N-1 hacia el año 2010 de la zona, habida consideración de los escenarios y contingencia evaluadas.
- o Bajo la actual configuración, la salida del circuito Valdivia-Barro Blanco-Puerto Montt (actualmente con el tap-off), no puede ser tolerada por el sistema y, con alta probabilidad, redundará en el colapso de la zona por falta de soporte de reactivos en el área de Barro Blanco. Una medida preventiva propuesta consiste en el seccionamiento y acoplamiento – operado cerrado- del circuito expreso en torno a Barro Blanco. Además, esta obra evita que se pierdan consumos ante fallas en los diversos tramos, logrando acotar y compartir las exigencias a que se ven sometidos los tramos ante la falla de uno de ellos.
- o La medida preventiva propuesta –seccionamiento y acoplamiento-, permite sobrellevar hasta el año 2009, las contingencias simples del tramo Valdivia – Barro Blanco – Puerto Montt. Para el año 2010, se prevén sobrecargas que, bajo determinadas condiciones de temperatura (supuesta la adecuada calibración de las protecciones), podrían determinar el riesgo de incumplimiento del criterio N-1.
- o La solución definitiva, necesaria para eliminar el riesgo de no cumplir el criterio N-1 para las demandas y temperaturas previstas para el verano del año 2010, es la construcción de un tercer circuito entre Valdivia y Puerto Montt, con ingreso en Barro Blanco.
- o De forma similar, para las mismas condiciones de demanda y temperatura previstas, resulta imprescindible que el proyecto de la línea Cautín – Valdivia sea adelantado para su construcción a la mayor brevedad.

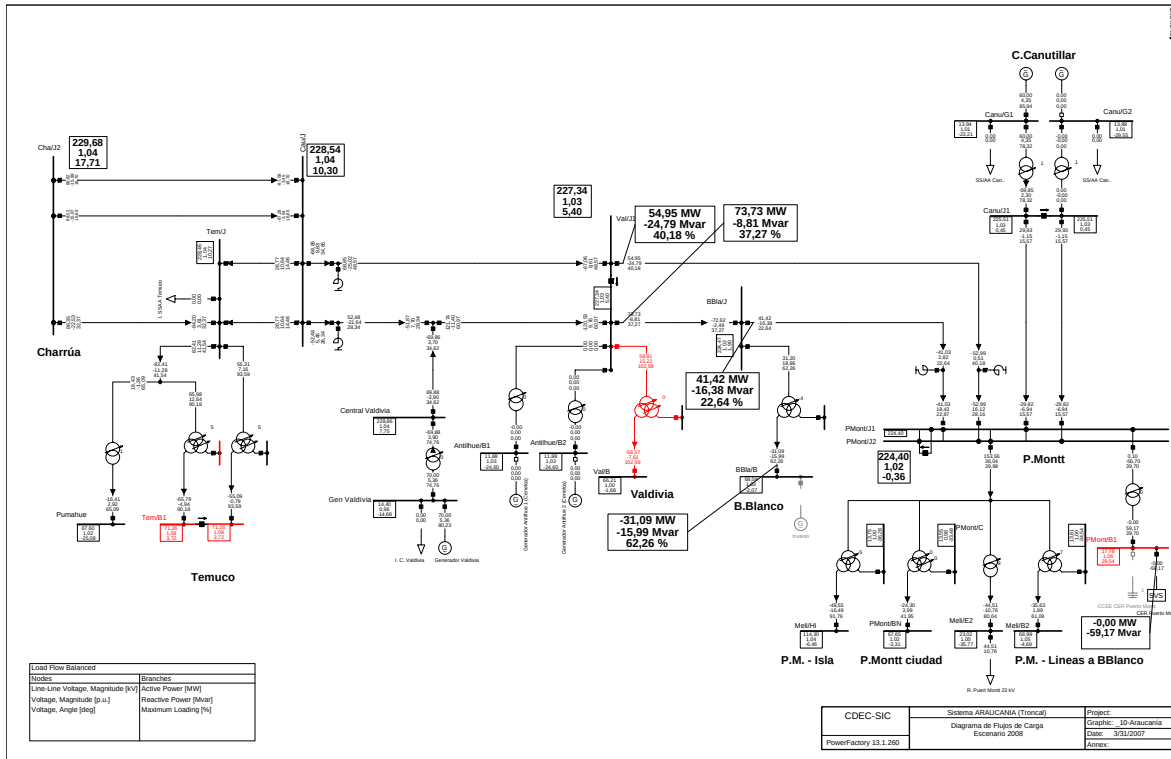


Figura 1: Escenario 2008 pre-falla

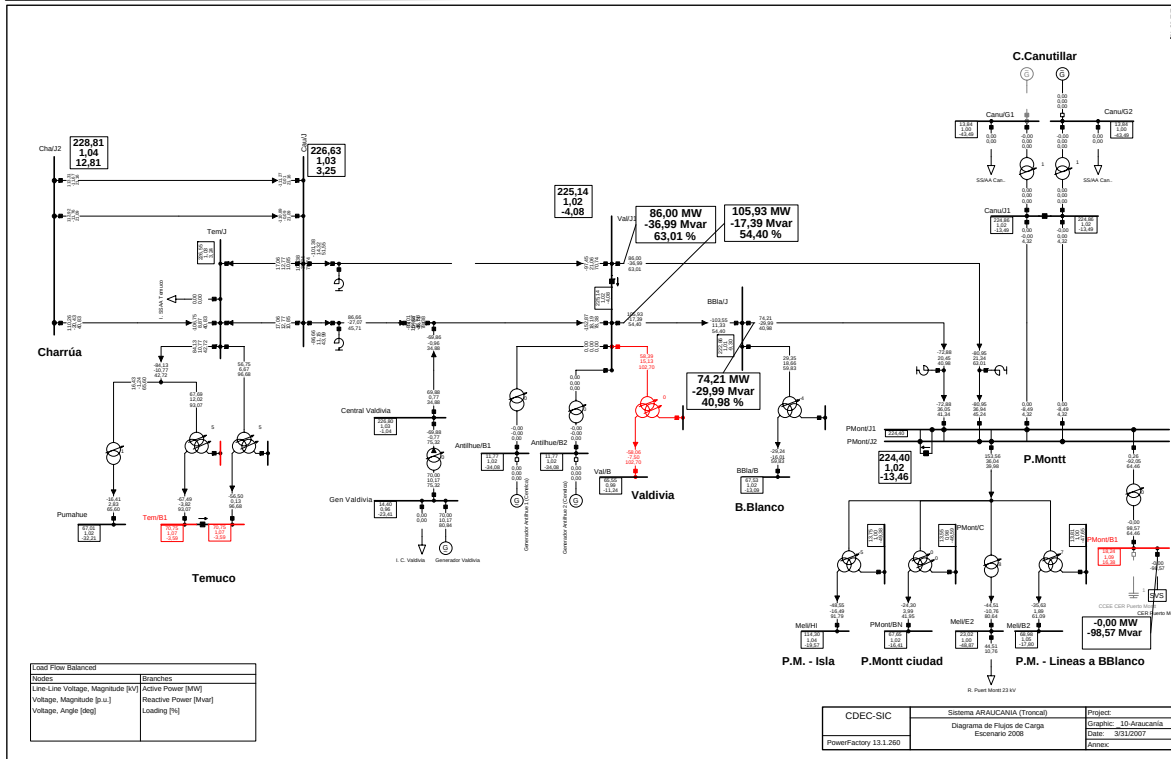


Figura 2: Escenario 2008 post-falla sale unidad de Canutillar (C1)

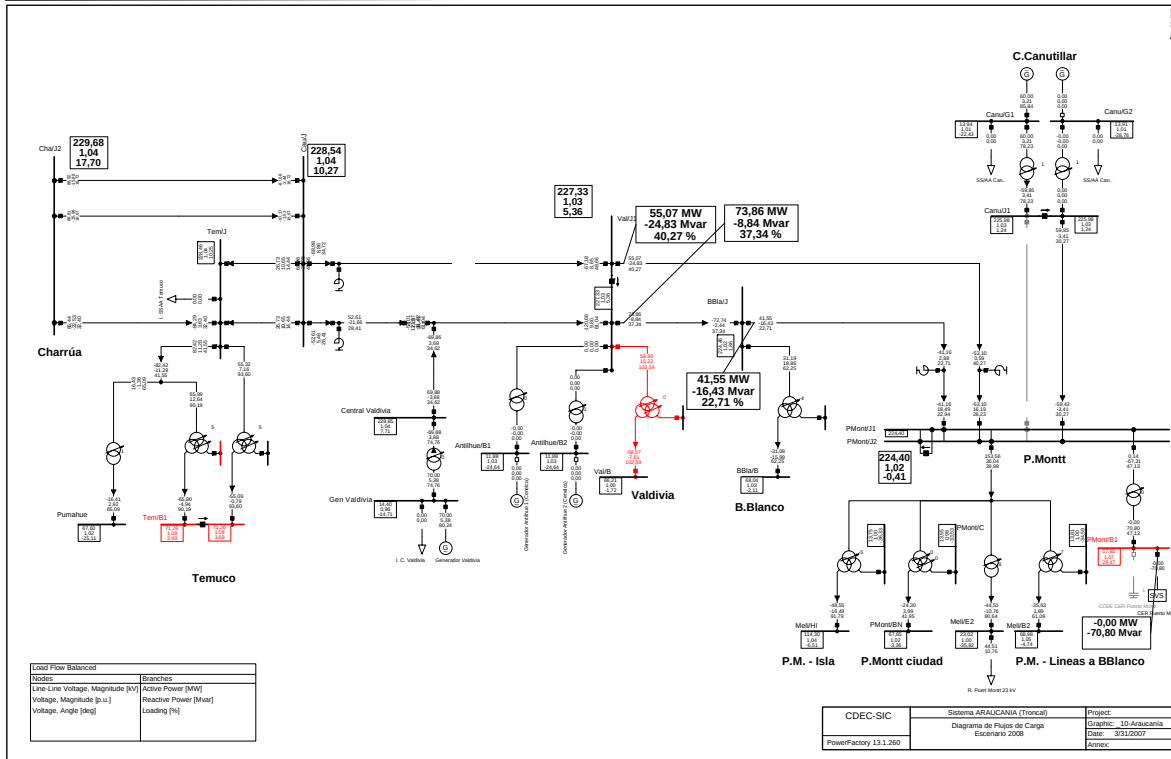


Figura 3: Escenario 2008 post-falla sale circuito Canutillar- Puerto Montt (C2)

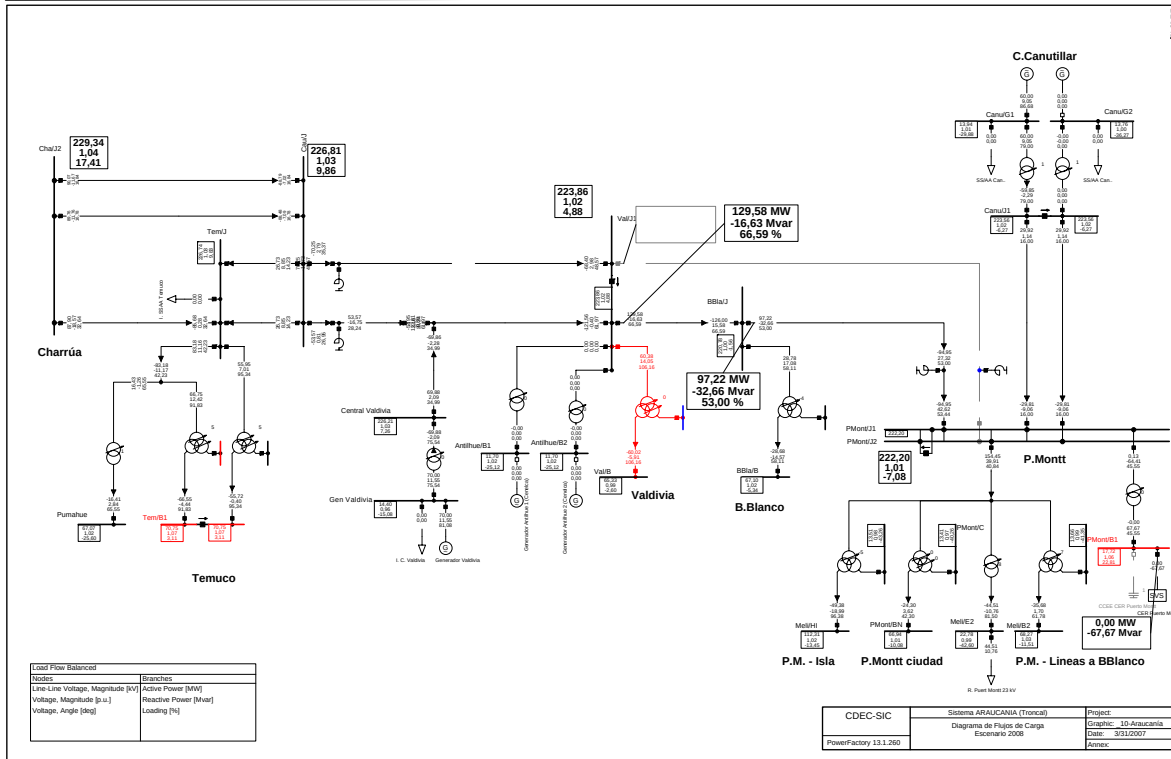


Figura 4: Escenario 2008 post-falla sale cto. expreso Puerto Montt - Valdivia (C3)

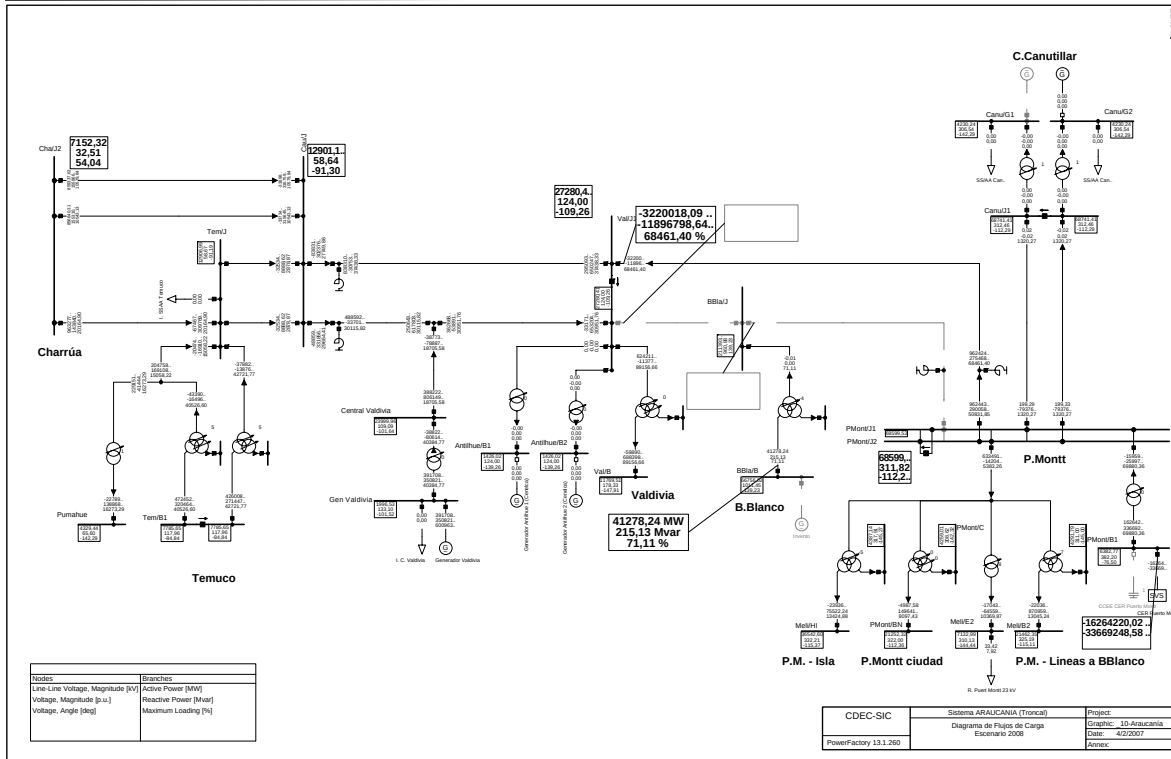


Figura 5: Escenario 2008 post-falla sale cto. Puerto Montt-Barro Blanco-Valdivia (C4)

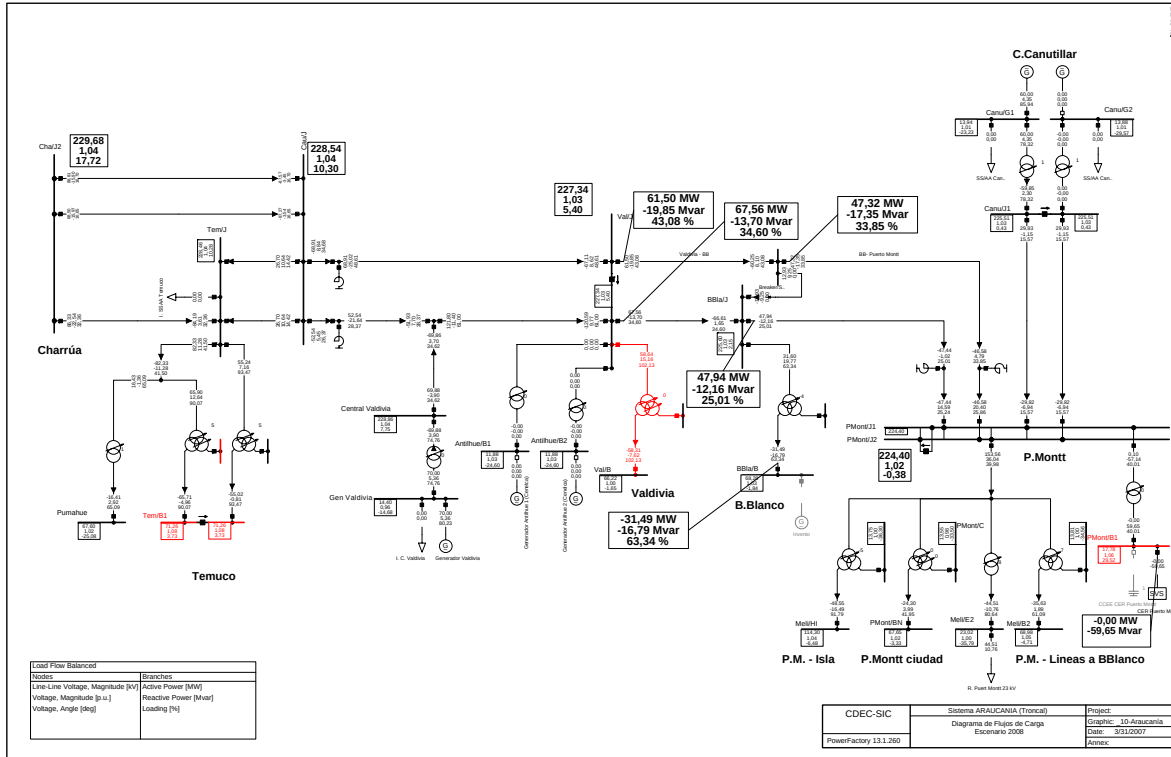


Figura 6: Escenario 2008 pre-falla con seccionamiento y acoplamiento

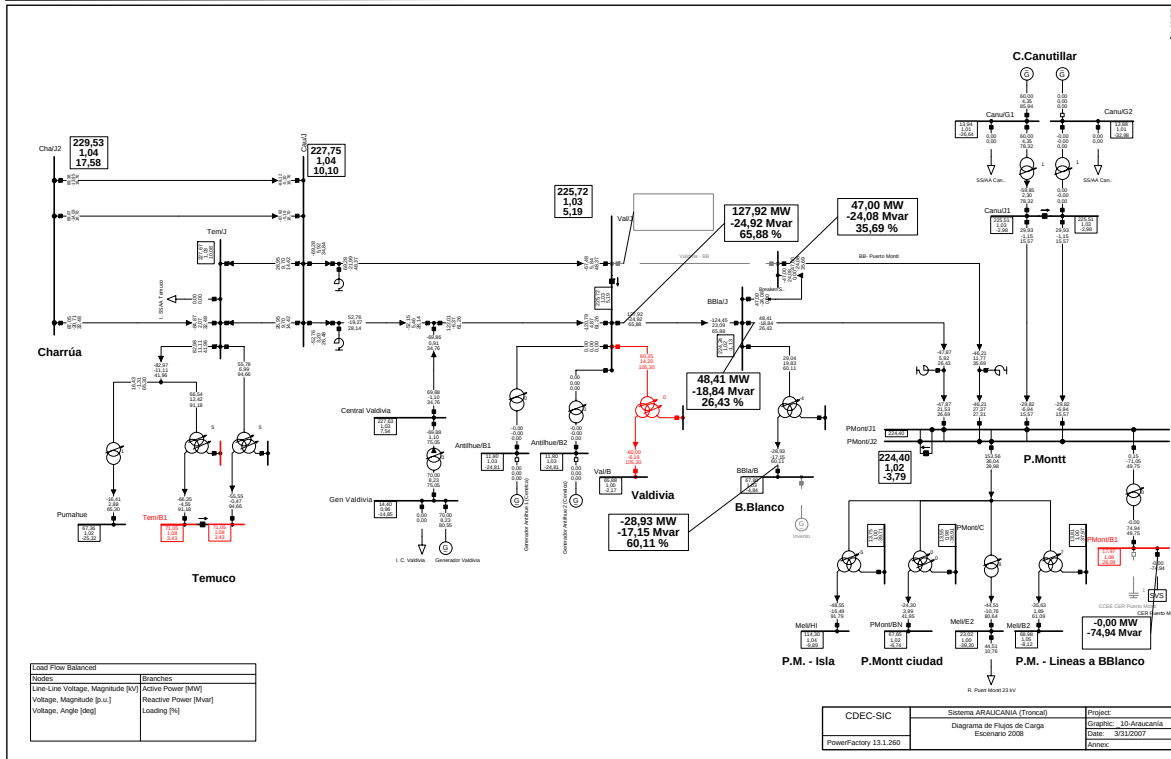


Figura 7: Escenario 2008 post-falla sale circuito superior Valdivia-Barro Blanco con seccionamiento con acoplamiento de barras (S1)

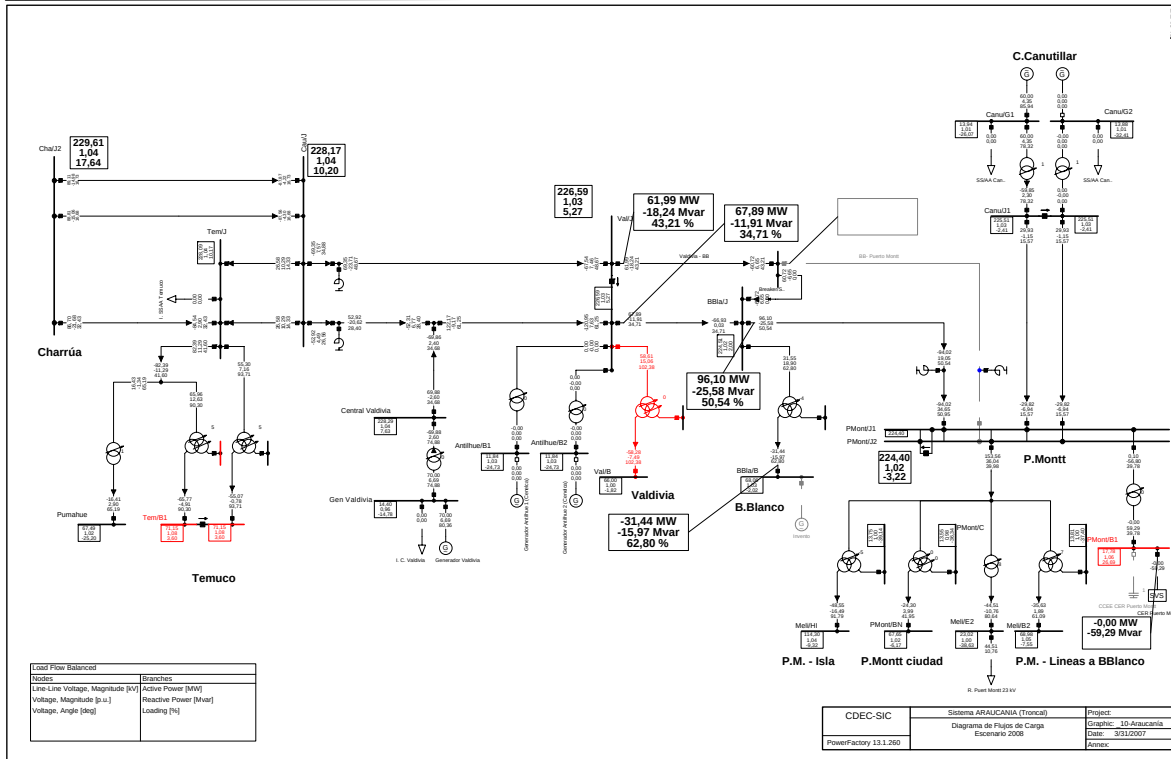


Figura 8: Escenario 2008 post-falla sale circuito superior Barro Blanco-Puerto Montt con seccionamiento con acoplamiento de barras (S2)

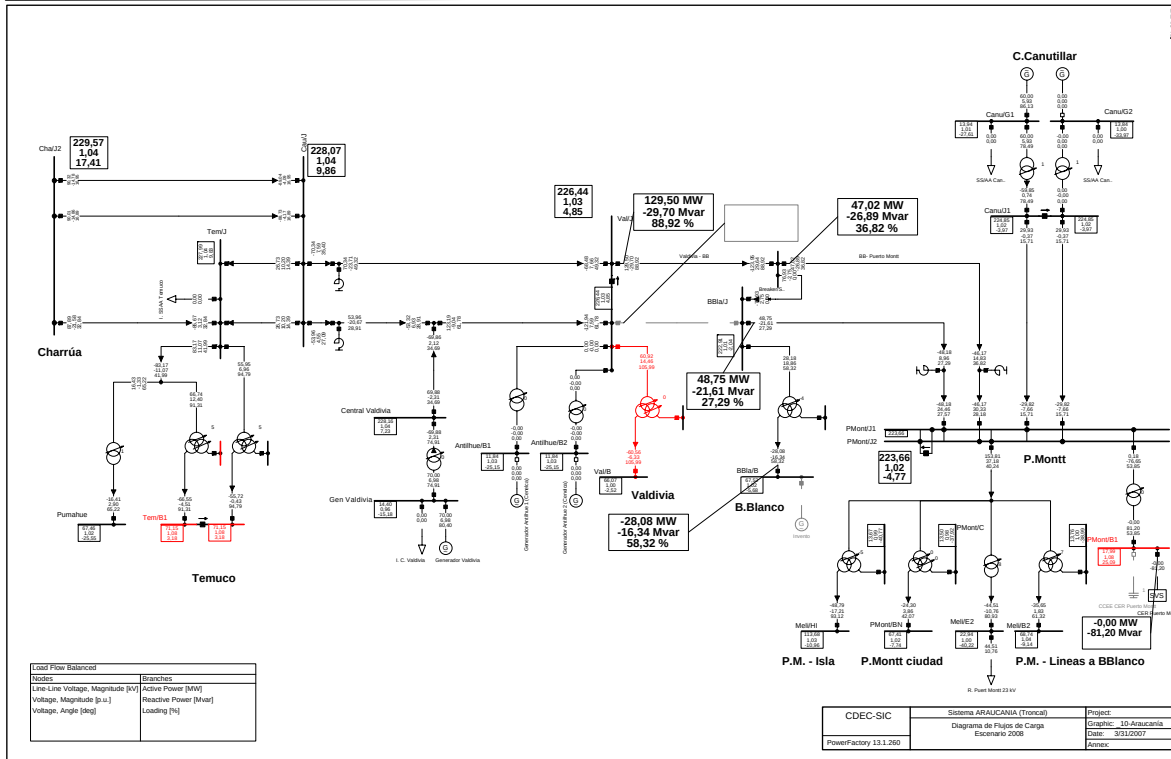


Figura 9: Escenario 2008 post-falla sale circuito inferior Valdivia-Barro Blanco con seccionamiento con acoplamiento de barras (S3)

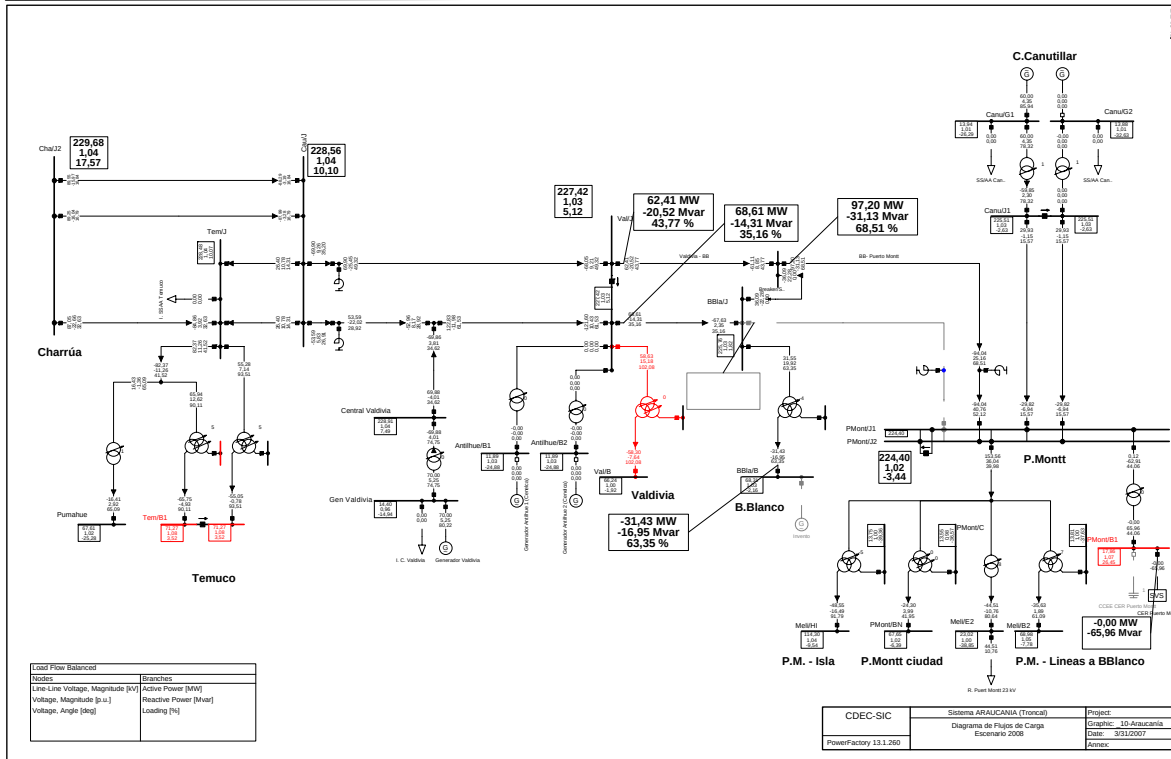


Figura 10: Escenario 2008 post-falla sale circuito inferior Barro Blanco-Puerto Montt con seccionamiento con acoplamiento de barras (S4)

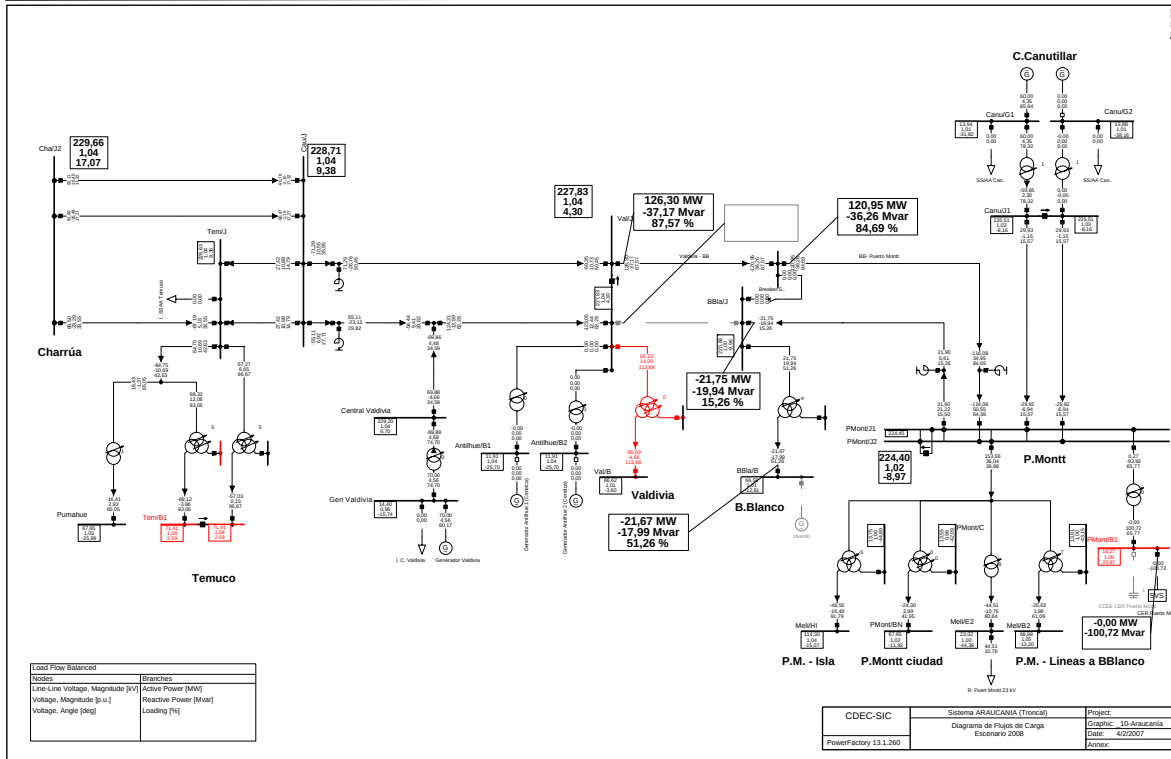


Figura 11: Escenario 2008 post-falla sale circuito inferior Valdivia-Barro Blanco con seccionamiento sin acoplamiento de barras (S3)

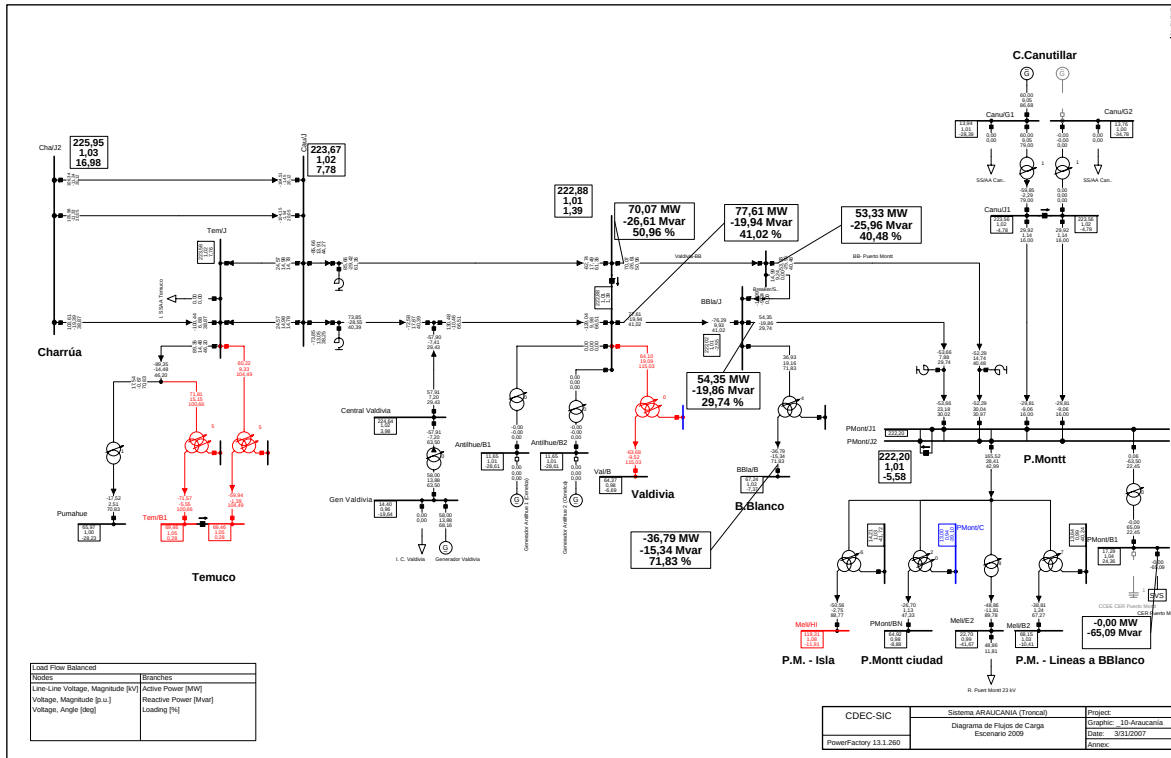


Figura 12: Escenario 2009 pre-falla con seccionamiento y acoplamiento de barras

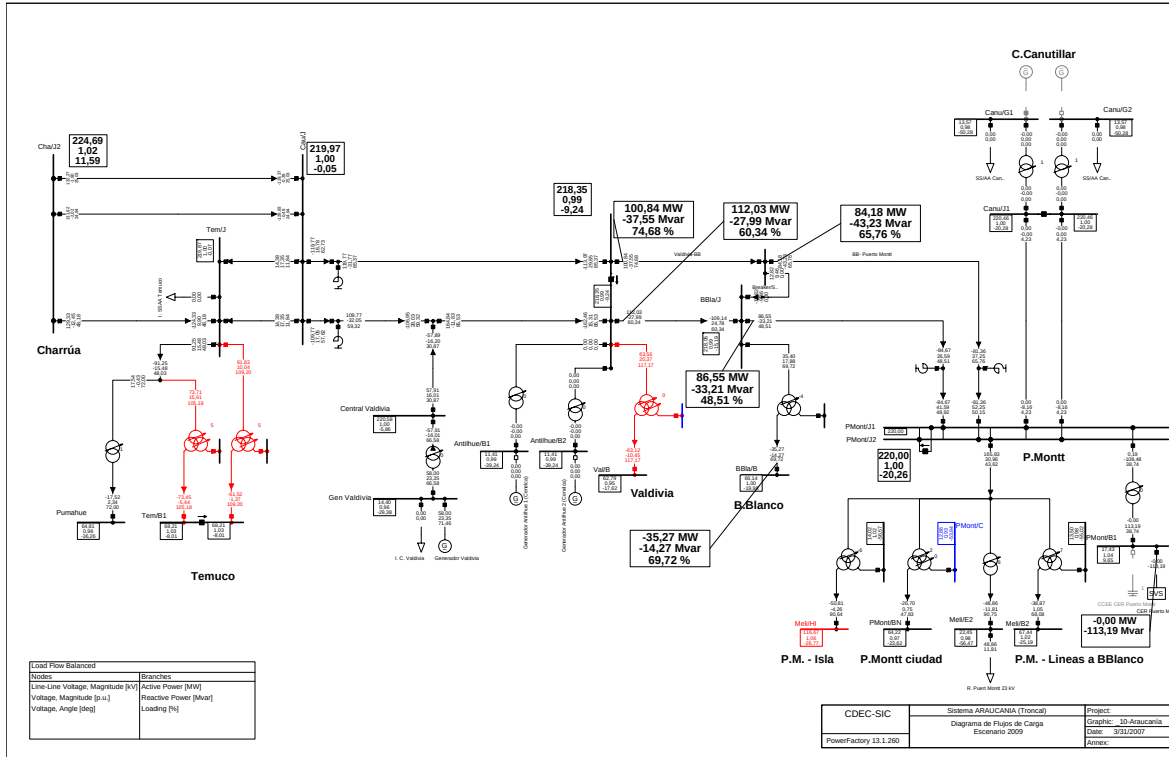


Figura 13: Escenario 2009 post-falla con seccionamiento y acoplamiento de barras y C1

Análisis de Proyectos de Ampliación de la Zona Sur

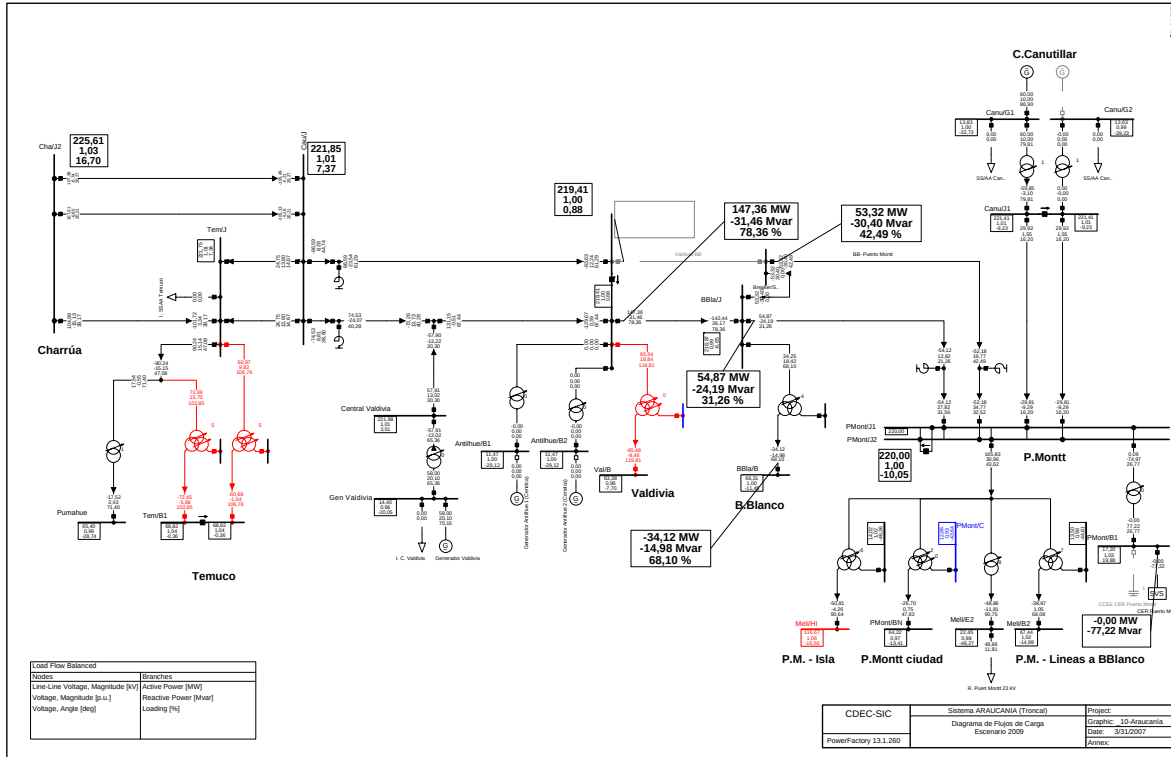


Figura 15: Escenario 2009 post-falla sale circuito superior Valdivia-Barro Blanco con seccionamiento con acoplamiento de barras (S1)

Análisis de Proyectos de Ampliación de la Zona Sur

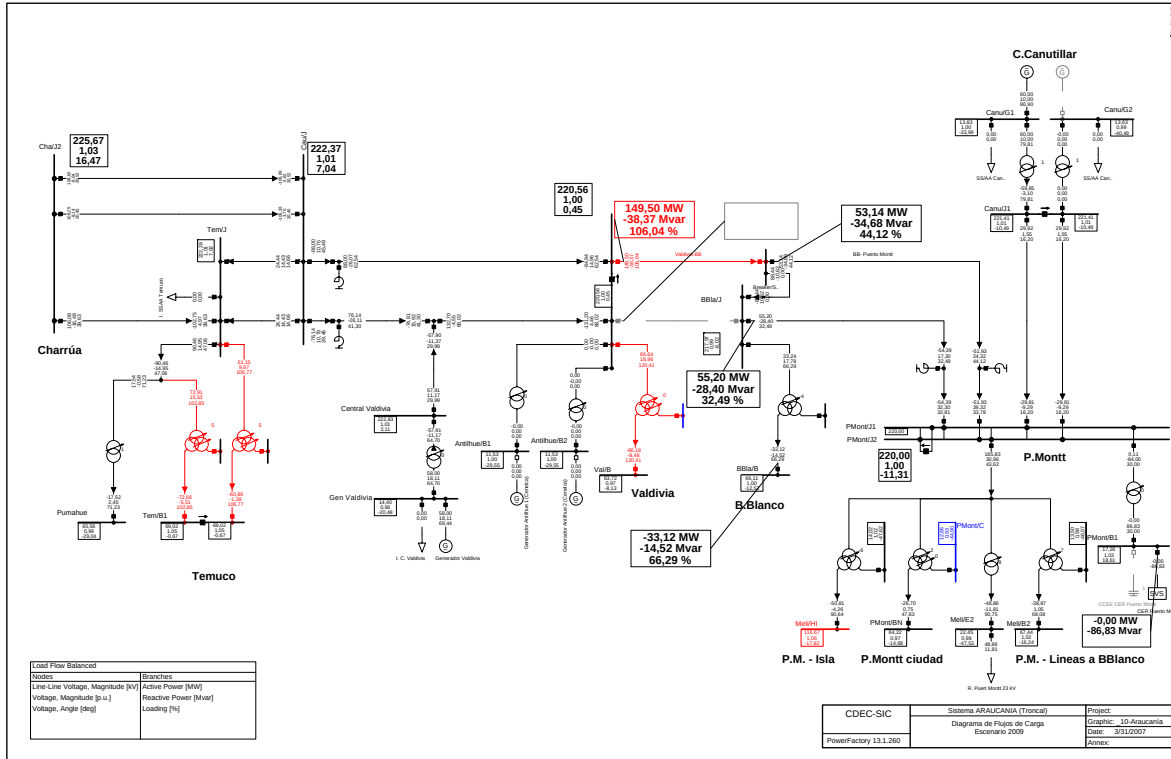


Figura 17: Escenario 2009 post-falla sale circuito inferior Valdivia-Barro Blanco con seccionamiento con acoplamiento de barras (S3)

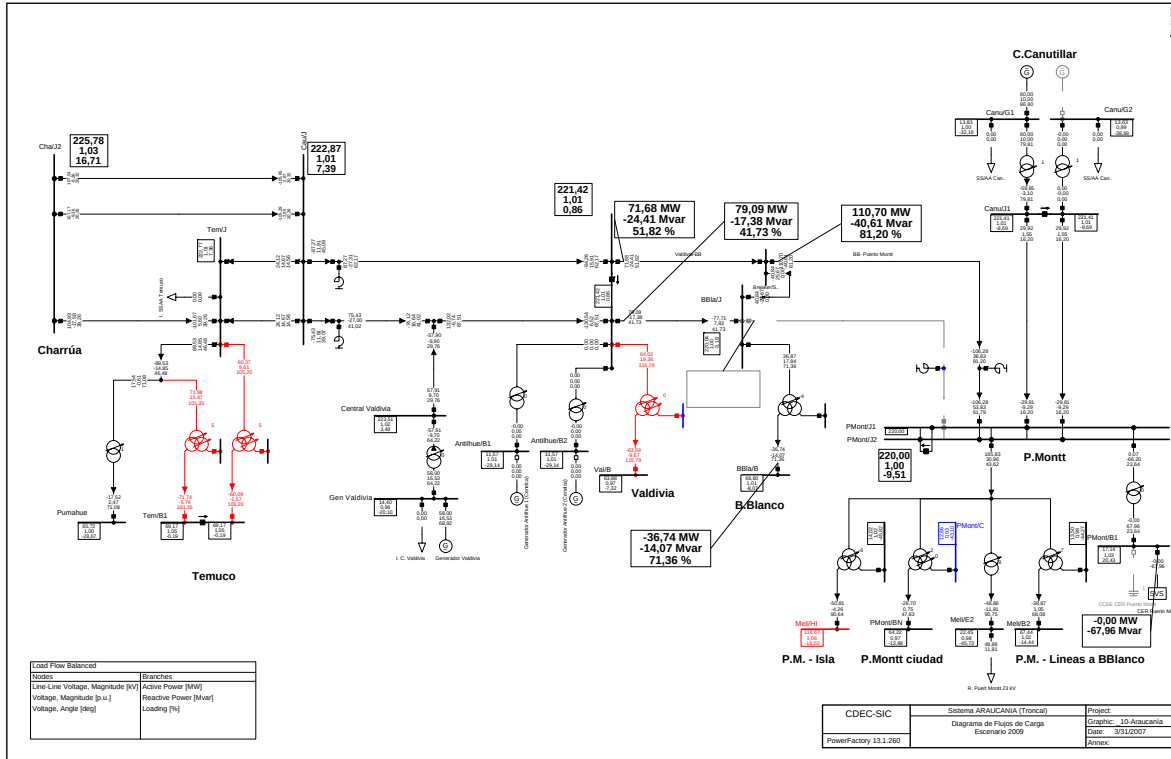


Figura 18: Escenario 2009 post-falla sale circuito inferior Barro Blanco-Puerto Montt con seccionamiento con acoplamiento de barras (S4)

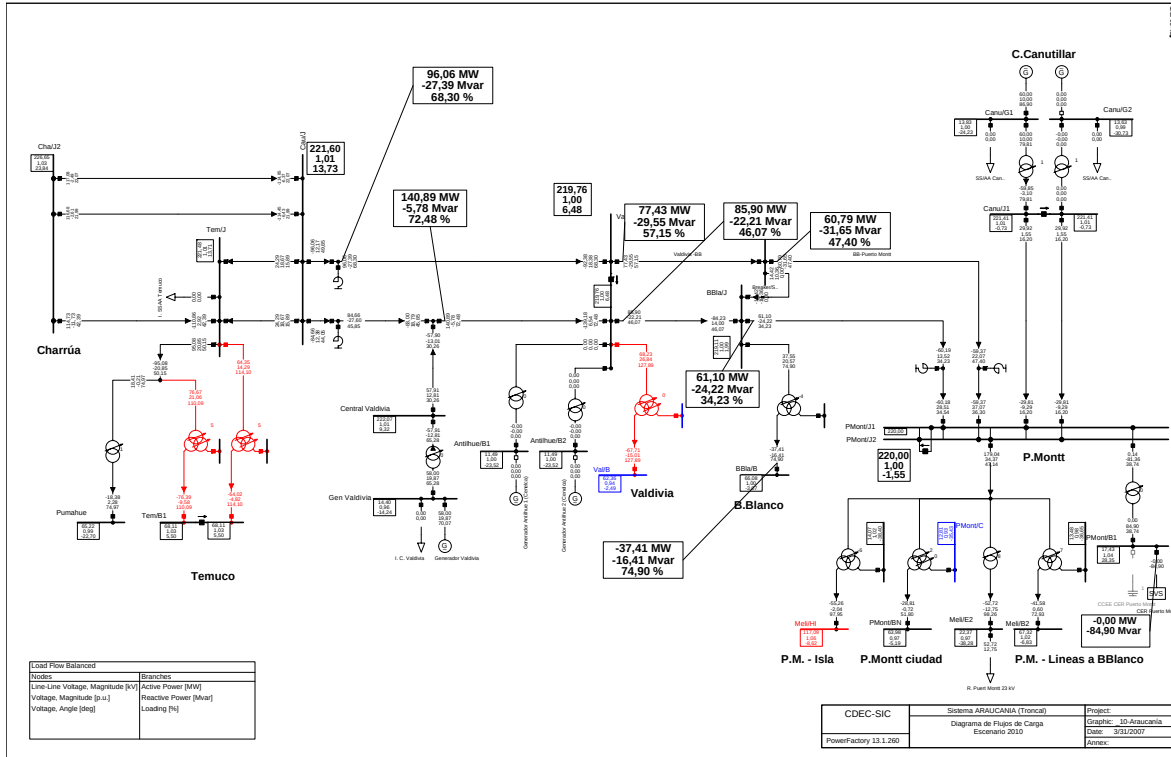


Figura 19: Escenario 2010 pre-falla con seccionamiento y acoplamiento de barras

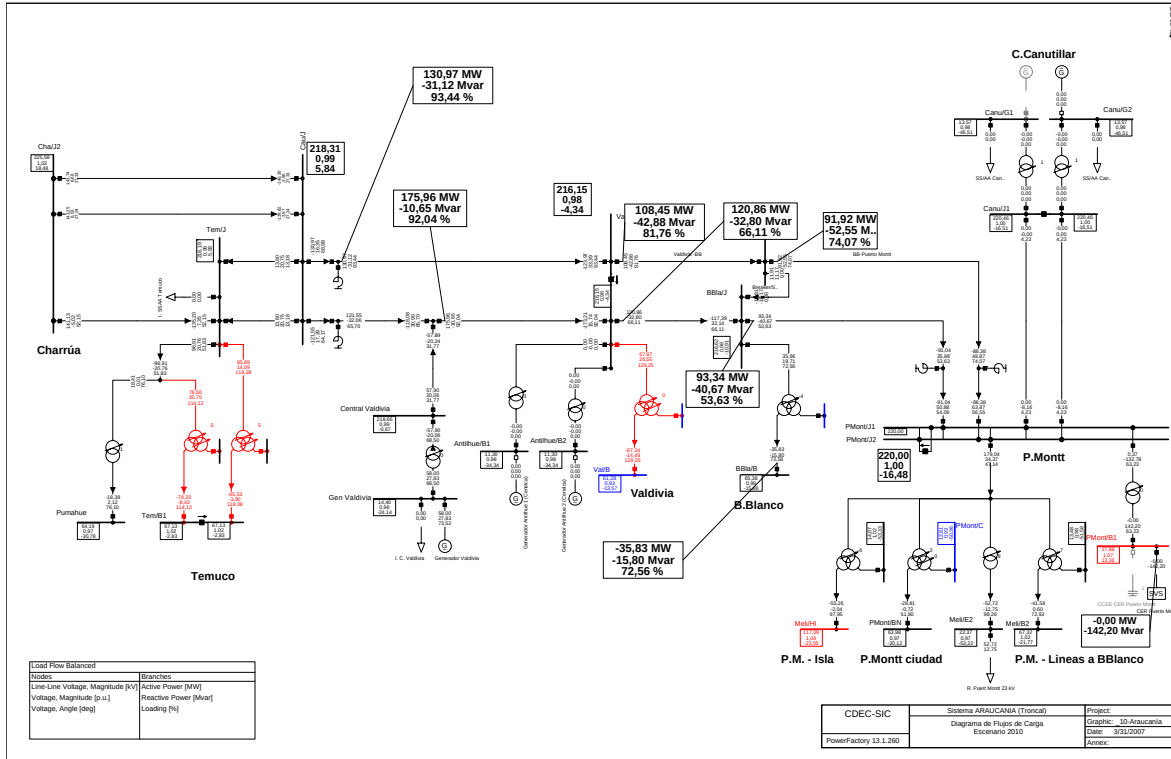


Figura 20: Escenario 2010 post-falla con seccionamiento y acoplamiento de barras y C1

Análisis de Proyectos de Ampliación de la Zona Sur

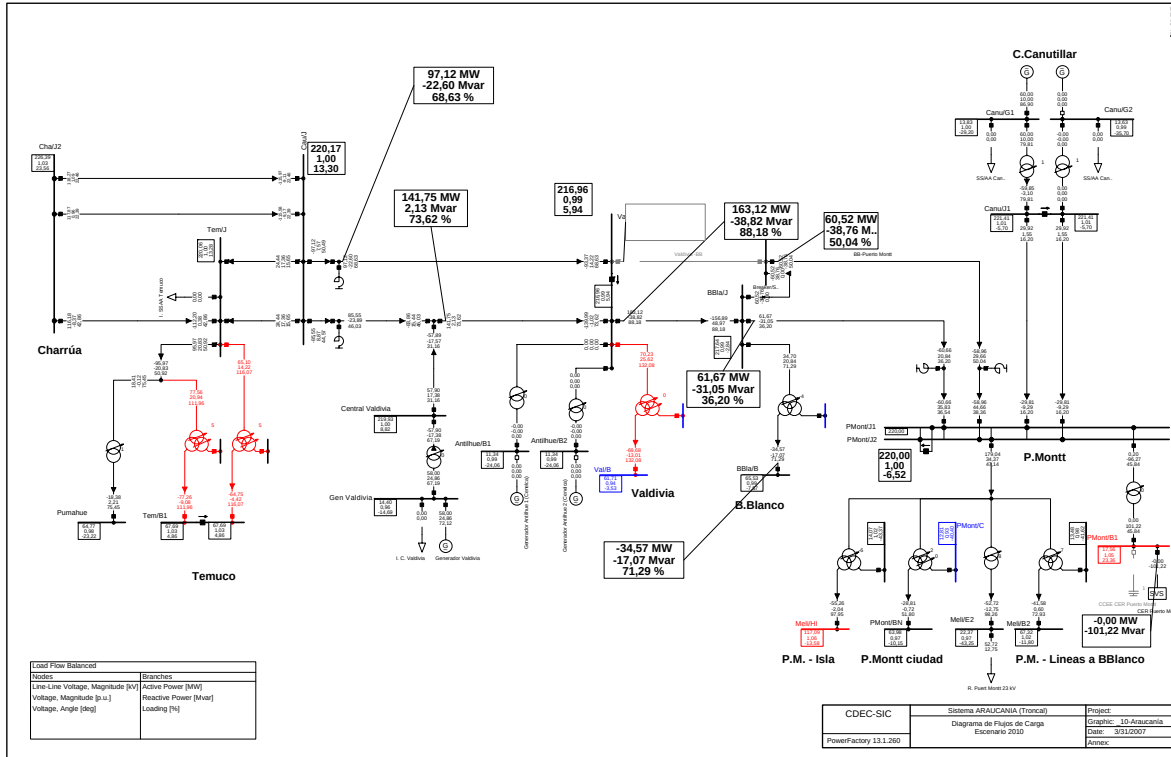


Figura 22: Escenario 2010 post-falla sale circuito superior Valdivia-Barro Blanco con seccionamiento con acoplamiento de barras (S1)

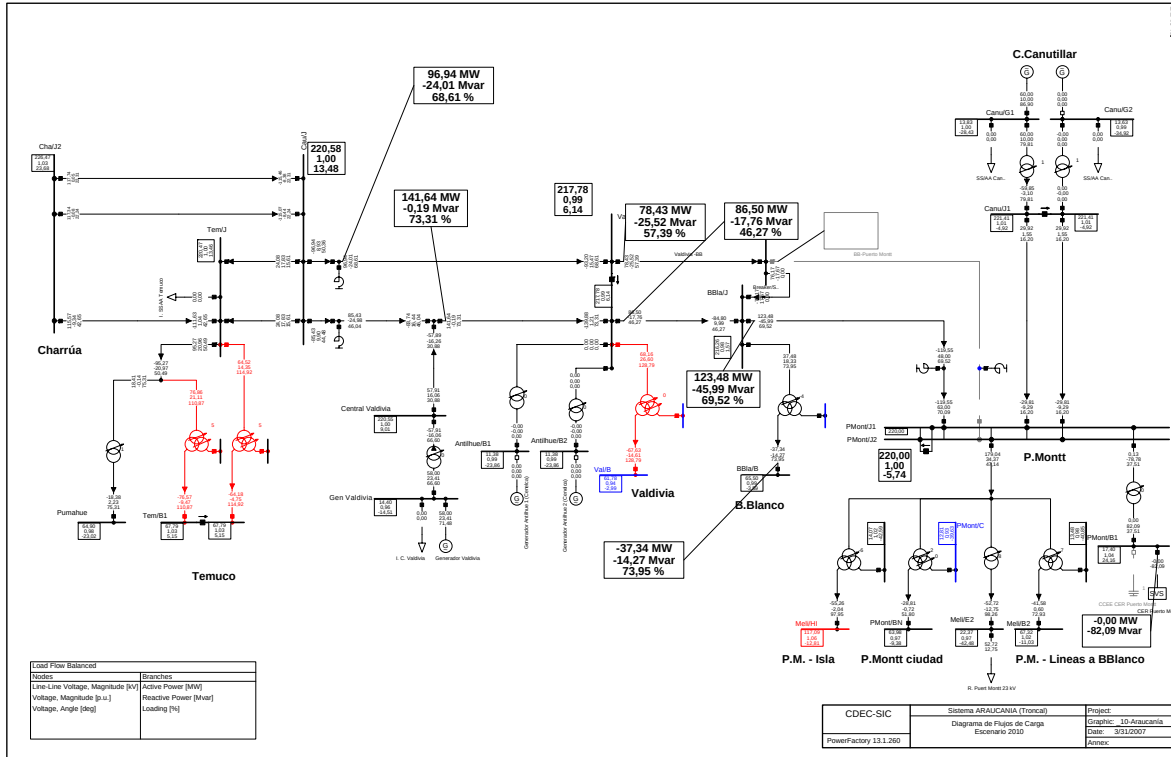


Figura 23: Escenario 2010 post-falla sale circuito superior Barro Blanco-Puerto Montt con seccionamiento con acoplamiento de barras (S2)

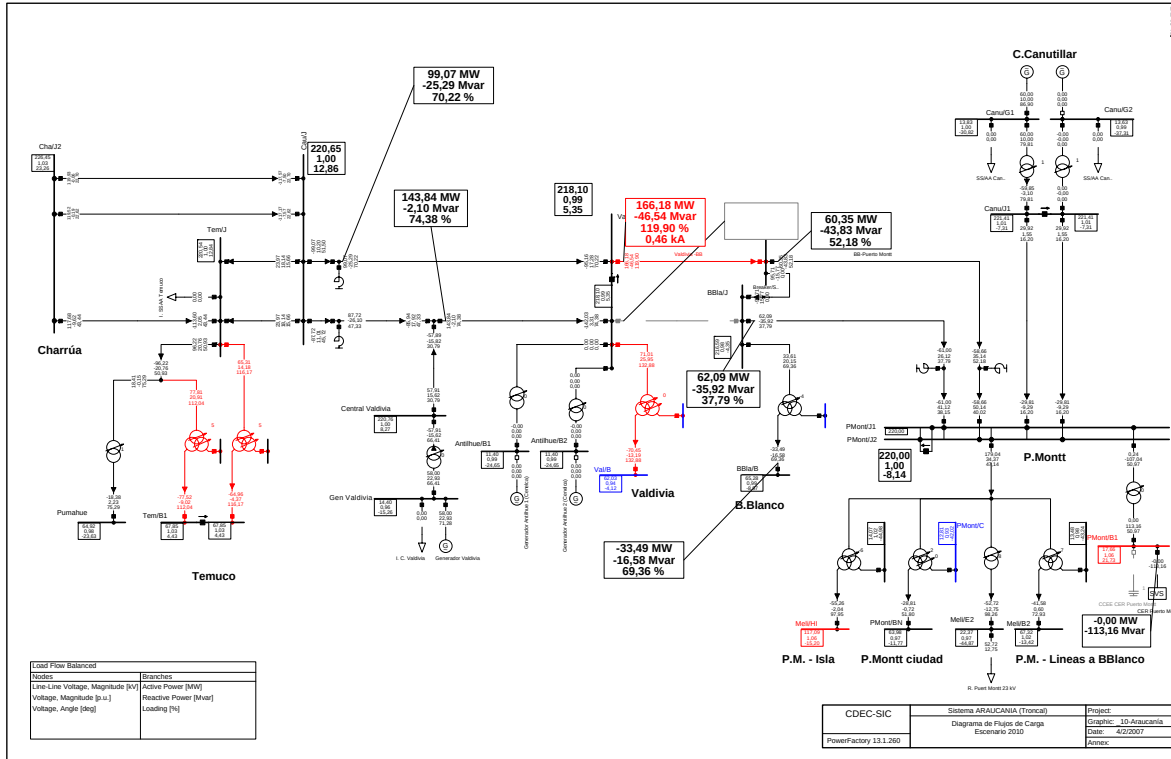


Figura 24: Escenario 2010 post-falla sale circuito inferior Valdivia-Barro Blanco con seccionamiento con acoplamiento de barras (S3)

Análisis de Proyectos de Ampliación de la Zona Sur

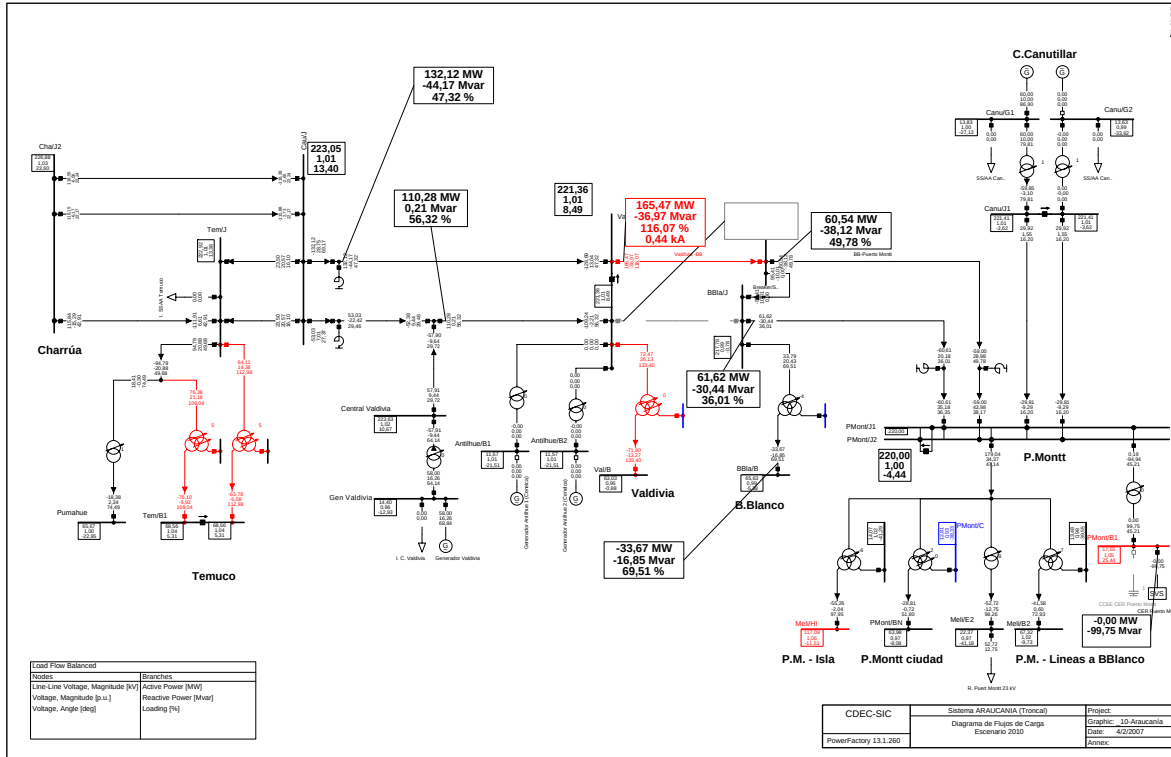


Figura 26: Escenario 2010 post-falla sale circuito inferior Valdivia-Barro Blanco con seccionamiento con acoplamiento de barras (S3) y Circuito Cautín-Valdivia

3 CONCLUSIONES

Según la propuesta del Consorcio, el tramo comprendido entre las SS/EE Valdivia y Puerto Montt no requiere de modificación alguna en el período 2007-2010. Sin embargo, se determinó que ya hacia el año 2009, ante aportes reducidos de generación de central Canutillar, lo que representa un escenario factible de ocurrir, la salida de algunos circuitos entre las SS/EE Valdivia y Puerto Montt, podría provocar, ante determinadas condiciones de demanda y temperatura, la salida en cascada de varios otros equipos o elementos de la zona, lo que representa el incumplimiento del Criterio N-1 de la NT de SyCS.

Las medidas identificadas para solucionar esta situación son:

- La propuesta hipotizada por el Consorcio de implementación de un esquema de EDAC. Sin embargo, pueden existir múltiples razones por las que dicho esquema puede no estar aprobado, implementado y operativo para el momento en que sea requerido.
- La ampliación de la capacidad del CER de Puerto Montt hasta un módulo de 150 MVar para satisfacer los estados N y N-1 de alta demanda en situaciones particulares en las que la operación de la Central Canutillar se encuentre restringida.
- Seccionamiento en Barro Blanco del circuito expreso entre Valdivia y Puerto Montt, junto a la incorporación de la respectiva barra de transferencia (y acoplamiento) en la S/E Barro Blanco, medida que permite reducir las exigencias del CER, así como disminuir las sobrecargas y mejorar el perfil de tensiones de la zona en caso de estados N-1. Además, este tipo de obra evita que se pierdan consumos ante fallas en los diversos tramos, logrando acotar y compartir las exigencias a que se ven sometidos los tramos ante la falla de uno de ellos. Por otra parte, la conversión del Tap-Off Barro Blanco en una estación con capacidad de maniobra de los circuitos de manera independiente permite reducir la tasa de ocurrencia de eventos que conducen a ese riesgo, con la consiguiente mejora en la confiabilidad de abastecimiento del área.
- La medida preventiva propuesta –seccionamiento y acoplamiento- permite sobrellevar sólo hasta el año 2009 las contingencias simples del tramo Valdivia – Barro Blanco – Puerto Montt. Para el año 2010, se prevén sobrecargas que, bajo determinadas condiciones de temperatura (supuesta la adecuada calibración de las protecciones), podrían determinar el riesgo de incumplimiento del criterio N-1.
- La solución definitiva, necesaria para eliminar el riesgo de no cumplir el criterio N-1 para las demandas y temperaturas previstas para el verano del

año 2010, es la construcción de un tercer circuito entre Valdivia y Puerto Montt, con ingreso en Barro Blanco.

- De forma similar, para las mismas condiciones de demanda y temperatura previstas, resulta imprescindible que el proyecto de la línea Cautín – Valdivia, que la CNE recomienda en su informe técnico para junio del año 2013, sea adelantado para su construcción a la mayor brevedad. Debe tomarse en consideración que un proyecto de construcción de línea demandaría por lo menos 42 meses, desde la publicación del decreto, por lo que su puesta en servicio más cercana sería Abril del 2011, siendo que de acuerdo al presente informe, sería imprescindible para el año 2009 o 2010.
- A menos que pudiera garantizarse la presencia del esquema EDAC esbozado por el Consorcio, el seccionamiento en Barro Blanco, la ampliación de la capacidad del CER de Puerto Montt, la construcción del tercer circuito de 220 kV Valdivia – Barro Blanco – Puerto Montt, y el adelantamiento de la línea de 220 kV Cautín – Valdivia, constituyen obras necesarias para abordar los eventos tipo N-1 cumpliendo con la NT de SyCS, permitiendo reducir las sobrecargas que se inducen en los otros tramos, y mejorando también el perfil de tensiones de la zona.

D.2 LÍNEA CAUTÍN – VALDIVIA, ANÁLISIS DE CAPACIDAD

LÍNEA CAUTIN – VALDIVIA ANÁLISIS DE CAPACIDAD

Objetivo

El objetivo es analizar, a través de un balance simple de generación y demanda, el nivel de utilización de las líneas en 220 kV comprendidas entre las subestaciones Cautín y Valdivia, en el horizonte 2008 – 2012.

Antecedentes

Líneas de Transmisión

Las características eléctricas de las líneas en 220 kV comprendidas entre las subestaciones Cautín y Valdivia son las siguientes.

Id	Desde	Hasta	R [pu]	X [pu]	P [MVA]	
					25° con sol	30° con sol
1	Ciruelos	Cautín	0,0235	0,0899	194	162
2	Valdivia	Ciruelos	0,0083	0,0318	194	162
3	Valdivia	Cautín	0,0399	0,1226	147	123

Proyección de Demanda Agrupada desde la S/E Valdivia al Sur

La proyección de demanda que se considera para el conjunto de cargas conectadas al SIC desde la S/E Valdivia hacia el sur se presenta a continuación.

	2008	2009	2010	2011	2012
Demanda [MW]	374,05	405,16	431,40	467,74	504,23

Cabe señalar que esta proyección no considera el consumo conectado a la barra Ciruelos, el cual, en condiciones normales es abastecido en su totalidad a través de la Planta Cogeneradora Valdivia. En caso de que esta planta no esté en operación, dicho consumo implica un incremento de 20 MW en la proyección de demanda antes presentada, según los registros del CDEC para el año 2006, el que debe ser abastecido mediante flujos a través de las líneas 220 kV Ciruelos – Cautín o Valdivia – Ciruelos.

Capacidad de Transmisión

Debido a la impedancia y capacidades dispares que presentan las líneas del sistema, la capacidad total de transmisión resulta ser menor que 341 [MW] (i.e. 194 MW + 147 MW), ya que la restricción de transmisión la impone la línea de 147 MW. Considerando estas características, se estima que la capacidad de transmisión bajo criterio N es 290 MW.

Escenarios de Generación

Se consideran cuatro casos de despacho de generación local, los que se presentan a continuación.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Pasada	Todas	Todas	Todas	Todas
Canutillar	2 unid	1 unid	1 unid	2 unid
Cenelca	Ninguna	Ninguna	2 unid	Ninguna
Ciruelo	Todas	Todas	Todas	Ninguna

La fila "Pasada" representa a las centrales hidroeléctricas de pasada de la zona, es decir, Pullingue, Pilmaiquén y Capullo. El valor "Todas" considera que dichas unidades son despachadas en promedio anual como lo indican los resultados de las simulaciones SDDP efectuadas por Transelec.

Asimismo, la fila "Ciruelo" se refiere a la Planta Cogeneradora conectada a la barra Ciruelos. El valor "Todas" indica que dicha planta abastece a la totalidad de la carga conectada a la barra Ciruelos. Mientras que el valor "Ninguna" indica que la Planta Cogeneradora está fuera de servicio y, por lo tanto, la carga de la barra Ciruelos debe ser abastecida mediante flujos a través de las líneas correspondientes.

De esta forma, el Caso 1 considera un despacho normal de las centrales de pasada, las dos unidades de la Central Canutillar en operación, las turbinas Diesel de Cenelca fuera de servicio y la carga de la barra Ciruelos abastecida en su totalidad por la Planta Cogeneradora Valdivia. El Caso 2 representa la falla de una unidad de la Central Canutillar. El Caso 3, el abastecimiento de carga mediante las turbinas Diesel de Cenelca ante la falla de una unidad de la Central Canutillar. Finalmente, el Caso 4 modela la falla de una unidad de la Central Canutillar y de la Planta Cogeneradora Valdivia.

Resultados y Conclusiones

Las siguientes tablas presentan el resultado del balance de inyecciones y retiros del sistema en estudio, para los cuatro escenarios de generación considerados.

Escenario 1

Condición normal de operación en un escenario de hidrología promedio

Escenario 1					
Año	2008	2009	2010	2011	2012
Pasada [MW]	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
Canutillar [MW]	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
Cenelca [MW]	0	0	0	0	0
Ciruelo [MW]	0	0	0	0	0
Generación [MW]	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6
Demanda [MW]	374,05	405,16	431,40	467,74	504,23
Flujo Cautín – Valdivia [MW]	208,5	239,6	265,8	302,1	338,6

Escenario 2

Condición normal de operación en un escenario de hidrología promedio fallando una unidad de central Canutillar o hidrología seca.

Escenario 2					
Año	2008	2009	2010	2011	2012
Pasada [MW]	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
Canutillar [MW]	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Cenelca [MW]	0	0	0	0	0
Ciruelo [MW]	0	0	0	0	0
Generación [MW]	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6
Demanda [MW]	374,05	405,16	431,40	467,74	504,23
Flujo Cautín – Valdivia [MW]	268,5	299,6	325,8	362,1	398,6

Escenario 3

Condición normal de operación en un escenario de hidrología promedio fallando una unidad de central Canutillar o hidrología seca y operando las unidades de Cenelca

Escenario 3					
Año	2008	2009	2010	2011	2012
Pasada [MW]	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
Canutillar [MW]	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Cenelca [MW]	100	100	100	100	100
Ciruelo [MW]	0	0	0	0	0
Generación [MW]	205,6	205,6	205,6	205,6	205,6
Demanda [MW]	374,05	405,16	431,40	467,74	504,23
Flujo Cautín – Valdivia [MW]	168,5	199,6	225,8	262,1	298,6

Escenario 4

Condición normal de operación en un escenario de hidrología promedio con falla de Ciruelo y consumo de 20MW en ciruelos

Escenario 4					
Año	2008	2009	2010	2011	2012
Pasada [MW]	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
Canutillar [MW]	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
Cenelca [MW]	0	0	0	0	0
Ciruelo [MW]	-20	-20	-20	-20	-20
Generación [MW]	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6
Demanda [MW]	374,05	405,16	431,40	467,74	504,23
Flujo Cautín – Valdivia [MW]	228,5	259,6	285,8	322,1	358,6

A continuación se presenta de forma resumida los resultados de los análisis. El color verde indica que durante el año indicado y bajo el escenario correspondiente, el sistema cumple el criterio N – 1. Asimismo, el color naranja indica que el

sistema no cumple con el criterio N – 1, pero sí cumple el criterio N. Finalmente, el color rojo indica que el sistema presenta falla incluso con todas las líneas de transmisión en operación normal.

Año	Escenario			
	1	2	3	4
2008	N	N	N - 1	N
2009	N	Falla	N	N
2010	N	Falla	N	N
2011	Falla	Falla	N	Falla
2012	Falla	Falla	Falla	Falla

Conclusiones

El análisis de la utilización de las líneas en 220 kV comprendidas entre las subestaciones Cautín y Valdivia, muestra que éstas, en todas las condiciones de operación consideradas, sobrepasan su límite máximo de transmisión a partir del año 2009 y en todos los escenarios analizados a partir del 2011.

Las unidades de Cenelca permitirían evitar falla en la línea, sin embargo en una condición hidrológica seca serían insuficiente para evitar falla.

La demanda máxima en la zona se da en los meses de verano (enero – marzo) por lo que la línea debería entrar en servicio a más tardar durante el año 2010.

Observaciones al informe del ETT emitido por la Dirección de Peajes del CDEC

Zona Metropolitana

- o El plan de obras propuesto por la DP considera el seccionamiento de la línea 1x500 kV Ancoa – Polpaico y el tendido de una línea de entrada 2x500 kV hacia la S/E Alto Jahuel. Tomando en consideración dichas obras, se requiere incorporar un tercer banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA en la subestación Alto Jahuel, ya que de acuerdo a los flujos esperados en la zona, en el caso de máximas transferencias desde Ancoa hacia Alto Jahuel se superponen los excedentes de generación provenientes desde la zona norte y que no han ingresado a la zona Metropolitana a través de la subestación Cerro Navia, producto de la acción del equipo de control de flujos. Bajo este escenario, los flujos que se obtienen a través de la transformación Alto Jahuel 500/220 kV excedería la capacidad actual instalada (1500 MVA), requiriéndose su ampliación.
- o Transelec no comparte la propuesta de la DP de llevar una obra en reemplazo dado que esto atrasa la puesta en servicio de la obra, es más, si la DP visualiza que la obra de la seccionador Lo Aguirre es mejor alternativa que el uso de conductores de alta temperatura y dado los plazos contractivos no es aconsejable atrasar la obra en lo menos seis meses lo que afectaría gravemente el abastecimiento del área Metropolitana.
- o El uso de conductores de alta temperatura presenta problemas de confiabilidad al ser una tecnología incipiente, en especial para líneas de mediana longitud, por lo que su uso no es recomendable por restricciones técnicas de operación, no siendo una alternativa viable como alternativa de expansión, adicionalmente es una zona cuya falla provocaría importantes desconexiones de carga en la zona metropolitana y que como hemos constatado en otras ocasiones puede llevar a un black out del sistema.

Tomando en consideración estos antecedentes, se recomienda que la DP modifique el plan de expansión, incorporando como parte integrante del plan de expansión el desarrollo de la subestación seccionadora Lo Aguirre y la ampliación del tramo 2x220 kV Lo Aguirre – Cerro Navia, tal como ellos la visualizan.

Zona Norte

De acuerdo al análisis realizado por la DP, para la evaluación de las alternativas de ampliación en la zona se ha considerado una capacidad de transmisión desde la zona centro hacia la S/E Cardones dado por el punto de inestabilidad de tensión en esta última barra. Lo anterior no respeta la NTSyCS, ya que de acuerdo al artículo 5-52, la capacidad máxima de transmisión debe calcularse considerando un margen de seguridad de un 20%, criterio que no ha

sido aplicado en los análisis. Es necesario considerar este valor como límite máximo de transferencia para efectos de la realización de los estudios.

Zona Sur

En la evaluación de los proyectos considerados para la zona sur, la DP ha considerado dentro de sus análisis la incorporación de esquemas EDAC con la finalidad de limitar los efectos en el caso de ocurrir alguna contingencia en la zona. Actualmente, los esquemas EDAC pueden ser aplicados sólo para el control de frecuencia o de tensión según la NTSyCS y por lo tanto invalida la solución propuesta por el consultor de utilizar EDAC por disparo directo.

Aumento de peajes en razón de la incorporación de nuevas instalaciones al Sistema de Transmisión troncal (periodo 2007-2008)

Los resultados de participaciones que figuran en las conclusiones del Informe denominado “Aumentos de Peajes en razón de la incorporación de nuevas instalaciones al Sistema de Transmisión Troncal (período 2007-2008)” de fecha 12 de marzo de 2007, no son consistentes con la normativa de peajes señalada en la Ley. Se solicita revisar la metodología, consideraciones y cálculos realizados. En particular, se solicita agregar una tabla con el 20% del AVI+COMA de los tramos dentro del área de influencia común que debe ser prorrateado entre todos los consumos.

Se adjunta tabla resumen del informe de la DP que ilustra como la participación total en los tramos dentro del área de influencia común como fuera del área de influencia común no son consistentes con la normativa de peajes señalada en la ley.

Porcentajes de AVI+COMA	Tabla 3: Participaciones para Suministradores		Tabla 4: Participaciones para Retiros	Tabla 3 + Tabla 4
Tramo	Inyecciones	Retiros	Retiros	Total
1	78,70%	3,75%	4,90%	87,35%
2	78,74%	0,00%	4,70%	83,44%
3	0,00%	0,00%	74,90%	74,90%
4	78,70%	0,00%	4,90%	83,60%
5	78,53%	0,00%	4,80%	83,33%
6	79,65%	0,00%	3,40%	83,05%
7	78,88%	0,00%	5,00%	83,88%
8	79,47%	0,00%	2,60%	82,07%
9	77,58%	0,00%	4,20%	81,78%
10	79,92%	0,00%	2,50%	82,42%
11	76,56%	0,00%	6,60%	83,16%
12	77,27%	0,00%	7,40%	84,67%
13	77,58%	0,00%	4,20%	81,78%
14	78,53%	0,00%	4,80%	83,33%
15	77,58%	0,00%	4,20%	81,78%
16	77,80%	0,00%	3,30%	81,10%
17	39,31%	0,00%	34,10%	73,41%
18	77,70%	0,00%	3,10%	80,80%
19	77,70%	0,00%	3,10%	80,80%
20	77,58%	0,00%	4,20%	81,78%
21	77,27%	0,00%	7,40%	84,67%
22	78,64%	0,00%	9,40%	88,04%
23	78,64%	0,00%	9,40%	88,04%
24	0,00%	0,00%	60,50%	60,50%
25	11,13%	0,00%	3,90%	15,03%