

Impacto Macroeconómico del Retraso en las Inversiones de Generación Eléctrica en Chile[†]

Renato Agurto*
Fernando Fuentes H.**
Carlos J. García**
Esteban Skoknic***

Mayo, 2013

Abstract

El presente trabajo estima el impacto en el desempeño macroeconómico de Chile del atraso en las inversiones de generación eléctrica que ha caracterizado al sector en los últimos años. El estudio aporta a la literatura especializada haciendo converger la estimación de precios eléctricos con modelos de simulación estocásticos y el uso de técnicas econométricas avanzadas, en el marco de un modelo macroeconómico dinámico de equilibrio general. Comparando algunos escenarios, el resultado de la investigación muestra que el atraso de dichas inversiones representaría para el país, entre el año 2012 y el 2019, una pérdida del Producto Interno Bruto de una magnitud cercana al 6%, es decir, aproximadamente un año de crecimiento, con la consiguiente disminución en el consumo interno y la creación de empleo. Asimismo, bajo escenarios alternativos, si el país asumiera a partir de hoy una política que fomente un desarrollo de inversiones eléctricas más acorde a los plazos eficientes, la mencionada pérdida podría disminuir a cerca de la mitad.

Keywords: *Energía Eléctrica, econometría bayesiana, modelos DSGE*

JEL: E17, E27, E37, L94

* Socio Director de SYNEX Ingenieros Consultores.

**Académicos de la Facultad de Economía y Negocios, Universidad Alberto Hurtado.

*** Ingeniero senior de SYNEX Ingenieros Consultores.

[†] El presente Estudio fue licitado y financiado por la Asociación Gremial de Generadoras de Chile. No obstante, la responsabilidad por el contenido recae exclusivamente en los investigadores firmantes.

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	2
2.	METODOLOGÍA	4
	2.1 MODELACIÓN DE ESCENARIOS ELÉCTRICOS	5
	2.2 MODELO MACROECONÓMICO DSGE.....	7
	2.3 CAMBIOS AL MODELO MACROECONÓMICO: INTRODUCCIÓN DE ENERGÍA.....	12
	2.4 ASPECTOS ECONOMETRICOS.....	17
3.	ESTIMACIÓN DE PRECIOS ELÉCTRICOS	18
	3.1 ESCENARIO SÚPER-ÓPTIMO	19
	3.2 ESCENARIO ÓPTIMO.....	20
	3.3 ESCENARIO BASE	21
4.	RESULTADOS MACROECONÓMICOS SEGÚN ESCENARIOS.....	23
	4.1 CALIBRACIÓN Y ESTIMACIÓN MODELO MACROECONÓMICO.....	23
	4.2 RESULTADOS MACROECONÓMICOS	26
5.	CONCLUSIONES.....	33
	Bibliografía.....	36
	Anexo N°1: Representación en el SDDP.....	39
	Anexo N° 2: Comparación de DSGE con otras Metodologías.....	40
	Anexo N° 3: Modelo Macroeconómico DSGE.....	43
	Anexo N° 4: Supuestos de la Modelación de los Precios Eléctricos.....	54
	Anexo N° 5: Variabilidad de Precios Según Condiciones Hidrológicas.....	62
	Anexo N° 6: Estimación Parámetros Modelo Macro y Estabilidad.....	64

1. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un insumo esencial para la producción de bienes y servicios en las sociedades modernas, razón por la cual la demanda por este servicio en Chile ha crecido de modo sistemático en los últimos años como consecuencia del incremento sostenido de su Producto Interno Bruto. En este contexto, el precio de esta energía es una variable preponderante en la evolución de la economía del país, y por ende, los cambios en dicha variable impactan su desempeño macroeconómico. El objetivo del presente estudio es estimar este impacto.

Como se mostrará en la investigación, las dificultades en la materialización de los proyectos de inversión en nueva capacidad de generación eléctrica han causado en Chile un aumento de los precios eléctricos con un gran efecto en nuestro resultado macroeconómico. De hecho, proyectando ciertos escenarios desde el año 2007 hasta el 2019, el impacto en el Producto Interno Bruto equivaldría a un menor crecimiento acumulado de un poco más de un 6% entre los años 2012 y 2019, con el consiguiente efecto negativo en el crecimiento de la inversión, el consumo interno y la creación de nuevos empleos. Considerando sólo lo que resta de la presente década, en escenarios alternativos proyectados entre el 2012 y el 2019, el menor crecimiento ascendería a una cifra cercana al 3%.

En el marco del fenómeno analizado, es importante tener presente que las decisiones de inversión en nueva capacidad de generación eléctrica toman tiempo, dado que el negocio requiere altos niveles de inversión, con extensos periodos de recuperación del capital y riesgos de mercado significativos. Por este motivo, es crucial que una vez tomadas las decisiones, la materialización de los proyectos sea lo más fluida posible, lo cual no ha ocurrido en Chile en la última década. De hecho, los plazos de desarrollo de nuevas centrales generadoras han sufrido en los últimos años atrasos importantes, e incluso cancelaciones, producto de factores que pudieran considerarse exógenos a los propios proyectos, entre ellos: oposición ciudadana canalizada mediante judicialización de proyectos y atraso o negación de servidumbres de paso para su desarrollo; decisiones políticas sustentadas en la inexistencia de una estrategia energética nacional de consenso; y extensos e inciertos procedimientos de aprobación ambiental

y de permisos por parte de organismos del Estado, que en promedio se han prácticamente duplicado en los últimos diez años, al observar el tiempo de tramitación en el sistema de evaluación ambiental¹.

Los principales proyectos de generación afectados han sido aquellos gestados y diseñados para enfrentar el crecimiento de la demanda de electricidad con su operación en base, los cuales en general son iniciativas hidroeléctricas y termoeléctricas a carbón de gran escala.

Todo lo anterior establece enormes desafíos para lograr un desarrollo sustentable en el país, en su dimensión económica, social y medioambiental, ya que se necesita contar con más energía para llegar a ser un país desarrollado, derrotar la pobreza y reducir las desigualdades, todo ello sin descuidar el cumplimiento de las normas ambientales.

Dado que las decisiones de inversión en el ámbito eléctrico que nos afectarán como país en los próximos 10-20 años se deben tomar hoy, se requiere formar un consenso respecto a qué camino se intenta seguir, ya que ello es esencial para darle estabilidad al modelo de desarrollo de la nación. En este marco, el presente estudio tiene por objeto aportar a la creación de dicho consenso entregando un análisis de los efectos macroeconómicos del atraso sistemático en la ejecución de los proyectos de generación eléctrica en el país. Dicho análisis se basa en los efectos globales en la economía nacional, originados en la no materialización o retraso de proyectos de generación eléctrica económicamente viables.

Para lograr el objetivo propuesto, el presente documento se estructura de la siguiente forma. En el capítulo 2 se presenta la metodología de trabajo, especificando el objetivo central del estudio, los escenarios que se utilizan como referencia para realizar comparaciones entre algunas variables destacadas de la economía nacional, y las características de las modelaciones eléctricas y macroeconómicas que se emplean. En el capítulo 3 se presentan las estimaciones de los precios eléctricos que son utilizadas en los diferentes escenarios. En el capítulo 4 se analizan los resultados en el desempeño macroeconómico para los distintos escenarios eléctricos considerados. Por último, en el capítulo 5 se presentan las conclusiones centrales del estudio.

¹ Ver Fuentes, F. (2013), “El Modelo de Desarrollo Eléctrico Chileno en la Encrucijada”. En *El Desafío del Desarrollo Sustentable en América Latina*, O. Jacob, M. Peticara y M. Rodríguez Eds., Río de Janeiro: Fundación Konrad Adenauer. En Prensa.

2. METODOLOGÍA

El objetivo central del estudio es determinar los efectos macroeconómicos en el país, para el período 2012 – 2019, en el caso que se mantuviesen los atrasos sistemáticos en la ejecución de los proyectos de generación eléctrica. Para lograr esto, se compara el desarrollo y operación del sistema eléctrico en un escenario base, respecto a dos escenarios alternativos. El Escenario Base ha sido construido mirando retrospectivamente el desarrollo real de la generación entre los años 2007 y 2012 y proyectando en forma realista las nuevas inversiones que se espera se concreten en los próximos años, de acuerdo a la mejor información disponible². Por su parte, los escenarios alternativos consideran una secuencia optimizada de las obras de generación, a partir de dos años de partida: el denominado “Escenario Óptimo”, que considera lo realmente ocurrido entre los años 2007 y 2012, y supone que a partir de este último año y hasta el año 2019 la generación se expande en forma óptima, sin atrasos; y el denominado “Escenario Súper-óptimo” el cual considera que a partir del año 2007 y hasta el año 2019 el sistema se expande en forma óptima.

En definitiva, se trata de estimar la proyección de la tendencia actual de atrasos y compararla con lo que pudiera esperarse de una corrección de dicha tendencia, a partir del 2012 en el primer caso y a partir del 2007 en el segundo, siempre midiendo los efectos macroeconómicos en el mismo lapso de tiempo, entre los años 2012 y 2019.

En concordancia con el objetivo general propuesto la investigación seguirá la siguiente secuencia analítica. En primera instancia se diseñarán los escenarios eléctricos, para luego, con el resultado de estos escenarios en términos de precios eléctricos, efectuar las estimaciones macroeconómicas y comparar los resultados más importantes.

La metodología del trabajo incorpora herramientas en dos dimensiones complementarias, pero conceptualmente independientes. Por un lado, la forma en que será modelado el sistema eléctrico para efectos de obtener los precios de la energía que serán incluidos en la estimación macroeconómica, y por otro, la determinación de las características del modelo macroeconómico a emplear y las técnicas econométricas de estimación.

² Estos planes no necesariamente coinciden con el plan referencial de la Comisión Nacional de Energía.

2.1 Modelación de Escenarios Eléctricos

La modelación del sistema eléctrico chileno en los distintos escenarios definidos (base, óptimo y súper-óptimo) se realiza para el Sistema Interconectado Central (SIC). Se ha omitido el análisis del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) debido a que con el modelo macroeconómico no es posible establecer un efecto razonable sobre el sector minero, dado los altos precios actuales de los commodities, por lo cual el aumento de precios eléctricos tendría esencialmente repercusiones sobre las utilidades de las empresas mineras en este sistema sin alterar los niveles de producción.

El comportamiento del sistema eléctrico en el escenario base y en los escenarios alternativos eficientes se estima empleando el modelo de simulación SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), el cual ha sido ampliamente utilizado en estudios proyección de precios en el mercado eléctrico y de evaluación de proyectos de generación y transmisión. Se trata de un modelo de simulación de la operación económica de un sistema eléctrico para una expansión de la generación-transmisión determinada.

Cabe destacar que en sistemas eléctricos constituidos exclusivamente por centrales hidroeléctricas de pasada (sin capacidad de almacenamiento de agua) y unidades térmicas, la operación de las unidades generadoras y el cálculo de los costos marginales de corto plazo del sistema³ es bastante simple, puesto que no hay relación entre las decisiones de operación presentes y las futuras. Sin embargo, en sistemas con numerosas centrales hidroeléctricas con embalses, las decisiones de operación son más complejas ya que la optimización de la operación de las centrales con embalses debe hacerse considerando tanto las condiciones de suministro actuales como las futuras.

Los modelos para resolver este problema se basan normalmente en la técnica de programación dinámica estocástica, tal como lo hace el SDDP. Estos modelos definen la estrategia de gestión óptima de los embalses (mínimo valor presente de los costos de operación

³ En un sistema de despacho centralizado de centrales, como el existente en Chile, administrado por un Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), el costo marginal en un momento del tiempo representa el costo variable de la central generadora más cara en operación (la última despachada), es decir, el costo de producir una unidad adicional de energía.

del sistema), considerando la naturaleza probabilística de los caudales afluentes al embalse. Como resultado, se determina el “valor del agua” en los embalses (costo de oportunidad del agua embalsada) y se calculan los costos marginales de corto plazo del sistema.

Los resultados del modelo SDDP son, entre otros: el despacho de todas las centrales, los costos térmicos, los flujos a través de todas las líneas de transmisión del sistema representado, y los costos marginales de corto plazo de energía en todas las barras. Estos resultados se obtienen para cada mes, para varios bloques de demanda que representan la curva de duración y para las condiciones hidrológicas simuladas⁴.

Cabe señalar que la información histórica que utiliza el modelo macroeconómico, que se describirá más adelante, para medir el efecto de los distintos escenarios de desarrollo del sector eléctrico, es el precio medio de la electricidad pagado por la industria y la minería⁵. La estimación futura del precio antes mencionado, el que denominaremos precio medio de clientes libres (PMCL), se hará a partir de los costos marginales proyectados de generación para cada uno de los escenarios simulados.

Los escenarios que se considerarán para efectos de evaluar el impacto en la macroeconomía del desarrollo del mercado eléctrico, son los que a continuación se indican:

- **Escenario Súper-óptimo:** Corresponde a la simulación de la operación del sistema eléctrico, para efectos de estimar los resultados macroeconómicos de Chile entre los años 2012 y 2019, que supone que dicho sistema habría funcionado desde el año 2007 en adelante sin atrasos en la instalación de centrales (hasta el 2019), que pudiesen ser imputables a problemas políticos o a exceso de judicialización de los procesos⁶.
- **Escenario Óptimo:** Corresponde a la simulación de la operación del sistema eléctrico, para efectos de estimar los resultados macroeconómicos de Chile entre los años 2012 y 2019, que

⁴ Para un mayor detalle de la representación del modelo utilizado, ver Anexo N° 1.

⁵ Corresponde al precio medio de mercado de los clientes libres, el que hasta el año 2009 es el calculado por la CNE. Para el año 2010, el valor se estima separando del precio medio de mercado calculado por la CNE el efecto de los precios de los contratos de suministro a las distribuidoras.

⁶ Se modeló el sistema eléctrico entre los años 2007 y 2019, no obstante, no se pudo modelar el año 2011 por no disponer de los caudales afluentes a las centrales hidroeléctricas en dicho año.

supone que dicho sistema funcionará desde el año 2012 en adelante sin atrasos en la instalación de centrales (hasta el 2019), que pudiesen ser imputables a problemas políticos o a exceso de judicialización de los procesos.

- **Escenario Base:** Corresponde a la simulación de la operación del sistema eléctrico, para efectos de estimar los resultados macroeconómicos de Chile entre los años 2012 y 2019, proyectando esta operación en forma realista respecto a las nuevas inversiones que se espera se concreten en los próximos años, de acuerdo a la mejor información disponible. Es decir, en este escenario se asume que la tendencia creciente de atrasos en la instalación de centrales sigue igualmente marcada en los años venideros.

La idea tras la definición de estos escenarios es poder efectuar básicamente dos comparaciones, en términos de las variables macroeconómicas consideradas. La primera, entre lo que ocurre en el escenario base comparado con el escenario óptimo, en la que se podrá visualizar los costos para la economía de que en los siguientes 7 años (hasta el 2019) la tendencia en los atrasos de las inversiones siga su actual curso creciente. La segunda, entre lo que ocurre en el escenario base comparado con el escenario súper-óptimo, contexto en el cual se podrá visualizar los costos para la economía en los mismos 7 años antes indicados, pero suponiendo que la economía hubiese desarrollado inversiones eficientes (sin atrasos) desde el año 2007 en adelante. Esta segunda comparación representa un escenario contra – factual respecto a lo ya ocurrido en el período 2007 – 2012 (aunque en todos los casos se modela la macroeconomía entre el 2012 y el 2019).

2.2 Modelo Macroeconómico DSGE

En términos esquemáticos, la Figura 1 ilustra la estructura general del modelo DSGE (Dynamic Stochastic General Equilibrium) usado en este estudio. Una clasificación de todos los agentes que participan en el modelo macro es la siguiente:

Familias: deciden consumo ,y ofrecen trabajo;

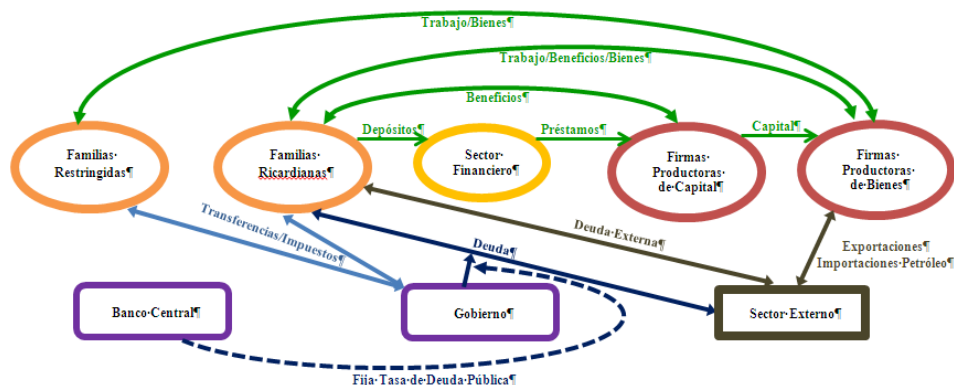
Firmas: definen la producción de bienes intermedios (trabajo, capital, insumos importados y petróleo), la producción de bienes de inversión, y la extracción de *commodities*⁷;

Bancos privados: ofrecen crédito para la producción de bienes de capital;

Política económica: el Banco Central fija la tasa de interés, y el Gobierno determina el gasto de gobierno;

Sector externo: importaciones de insumos importados, importación de petróleo, flujos de capitales (deuda externa), exportaciones de bienes intermedios y *commodities* (cobre).

Figura 1: Estructura General del Modelo DSGE⁸



El modelo DSGE supone dos tipos de consumidores, los “ricardianos” u optimizadores, es decir, aquellos que tienen acceso al mercado de capitales, y los restringidos que financian su consumo con el ingreso del trabajo, neto de las transferencias del gobierno. El objetivo de tener dos tipos de consumidores es que en el modelo no sólo la tasa de interés afecta el consumo (agentes ricardianos) sino también las fluctuaciones de los ingresos laborales (agentes restringidos). Así, se consigue en el modelo que una fracción de las familias debe alterar fuertemente su consumo con las fluctuaciones económicas. En otras palabras, la introducción de este tipo de consumidores restringidos permite analizar qué sucede con los grupos más

⁷ Por simplicidad se asume que la oferta de cobre es fija y que los ingresos fluctúan sólo por los cambios en el precio internacional del cobre.

⁸ Sacado de García et al (2013)

vulnerables de la sociedad frente al ciclo económico, lo cual representa una situación más realista.

En relación a la estructura productiva del modelo, existen tres tipos de firmas, las productoras de bienes intermedios (bienes ligados al sector industria y al comercio), las productoras de bienes de capital (maquinarias e infraestructura) y las extractoras de *commodities* (básicamente cobre). Al respecto, las características de estas firmas son las siguientes:

- Las empresas de bienes intermedios necesitan energía, insumos importados, capital y trabajo para producir sus bienes, los que son ofrecidos al mercado doméstico y de exportación.
- Las firmas productoras de bienes de capital financian sus nuevas inversiones con préstamos directos de los bancos privados que a su vez reciben fondos desde las familias optimizadoras o no restringidas.

Además, el modelo macro considera una serie de supuestos sobre el funcionamiento de la economía. Cabe destacar que estos son supuestos estándares en la literatura de modelos macroeconómicos que estudian las fluctuaciones macroeconómicas (ciclo económico), especialmente en lo que se refiere a formación de precios. Así, se supone que una fracción de los precios de los bienes intermedios y los salarios se ajusta lentamente. Una parte de este ajuste se supone que es producido por la indexación de esos precios a la inflación pasada. La otra fracción de precio y salarios se determinan óptimamente, es decir, son plenamente flexibles.

Con el supuesto sobre la rigidez de una fracción de los precios y salarios se consigue en el modelo que la producción sea determinada por la demanda agregada en el corto plazo. De esta manera, la política monetaria puede también afectar la actividad económica para controlar la inflación. En efecto, un aumento de la tasa de interés debe reducir el gasto en consumo de los agentes ricardianos y de la inversión privada. Puesto que los precios de los bienes intermedios son rígidos, la producción en de estos bienes se contrae. Así, en conjunto con los salarios que son rígidos, la menor producción se traduce también en una menor demanda de trabajo lo que a su vez hace caer el empleo y los salarios. Este último efecto más la caída en los precios de los bienes

de inversión, por su menor gasto, hacen que los costos de producción de las firmas intermedias caiga y con ello la inflación.

En forma adicional a las rigideces nominales en precios y salarios, se supone una serie de rigideces “reales” estándares en este tipo de modelos. El objetivo de estas rigideces “reales” es producir rezagos en los ajustes que se observan en la economía después que ésta ha sido impactada por shocks externos, internos o de política económica. Por ejemplo, un aumento de la tasa de interés no reduce inmediatamente la inversión privada, sino que hay costos de ajustes asociados a la decisión de cambiar los planes de inversión. De manera similar se han supuesto una serie de rezagos en las decisiones asociadas a la contratación de los diferentes insumos (capital, trabajo, energía e insumos importados).

Se introducen diferentes imperfecciones en el mercado de capitales, tema que se ha vuelto más contingente desde la crisis financiera internacional del 2008-10. Primero, restricciones de crédito a un grupo de las familias (consumidores restringidos); segundo, una oferta no completamente elástica por fondos externos (premio por riesgo) y tercero los bancos privados también restringen el crédito privado dependiendo de las condiciones actuales y esperadas del ciclo económico. El objetivo último de la introducción de este elemento es principalmente capturar el comportamiento del sector financiero observado a lo largo del ciclo económico y sus efectos en la evolución de la actividad económica.

La modelación sobre las restricciones de crédito por parte de los bancos está basada en el trabajo de Gertler y Karadi (2011). Estos autores suponen que los bancos privados pueden decidir o no devolver los fondos a las familias (riesgo moral). Por lo tanto, las familias estarán dispuestas a entregar más fondos a los bancos si y sólo si hay expectativas positivas sobre la economía. En caso contrario, un empeoramiento de las perspectivas económicas causa que las familias estén menos dispuestas a entregar fondos a los bancos, con lo cual estos agentes financieros contraen el crédito privado a las empresas productoras de capital.

El sector externo en el modelo macro es determinado por cuatro elementos claves, la actividad externa, el precio internacional de los *commodities*, la actividad interna de la economía y el tipo de cambio real. En este contexto, un aumento de la actividad externa produce una expansión de la demanda por nuestras exportaciones de bienes intermedios. De manera similar

un aumento de la actividad interna ocasiona que la demanda de insumos internos también aumente. Además, un aumento del precio de los *commodities* eleva los ingresos del país. En todos estos efectos el tipo de cambio real juega un papel clave. Al respecto se supone que se cumple en forma parcial la paridad no cubierta de tasas de interés⁹. En otras palabras, el tipo de cambio se determina por la diferencial de tasas de interés entre Chile y el resto del mundo. Por ejemplo, si la tasa de interés en Chile sube en relación a la tasa de interés internacional, se incentiva la entrada de capitales externos con lo cual el tipo de cambio cae produciendo una depreciación del peso respecto del dólar. Lo contrario ocurrirá si la tasa de interés en Chile cae en relación a la tasa de interés internacional. Con todo, las fluctuaciones del tipo de cambio tienen importantes efectos en la demanda externa por nuestros productos intermedios, los ingresos en pesos de las exportaciones de *commodities* y finalmente por la demanda de insumos importados. Así, volviendo al ejemplo de una depreciación del peso, este cambio desfavorece las exportaciones pero hace más barata las importaciones de todo tipo de insumos.

El banco central es modelado a través de una regla de política monetaria simple y que simula su comportamiento observado. De este modo, se asume que el banco central sigue una regla que fija la tasa de interés en función de la inflación, la brecha del producto y el tipo de cambio real. En otras palabras, si la inflación está por sobre el rango meta, el banco central decidirá subir su tasa de política monetaria. Asimismo, si la brecha de producto es muy positiva, es decir, está demasiado por encima del PIB potencial, el banco central subirá su tasa de interés puesto que dicha brecha es señal de sobre - calentamiento de la economía: el exceso de actividad, probablemente causado a su vez por un exceso de demanda interna, se traducirá en un aumento de inflación en el mediano plazo. Además, se ha observado que el banco central interviene moderadamente el mercado cambiario. Por tanto, si la tasa de interés sube, la entrada de capitales depreciará el peso frente al dólar. Para evitar este efecto, el banco puede implementar un aumento menor en la tasa de interés para evitar un exceso de depreciación. Este

⁹ Se asume que este mecanismo funciona con rezagos y que además existe una prima por riesgo país. En consecuencia, la tasa de interés externa relevante para la economía chilena es más alta que la tasa de interés de los mercados internacionales (LIBOR). En términos específicos en el modelo se supone que esa prima depende de la razón entre la deuda externa y el PIB, como medida de endeudamiento, y por tanto de exposición de la economía al financiamiento externo.

comportamiento se captura en el modelo incluyendo en la regla que usa el banco central para fijar la tasa de interés, el tipo de cambio real. En consecuencia, si el tipo de cambio cae demasiado, el banco tenderá a bajar tasas para evitar la sobre reacción del mercado cambiario.

Por último, el gasto del gobierno es modelado por una regla que fija esta variable en función de los ingresos tributarios estructurales de la economía, es decir, impuestos e ingresos del cobre. Sólo por simplicidad se considera que los impuestos son lump-sum, supuesto que no afecta sustancialmente los ejercicios que se realizan en este estudio¹⁰.

De todo este análisis, con el modelo macro se podrá medir el impacto de los retrasos eléctricos sobre las siguientes variables macroeconómicas:

Consumo -- Tasa de interés -- PIB -- Tipo de Cambio Real (competitividad)
 Empleo -- Inversión -- Gasto de Gobierno -- Inflación -- Importaciones --
 Exportaciones

2.3 Cambios al Modelo Macroeconómico: Introducción de la Energía¹¹

El sector eléctrico es incorporado en la función representativa de producción de bienes industriales, intermedios o semi-elaborados de la economía como es descrito en García et al (2013)¹². Cabe recordar que una función de producción representa la máxima cantidad que se puede producir de un bien con ciertos recursos. La función de producción de un productor relaciona la cantidad usada de factores de producción con la producción obtenida gracias a ella. El productor puede ser una economía, un sector productivo o una determinada industria.

En este contexto, se usará una función de producción estándar (llamada Cobb-Douglas) que es ampliada para incorporar energía (petróleo y energía eléctrica), además de capital, trabajo e insumo importados:

$$Y_t = A_t L_t^{\alpha_1} (\xi_t K_t)^{\alpha_2} M_t^{\alpha_3} MOIL_t^{\alpha_4} EE_t^{1-\alpha_1-\alpha_2-\alpha_3-\alpha_4} \quad (1)$$

¹⁰ Una comparación detallada del modelo DSGE con otras metodologías de modelación macroeconómica se puede encontrar en el anexo N° 2.

¹¹ Un detalle del modelo macroeconómico completo puede encontrarse en el anexo N° 3.

¹² Este tipo de bienes engloba en forma general a sectores como la industria, el agrícola semi- industrial (fruta y vino por ejemplo) y el comercio.

Donde Y es producción, A nivel de tecnología, L es empleo, K es stock de capital, M es insumos importados, $MOIL$ es petróleo y EE es energía eléctrica. Los parámetros α 's son las participaciones de cada insumo en la producción del bien intermedio. De esta forma, por la definición de los α 's (i.e., suman uno) se puede observar que esta función de producción tiene retornos constante a escala, es decir, si todos los insumos aumentan en un porcentaje $\mu\%$, entonces la producción aumentará en el mismo porcentaje.

Con esta formulación se pueden calcular los costos unitarios¹³ de producción del sector intermedio:

$$CU_t = \left(\frac{1}{A_t} \right) W_t^{\alpha_1} (\xi_t Z_t)^{\alpha_2} (SX_t P_t^*)^{\alpha_3} (SX_t POIL_t)^{\alpha_4} PE_t^{1-\alpha_1-\alpha_2-\alpha_3-\alpha_4} \quad (2)$$

Donde CU son los costos unitarios de producción, W son salarios, Z es el precio de arrendamiento del capital, SX es el tipo de cambio nominal, P^* es el precio de los insumos importados en dólares, $POIL$ es el precio internacional del petróleo en dólares y PE es el precio de la energía eléctrica.

El efecto inmediato de este primer cambio en la función de producción es explicitar el mecanismo básico de transmisión de un shock de oferta (Galí, 2008). Es decir, un mayor precio de la energía a nivel agregado produce un aumento directo sobre los costos unitarios de las empresas (CU) productoras de bienes intermedios y con ello se traspasa directamente a la tasa de inflación de estos bienes. Esto se observa directamente de la ecuación (2), en la medida en que un aumento de PE , dependiendo de $1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4$, impacta directamente en los CU .

Sin embargo, el impacto final sobre la economía de un cambio en el precio de la energía es más complejo y depende básicamente de dos aspectos claves que se consideran en el modelo DSGE:

- i) **Del grado de sustitución entre energía y los otros insumos de producción.** En la ecuación donde se describe la función de producción Cobb Douglas, se

¹³ Esta expresión se obtiene de la minimización de costos, es decir, de encontrar la combinación de insumos sustitutos para producir al menor costo una cantidad determinada de producto.

supone implícitamente que esta elasticidad de sustitución es uno, valor estándar en el análisis macroeconómico de fluctuaciones macroeconómicas.

- ii) **Del grado de flexibilidad laboral.** Por ejemplo, en caso que los salarios sean muy rígidos, el shock energético negativo tendrá importante impacto en el empleo agregado de la economía.
- iii) **De la respuesta del banco central a la mayor inflación.** En efecto, si los aumentos del precio de la energía se traspasan rápidamente a inflación, esto tendrá un efecto contractivo sobre la economía en caso que el banco central decida subir su tasa de interés.

A priori se espera que un aumento del precio de la energía deba tener primero un efecto inflacionario porque los costos de producción son más altos, y segundo, deba producir una contracción del PIB (y también del empleo). El primero de estos efectos se obtiene directamente de la expresión (2), donde se observa una relación positiva entre los costos unitarios y el precio de la energía.

En cambio, el segundo efecto es más complejo de conseguir, puesto que al subir el precio de la energía el insumo trabajo se hace relativamente más barato que la energía eléctrica y, por ende, en caso de que no se modele correctamente la sustitución entre insumos, podría ocurrir incluso que el empleo subiera en vez de caer, lo cual es contradictorio con la evidencia¹⁴, además de ser un resultado claramente contra intuitivo. En consecuencia, para evitar este resultado se debe reducir la elasticidad de sustitución entre insumos en el corto plazo, decisión que se sustenta en evidencia empírica¹⁵. De esta manera, el modelo podrá entregar como resultado la magnitud del efecto sobre el empleo, ya que el signo del cambio se conoce de antemano.

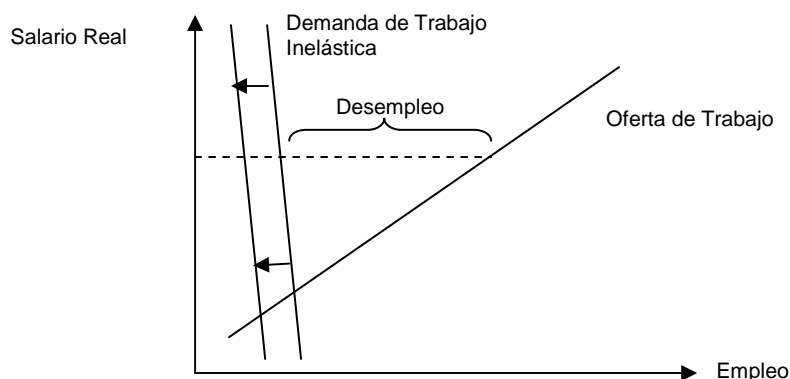
Consistente con lo indicado, si se considera que lo razonable es que el empleo caiga, entonces el efecto que debe predominar en corto plazo es la caída de la demanda por los bienes intermedios, y no los cambios en el salario real. Para conseguir este resultado el modelo debe

¹⁴ Evidencia respecto a que los shocks energéticos provocan recesión, y por tanto no aumentan el empleo, se puede encontrar en Davis & Haltiwanger (2001), Brown & Yucel (2002), y Hamilton (2010).

¹⁵ Evidencia en relación a que la elasticidad de sustitución entre empleo y energía es baja, se puede encontrar en Hamermesh (1993).

tener dos ingredientes. Primero, se debe suponer una demanda por trabajo casi completamente inelástica al salario real, como se puede observar en la Figura 2, con lo cual se evita que paradójicamente aumentos del precio de la energía beneficien al empleo. Segundo, se necesita el supuesto de un salario rígido por sobre el equilibrio. Esto además de permitir la existencia de desempleo en el modelo, medido por la diferencia entre la oferta de trabajo y la demanda de trabajo, permite que contracciones de la demanda de trabajo produzcan más desempleo (desplazamiento de la demanda de trabajo hacia la izquierda, indicadas por las flechas en la Figura 2).

Figura 2: Mercado del Trabajo y efecto sobre la demanda de trabajo frente a un aumento en el precio de la energía eléctrica



Puesto que es vital la modelación de la demanda por insumos para entender el impacto del precio de la energía eléctrica sobre la economía, se asume una forma flexible para modelar estas demandas en el corto plazo:

$$insumo_j = pmg_insumo_j(y + a - \theta_j \text{ precio real insumo}_j) + (1 - pmg_insumo_j)insumo_j \quad (3)$$

De esta manera, la demanda por $insumo_j$ expresada en logaritmo sigue dependiendo positivamente del nivel de actividad y y del nivel de productividad a , mientras depende negativamente del precio del insumo expresado en términos reales, al cual llamamos $\text{precio real insumo}_j$.

No obstante, con el objetivo de tener una modelación más flexible y permitir elasticidades de sustitución menores a uno en el corto plazo, se introdujo un parámetro $\theta_j < 1$ que reduce la reacción de la demanda de cada insumo a los cambios de precio real. Además, para imponer más inercia en las decisiones productivas de la empresa, se adicionó el parámetro $0 < pmg_insumo_j < 1$, con lo cual los niveles pasados de contratación de insumos siguen afectando las decisiones presente. Evidentemente, si se impone que $\theta_j = 1$ y $pmg_insumo_j = 1$, entonces la elasticidad de sustitución es uno y no existe inercia en la contratación de insumo. En este caso se vuelve a un escenario de perfecta flexibilidad en el uso de insumo por parte de la firma productora de bienes intermedios¹⁶.

Energía Eléctrica vs Petróleo

La otra fuente de energía en el modelo es el petróleo. Se decidió introducir este insumo en dos partes. Primero, éste se introdujo directamente en la ecuación (1) como un insumo más en la producción de bienes intermedios ($MOIL_t$). Segundo, se incorporó el petróleo como un insumo en la distribución de los bienes intermedios ($TOIL_t$). En otras palabras, se supone que los bienes intermedios para ser consumidos o invertidos deben ser previamente transportados ocupando petróleo, como se observa en la ecuación (4). Con esto, para que los consumidores, inversionistas y el gobierno puedan disponer de los bienes intermedios, ellos deben previamente pagar el costo de transporte.

$$Y_t^F = (Y_t)^{\alpha P} (TOIL_t)^{1-\alpha P} \quad (4)$$

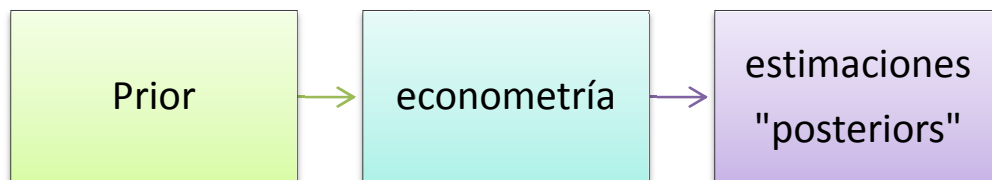
Por lo tanto, y a diferencia de la energía eléctrica, un aumento del precio petróleo tiene dos canales de transmisión que impactan a la economía. Su efecto negativo directo sobre la producción de bienes intermedios (canal común con la energía eléctrica), y adicionalmente el encarecimiento de estos bienes por el aumento de los costos de transporte.

¹⁶ En otras palabras se han alterado las condiciones de primer orden que se obtienen de la maximización de beneficios de la empresa de bienes intermedios presentadas en el Anexo N° 3.

2.4 Aspectos Econométricos¹⁷

La estimación del modelo se hace con técnicas Bayesianas. Este enfoque consiste en definir una distribución “prior” (basado en la teoría económica y estudios previos) para los parámetros del modelo. En otras palabras, estos “priors” consisten en restricciones a los posibles valores de los parámetros a valores con sentido económico. Luego de definir estos priors, se aplican las técnicas estándar de econometría para modelos macroeconómicos, es decir, se maximiza una función de máximo verosimilitud (la Figura 3 ilustra esquemáticamente la estrategia econométrica):

Figura 3 Estrategia de Estimación Bayesiana



El beneficio de usar esta técnica econométrica es mejorar las estimaciones de los parámetros del modelo, en especial si cuenta con una base de datos limitada. Además, se pueden superar problemas relacionados con la calidad de los datos que pueden sesgar los parámetros hacia resultados sin sentido económico. Esto podría ocurrir con técnicas econométricas más estándares (por ejemplo ML, máxima verosimilitud, y MM, método de los momentos) que tienden a producir un sobre ajuste del modelo al tratar de maximizar la probabilidad de generar la muestra.

La muestra utilizada en las estimaciones es trimestral y cubre los trimestres 2000.2 a 2011.3. Los datos son introducidos como tasas de crecimientos (multiplicadas por 100), excepto en el caso de las tasas de interés. No obstante, estas tasas son divididas por cuatro para ser expresadas en términos trimestrales y no anuales.

¹⁷ Las estimaciones se pueden hacer rápidamente usando el programa Dynare (<http://www.dynare.org/>).

3. ESTIMACIÓN DE PRECIOS ELÉCTRICOS¹⁸

En el modelo macroeconómico se representa un sector productivo cuya actividad está relacionada con el precio del insumo electricidad, este es el sector industrial y minero no-cobre. Dado lo anterior, y considerando la estructura de consumos del Sistema Interconectado Central, se ha decidido representar el precio de la electricidad como el Precio Medio de Clientes Libres de dicho sistema. El PMCL en un instante del tiempo corresponde a un promedio de contratos vigentes antiguos y contratos nuevos (por vencimiento de los antiguos o nuevas demandas). En consecuencia, este valor presenta una evolución suave a lo largo del tiempo, aunque tiene la dificultad de que su estructura y fechas de vencimiento de contratos no son conocidas.

Con el objeto que las variaciones de precios entre distintos escenarios representen las condiciones de mercado en cada caso, el PMCL futuro se estimará a partir de los resultados del modelo eléctrico antes descrito, de modo de representar las características de los nuevos contratos (“contratos marginales”) en el período analizado. Es decir, los costos marginales proyectados de energía se usarán para estimar los PMCL.

Los costos marginales de corto plazo de energía (CMg) en un sistema con elevada proporción de generación hidroeléctrica como el SIC son altamente variables según la condición hidrológica. Con el modelo de operación se han simulado 48 condiciones hidrológicas cada año (serie histórica: 1960-2007), encontrándose que en una condición seca los CMg llegan a más del doble que en una condición media (ver Anexo N° 5). Para efectos de la proyección de precios se ha utilizado, como es habitual, el valor esperado o promedio de todas las condiciones hidrológicas simuladas.

Para los distintos escenarios los PMCL futuros¹⁹ se calcularán como el promedio de los costos marginales de energía resultante de la simulación del escenario, más el cargo por capacidad expresado por energía para un factor de carga 75-80% (15 US\$/MWh) y un cargo de 5 US\$/MWh correspondiente a otros costos que paga el generador y que pueden ser traspasados al

¹⁸ Un detalle de los supuestos de la modelación de los precios eléctricos se presentan en el Anexo N° 4.

¹⁹ Monómicos.

consumidor (por ejemplo, sobrecargo por ERNC, peaje de retiro, servicios complementarios, etc.).

3.1 Escenario Súper-Óptimo

En el Escenario Súper-óptimo se consideran centrales que estuvieron en los planes de expansión de la CNE en el pasado, en las fechas que se esperaba entraran en operación, aun cuando actualmente ya no sea posible cumplir con esa fecha por atrasos posteriores. El objetivo de esto es determinar precios de mercado en una condición de desarrollo ideal para medir los efectos en la economía al comparar el escenario súper-óptimo con el que presenta atrasos.

A partir de la expansión definida y para el período 2012 – 2019, se calculan los costos marginales de energía²⁰. Se presentan en la tabla siguiente los costos marginales de energía promedios anuales en Quillota 220 kV y valores promedios del SIC determinados como valores de los costos marginales en las diferentes barras simuladas por la energía demandada correspondiente.

Tabla 1: Caso Súper-Óptimo SIC - Costos Marginales de Energía

Año	Quillota US\$/MWh	Promedio SIC US\$/MWh
2012 (1)	99.4	94.6
2013	75.1	87.7
2014	75.5	90.3
2015	77.7	78.4
2016	74.6	78.5
2017	78.2	88.1
2018	75.5	76.3
2019	80.2	81.1

(1) Abr - Dic

²⁰ En estricto rigor en este escenario se estiman precios desde el año 2007 hasta el 2019, considerando una entrada eficiente de centrales de generación al sistema (a diferencia del escenario óptimo que sólo establecerá la entrada eficiente de centrales desde el año 2012), no obstante, en la modelación macroeconómica sólo se utilizan los datos proyectados entre el 2012 y el 2019 (que representa el período de comparación).

Se aprecia que los CMg medios del SIC difieren significativamente de los CMg en Quillota en aquellos años en los que se hacen activas restricciones de transmisión al norte del SIC, donde se presentarían CMg elevados.

Tal como fuera explicado precedentemente, los Precios Medios de los Clientes Libres (PMCL) se han definido a partir de los CMg promedios del SIC, más el cargo por potencia (15 US\$/MWh) y un recargo de 5 US\$/MWh. Si se consideran tres períodos distintos 2012, 2013 y 2014-2019, los PMCL calculados en la forma indicada anteriormente resultarían 114.6, 107.7 y 102.1US\$/MWh respectivamente. En la tabla siguiente se indican los PMCL monómicos resultantes que serán utilizados en la modelación macroeconómica²¹.

Tabla 2: Caso Súper-Óptimo SIC – PMCL (monómico)

Año	PMCL SIC US\$/MWh
2012 (1)	114.6
2013	107.7
2014	102.1
2015	102.1
2016	102.1
2017	102.1
2018	102.1
2019	102.1

(1) Abr - Dic

3.2 Escenario Óptimo

En el Escenario Óptimo se consideran las fechas de puesta en servicio de las centrales que técnicamente podrían cumplirse sin considerar eventuales retrasos. En particular se considera que será posible desarrollar proyectos de generación a carbón en el SIC. Los costos marginales de energía en este caso deben ser inferiores a los del caso con atrasos²².

Los valores promedios anuales (valores esperados de 48 condiciones hidrológicas) de los costos marginales en Quillota y promedio del SIC se presentan en la tabla siguiente.

²¹ Se ha decidido estabilizar los precios futuros (2014 en adelante) debido a que la variabilidad en dicho período, originada en los cambios de los costos marginales, no está generalmente representada en los contratos que son los valores que finalmente se desea incorporar en la modelación macroeconómica.

²² Al igual que en el caso Súper-óptimo se muestra la variabilidad de los costos marginales en el Anexo N° 6.

Tabla 3: Caso Óptimo SIC - Costos Marginales de Energía

Año	Quillota US\$/MWh	Promedio SIC US\$/MWh
2012 (1)	109.2	108.3
2013	77.4	91.8
2014	80.3	95.8
2015	93.7	109.1
2016	81.3	99.1
2017	75.8	87.6
2018	81.4	82.4
2019	82.6	84.0

(1) Abr-Dic

Utilizando la misma metodología para estimar el precio de clientes libres y considerando tres períodos distintos 2012, 2013y 2014-2019, los PMCL calculados en la forma indicada resultarían 128.3, 111.80 y 113.0 US\$/MWh respectivamente.

Tabla 4: Caso Óptimo SIC – PMCL (monómico)

Año	PMCL SIC US\$/MWh
2012 (1)	128.3
2013	111.8
2014	113.0
2015	113.0
2016	113.0
2017	113.0
2018	113.0
2019	113.0

(1) Abr - Dic

3.4 Escenario Base

La simulación del Escenario Base impone postergaciones en la fecha de puesta en servicio de centrales generadoras proyectadas para el corto y mediano plazo. Los valores promedios anuales (valores esperados de 48 condiciones hidrológicas) de los costos marginales en Quillota se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 5: Caso Base SIC - Costos marginales de energía

Año	Quillota US\$/MWh	Promedio SIC US\$/MWh
2012 (1)	102.7	111.8
2013	80.3	96.9
2014	76.8	94.7
2015	84.2	106.6
2016	85.7	107.6
2017	87.8	115.9
2018	95.4	102.1
2019	96.6	99.7

(1) Abr - Dic

Utilizando nuevamente la misma metodología para estimar el precio de clientes libres y considerando cuatro períodos distintos 2012, 2013, 2014-2019, los PMCL calculados en la forma indicada resultarían 131.8, 116.9, y 124.4 US\$/MWh respectivamente.

Tabla 6: Caso con Atrasos SIC – PMCL (monómico)

Año	PMCL SIC US\$/MWh
2012 (1)	131.8
2013	116.9
2014	124.4
2015	124.4
2016	124.4
2017	124.4
2018	124.4
2019	124.4

(1) Abr - Dic

4. RESULTADOS MACROECONÓMICOS SEGÚN ESCENARIOS

4.1 Calibración y Estimación del Modelo Macroeconómico.

La estrategia de estimación²³ del modelo macro consideró dos partes. Una primera, en que se calibran²⁴ aquellos parámetros relacionados con el estado estacionario, y una segunda, en que se estiman sólo los parámetros relacionados con la dinámica del modelo. En la calibración se replicó el estado estacionario o equilibrio de largo plazo de la economía chilena, medido por ejemplo por la razones tales como consumo a PIB, inversión a PIB o gasto de gobierno a PIB.

En el proceso de calibración es clave obtener los valores para los parámetros de la función de producción de bienes intermedios (ecuación (1)). Estos parámetros representan las participaciones de cada uno de los insumos sobre la producción bruta de bienes intermedios. En la calibración de estos parámetros, se utilizó información proveniente de la matriz insumo-producto del 2008 y de las importaciones de petróleo del Banco Central de Chile. Los resultados de la calibración se muestran en la Tabla 7, en que la participación de la energía eléctrica en la producción bruta de bienes intermedios resultó ser de 3%.²⁵

Tabla 7: Participación de los Insumos en la Producción bruta

Parámetros	Participación
trabajo	0.393
capital	0.353
energía eléctrica	0.030
petróleo	0.018
insumos importados	0.207

Fuente: cálculo de los autores en base a información del BCCh.

²³ Como se explicó más arriba la forma correcta de estimar modelos macro es con econometría bayesiana, por lo cual, se deben establecer prior sobre los parámetros (valores a priori) y luego a través de técnicas econométricas estándares (máxima verosimilitud) obtener los posteriores o estimaciones finales.

²⁴ Estos es equivalente a un prior con probabilidad uno.

²⁵ Para poder calibrar la ecuación (1) se debe conocer además qué porcentaje del petróleo importado por la economía chilena es para la producción de bienes e intermedios y cual es utilizado en transporte. Para obtener estos porcentajes se utilizó la matriz energética publicada por la CNE del 2009, la cual indica que el 24% del petróleo es para la industria como insumo directo y el resto se ocupa en el sector transporte. Por último, los parámetros de la ecuación (4) fueron calibrados para replicar el estado estacionario de la economía chilena.

En definitiva, la calibración del modelo produce el siguiente estado estacionario o equilibrio de largo plazo, que es coherente con la información que se dispone para la economía chilena (ver Tabla 8)²⁶.

Tabla 8: estado estacionario del modelo macro

estado estacionario	razón sobre PIB
consumo	0.62
inversión	0.22
exportaciones no RRNN	0.34
importaciones de insumos	0.31
gasto del gobierno	0.10
deuda externa	0.34
exportaciones de RRNN(cobre)	0.08

Fuente: cálculo de los autores en base al modelo macro DSGE.

En relación a las estimaciones²⁷ de los parámetros que determinan la dinámica del modelo macro, se observa que en general muchos de los valores estimados están en línea con los valores encontrados en otros estudios (García y González, 2013 y García et al 2013). En el Anexo No 6 se presenta en detalle las estimaciones de todos los parámetros del modelo macro.

En particular, los parámetros asociados con el impacto de la energía eléctrica sobre la economía, ver ecuación (3), se muestran en la Tabla 9. Se encontró que el crecimiento del precio de la energía eléctrica es volátil (Err_PEE1 de 7%), aunque bastante menor de lo que se observa en el crecimiento del precio del petróleo (Err_OIL de 17%). Además se restringió²⁸ a que el crecimiento del precio de la energía eléctrica tuviera una alta persistencia, obteniendo una estimación de 0,84 (ρ_{PEE1}). Esta restricción es consistente con la evidencia econométrica de

²⁶ Se puede corroborar la consistencia de los datos del estado estacionario en Restrepo & Soto (2006).

²⁷ Los *priors* de los parámetros estimados, como se explica en el Anexo No 6, fueron tomados de la literatura tradicional de modelos macros. Los posteriores resultantes fueron obtenidos usando el algoritmo de Metropolis-Hastings basado en una cadena de Markov de 25.000 réplicas para construir la distribución estimada de los parámetros (posteriores). Al respecto se observa que las estimaciones del modelo macro logran una convergencia aceptable después de 25.000 réplicas.

²⁸ Esta restricción se hace efectiva suponiendo un prior alto para el parámetro. Obviamente, la estimación final o posterior, depende además de los datos.

series de tiempo tradicional, la que arroja una alta persistencia en el nivel del precio de la energía eléctrica²⁹.

En seguida, como se explicó en la sección 2.3, los parámetros (pmg'_s y theta_s) miden en el corto plazo la sensibilidad de las demandas de cada insumo a la actividad y los precios. Al respecto, se mantuvo el supuesto tradicional de la literatura macroeconómica sobre ciclos económicos de que theta fuera uno para la energía eléctrica, capital, insumos importados y petróleo. Sin embargo, con valores para los parámetros pmg'_s menores a uno, es equivalente a que las demandas por insumos reaccionen con rezagos no solo al precio de cada insumo sino también a la actividad. Esto puede ocurrir por costos de ajustes en los procesos productivos que impiden reacciones automáticas en las firmas en sus planes de contratación de insumos frente a cambios de las condiciones de mercado de bienes intermedios.

Por el contrario, el parámetro theta_L , debió ser restringido³⁰ a valores muy pequeños, es decir, se supuso que la demanda de trabajo es inelástica a los salarios reales en el corto plazo. Esta restricción se impuso para obtener una caída del empleo cuando sube el precio de la energía. En caso contrario se habría obtenido el resultado contradictorio de que aumentos del precio de la energía habrían resultado beneficiosos para el empleo (ya que un aumento del precio de la energía haría relativamente más barato el trabajo, con lo cual con un theta_L igual a uno provocaría en el modelo aumentos del empleo).

Los resultados de la Tabla 9 señalan que los valores de los coeficientes pmg'_s están entre 0,3 y 0,6 confirmando la existencia en el corto plazo de importantes costos de ajustes en las decisiones de contratación de insumos, además, theta_L resultó ser el mismo valor de su prior. En otras palabras, si el precio de la energía sube (baja) en el modelo macro, la demanda por trabajo no responde en el corto plazo a los salarios reales, con lo cual la caída de la actividad resulta en una reducción (aumento) del empleo que refuerza el efecto contractivo (expansivo) del precio de la energía eléctrica sobre la economía.

29 También se impuso una alta persistencia en la tasa de crecimiento del precio del petróleo, estimándose una persistencia de 0,87 (rho_{oil}).

30 Nuevamente, esta restricción se hace efectiva suponiendo un prior bajo para el parámetro. Pero la estimación final o posterior dependerá además de los datos.

Otro elemento que se menciona en la sección 2.3 es la respuesta del Banco Central a la inflación que pueden generar los cambios en los precios de la energía eléctrica. Al respecto, las estimaciones del modelo macro son similares a otros modelos estimados para la economía chilena y otros países, confirmando una respuesta fuerte de la tasa de interés a la inflación (rho_inf de 2,47).³¹

Tabla 9: parámetros relacionados con el impacto de la energía eléctrica sobre la economía.

Parametros	Prior media	Posterior media	Intervalo de confianza 90%		Distribución prior	Desviación estándar prior
rho_PEE_1	0.9	0.84	0.79	0.87	beta	0.05
Err_PEE_1	7.00	8.22	7.05	9.27	inv2	Inf
rho_Oil	0.9	0.87	0.84	0.91	beta	0.05
Err_Oil	14.36	17.16	15.33	18.86	inv2	Inf
rho_inf	2	2.47	2.31	2.64	beta	0.3
pmg_M	0.5	0.63	0.57	0.69	beta	0.1
pmg_L	0.5	0.27	0.20	0.33	beta	0.1
pmg_K	0.5	0.66	0.60	0.73	beta	0.1
pmg_MOIL	0.5	0.56	0.46	0.67	beta	0.1
pmg_EE	0.5	0.57	0.51	0.62	beta	0.1
theta_TOIL	0.1	0.09	0.08	0.10	beta	0.01
theta_L	0.05	0.05	0.04	0.05	beta	0.01
pmg_TOIL	0.5	0.55	0.51	0.59	beta	0.05

Fuente: cálculo de los autores.

4.2 Resultados Macroeconómicos

Es importante dejar claro que los resultados de esta sección no intentan responder a la pregunta general respecto de cuál es el impacto del precio de la energía eléctrica sobre la economía, sino que se focaliza en cómo los retrasos en las inversiones o la ausencia de éstos, materializados en cambios de los precios de la energía eléctrica, afectan a la economía. Tampoco se considera la acción de otros shocks energéticos que pueden afectar simultáneamente la

³¹ Finalmente, en las estimaciones se chequeo la consistencia completa del modelo a diferentes shocks, en particular a la respuesta de la economía a cambios en el precio de otra fuente de energía considerada en el modelo (el petróleo). En particular, se supuso que la demanda de petróleo en el transporte seguía una estructura similar a las demandas por insumos en la producción de bienes intermedios. Nuevamente, se encontró costos de ajustes cercanos a 0,5 (pmg_TOIL) en la demanda por petróleo para transporte, y se debió restringir a valores bajos (0,09) la respuesta de esta demanda al precio del petróleo para obtener una caída del empleo (Theta_TOIL) cuando sube el precio del petróleo.

economía chilena, además de los retrasos, como por ejemplo un encarecimiento del petróleo u otros combustibles fósiles (carbón, gas, etc.). En otras palabras, se mide sólo el impacto del retraso de la construcción y entrada en operación de centrales eléctricas, suponiendo que no ocurren simultáneamente otros shocks.

Otro elemento que también es relevante aclarar respecto a la interpretación de los resultados es que en la medida en que el modelo está estimado en diferencias (tasas de cambio), las variaciones que se observan entre los distintos escenarios representan los cambios, por ejemplo, en la tasa de crecimiento de PIB, respecto a lo ocurriría con la misma tasa de crecimiento si el shock en el precio de la energía (producto del retraso de centrales) no ocurriese. Es decir, el modelo no intenta reproducir o estimar el nivel de la variable en el futuro, sino los cambios en las tasas de variación futura (cuando dicha variable se asume que crece con el tiempo).

Asimismo, los resultados encontrados deben ser entendidos a partir de las funciones de impulso respuestas que grafican la trayectoria de las variables a través del tiempo (medido por trimestres, eje x) después de un shock exógeno en una variable a seleccionar (ver anexo N° 7). Es decir, los resultados provienen de la presencia de un shock exógeno, como por ejemplo un cambio en el precio de la energía eléctrica. A partir de este shock se observa cómo el resto de las variables macroeconómicas (PIB, consumo, inversión, inflación, etc.) evoluciona a través del tiempo.

La Tabla 10 muestra los resultados macroeconómicos correspondientes a los diferentes escenarios discutidos en secciones anteriores (Súper-óptimo, Óptimo y Base), los cuales son ilustrativos en tanto evidencian el significativo impacto del retraso de las inversiones en centrales eléctricas sobre la economía.

Tabla 10: Resultados del Modelo Macro, porcentajes

PIB				Consumo Privado			
	base	súper óptimo	óptimo		base	súper óptimo	óptimo
2012	-0,16	0,08	-0,11	2012	-0,09	0,05	-0,06
2013	-0,36	0,38	-0,17	2013	-0,36	0,30	-0,20
2014	-0,04	0,73	0,31	2014	-0,20	0,70	0,14
2015	-0,17	0,90	0,37	2015	-0,22	1,05	0,36
2016	-0,20	0,81	0,32	2016	-0,29	1,17	0,41
2017	-0,18	0,67	0,25	2017	-0,29	1,13	0,41
2018	-0,15	0,54	0,20	2018	-0,27	1,03	0,37
2019	-0,15	0,54	0,20	2019	-0,27	1,03	0,37
Acumulado	-1,41	4,74	1,38	Acumulado	-1,98	6,62	1,81

Empleo				Inversión Privada			
	base	súper óptimo	óptimo		base	súper óptimo	óptimo
2012	-0,03	0,02	-0,02	2012	-0,46	0,24	-0,32
2013	-0,31	0,21	-0,20	2013	-1,86	1,55	-1,07
2014	-0,35	0,63	-0,05	2014	-0,19	3,21	1,30
2015	-0,17	1,07	0,40	2015	0,10	3,79	2,36
2016	-0,24	1,26	0,51	2016	-0,62	2,67	1,31
2017	-0,28	1,15	0,45	2017	-0,45	1,19	0,51
2018	-0,26	0,96	0,36	2018	-0,19	0,33	0,13
2019	-0,26	0,96	0,36	2019	-0,19	0,33	0,13
Acumulado	-1,89	6,42	1,82	Acumulado	-3,79	14,05	4,38

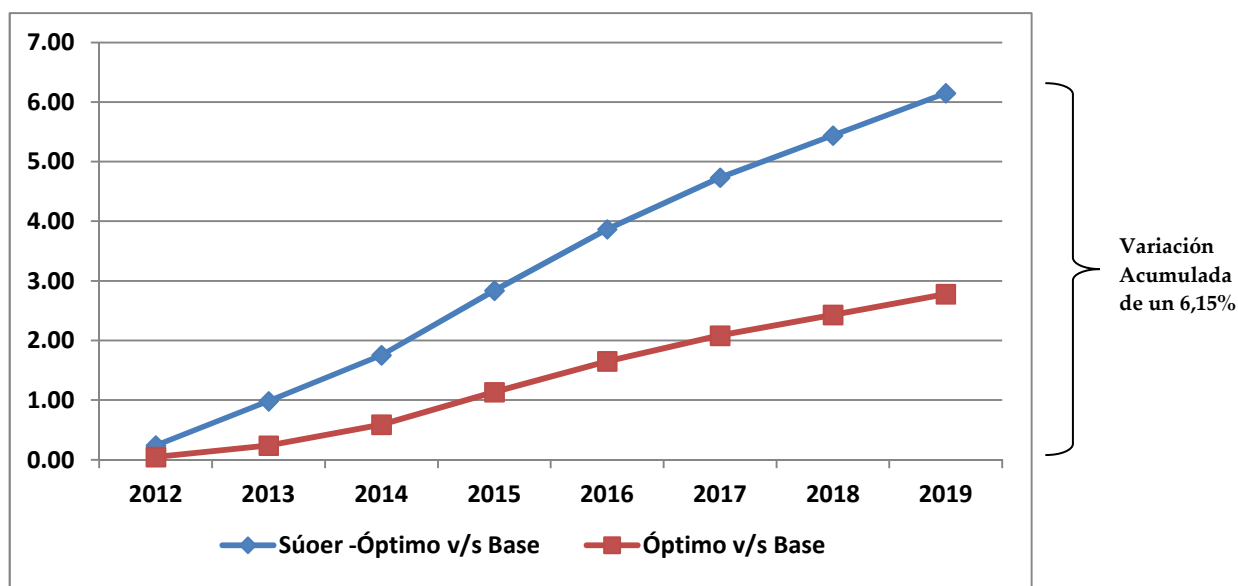
Tipo de Cambio Real				Inflación			
	base	súper óptimo	óptimo		base	súper óptimo	óptimo
2012	-0,11	0,06	-0,08	2012	0,27	-0,14	0,19
2013	-0,48	0,39	-0,28	2013	0,36	-0,53	0,11
2014	-0,07	0,81	0,31	2014	-0,22	-0,78	-0,61
2015	-0,16	1,08	0,47	2015	0,31	-0,78	-0,23
2016	-0,28	1,02	0,37	2016	0,16	-0,56	-0,21
2017	-0,20	0,84	0,34	2017	0,11	-0,46	-0,19
2018	-0,16	0,68	0,27	2018	0,11	-0,38	-0,14
2019	-0,16	0,68	0,27	2019	0,11	-0,38	-0,14
Acumulado	-1,62	5,68	1,69	Acumulado	1,23	-3,94	-1,21

Nota: Los resultados acumulados se calculan como: $\left(\left(\prod_{i=2012}^{2019}(1 + x_i/100)\right) - 1\right) * 100$

Fuente: Cálculo de los autores.

Así, en términos acumulados, después de ocho años el país perdería el equivalente a un año de crecimiento (aproximadamente 6%) al no materializarse el escenario Súper-óptimo, comparándolo con el escenario Base (4,74 - (-1,41)). La siguiente figura 4 muestra en forma gráfica esta diferencia a través de los años.

Figura 4: Variación % Acumulada del PIB: Escenarios Comparados 2012 - 2019

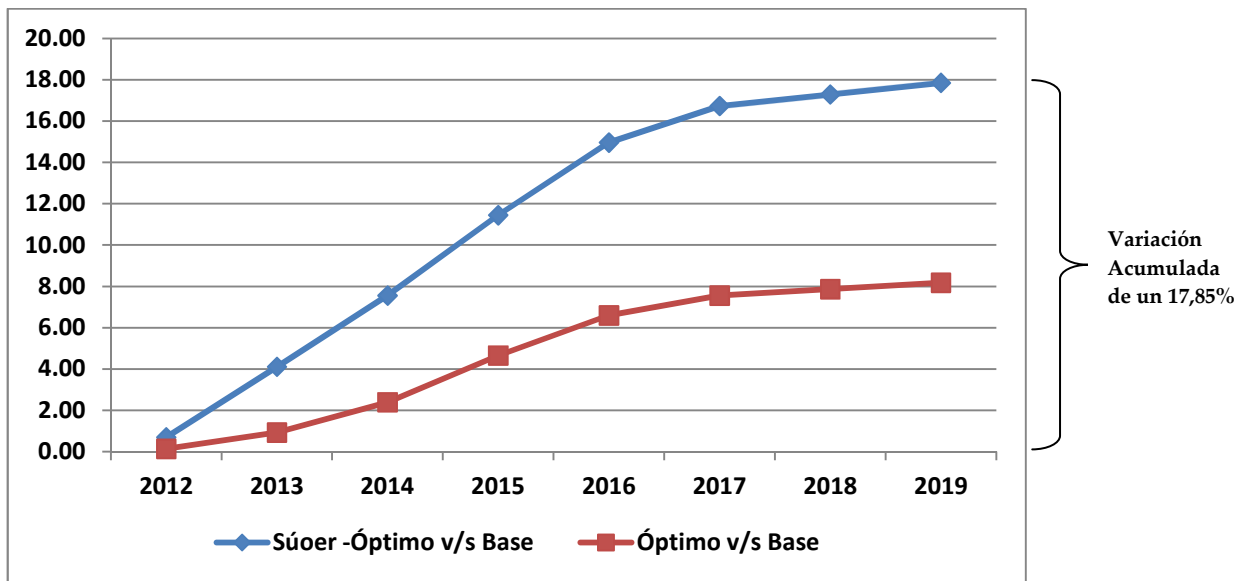


Se puede constatar que la comparación entre el escenario Óptimo y el escenario Base, es decir la comparación que no simula una situación contra-factual en el pasado como sí lo hace el Escenario Súper-óptimo, muestra una diferencia en el PIB acumulado un poco inferior, alcanzando un 2,78% en el mismo período de tiempo. Cabe destacar, tal como fuera explicado previamente, que estas diferencias representan los cambios entre los distintos escenarios, comparados con una situación en que la economía no presenta un shock de precios energéticos y mantiene una tasa de crecimiento “normal”³².

Se puede observar que el costo para la economía de no haber tenido a tiempo las centrales eléctricas, y por tanto optar a precios eléctricos más bajos, se concentra principalmente en la inversión privada. Efectivamente, mirando en detalle los resultados de la Tabla 10, la inversión privada muestra una variación mayor al comparar los escenarios Base y Súper-óptimo (un 17,85%), seguida por el efecto sobre el consumo privado. Al igual que el caso del PIB, al comparar el escenario Óptimo con el escenario Base, la tendencia es la misma aunque la diferencia absoluta se aminora (alcanza sólo un 8,18%). La figura 5 muestra en términos gráficos lo recién indicado.

³² En otras palabras, lo que se está mostrando no es cuanto crecería la economía en cada escenario, sino cual sería la diferencia en el crecimiento entre ellos.

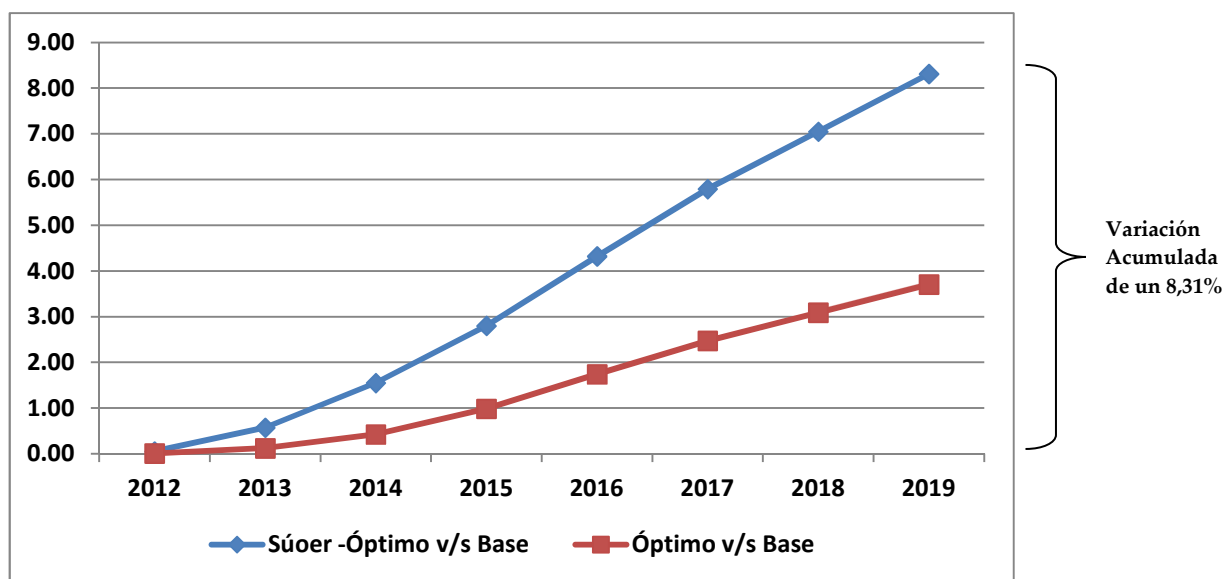
Figura 5: Variación % Acumulada de la Inversión Privada: Escenarios Comparados 2012 - 2019



El resultado del empleo también es importante si se considera que desde el 2000 hasta el 2011 el promedio del crecimiento anual del empleo fue un 2,5%. En el escenario Súper-óptimo comparado con el escenario Base, el empleo hubiera logrado un crecimiento acumulado adicional de cerca de un 8% ($8,31\% = 6,42\% - (-1,89)$), en los años analizados (hasta el 2019). Es decir, perderemos más de tres años de crecimiento de empleo si el escenario Base se concreta para los siguientes años, comparado en el escenario hipotético Súper – óptimo. Evidentemente, sin considerar el efecto del período contra-factual del escenario Súper-óptimo, la diferencia en el crecimiento del empleo al comparar el caso Óptimo con el Base será menor, alcanzando un 3,71% ($1,82\% - (-1,89)$). La siguiente figura nos muestra los antecedentes mencionados respecto al caso súper-óptimo y base³³.

³³ Nuevamente, debe quedar claro que los que indican estos resultados no es en cuanto crecería el empleo en cada caso, sino en cuanto se desviaría respecto a una situación hipotética de equilibrio (modelación de impulso – respuesta). Por esta razón, lo relevante es la comparación de las diferencias entre los escenarios.

Figura 6: Variación % Acumulada del Empleo: Escenarios Comparados 2012 - 2019



Según se puede observar también en los datos de la tabla N° 10, en magnitudes menos significativas respecto de la tendencia, el país pierde también competitividad (al visualizar el tipo de cambio) y se aleja de la posibilidad de tener menores niveles de inflación, al comparar el escenario Base con el Óptimo y el Súper-óptimo.

Puede afirmarse razonablemente de acuerdo a los antecedentes analizados hasta ahora, que la comparación del escenario Óptimo con el escenario Súper-óptimo permite concluir que existen pérdidas para la economía chilena que serán irreversibles en lo que resta de esta década. Esto porque los niveles de inversión privada, variable clave para el crecimiento y generación de empleo en el futuro, crecerían sólo un modesto 4,4% en el escenario óptimo en comparación con el fuerte 14% acumulado del escenario súper óptimo (siempre pensando en incrementos adicionales respecto a las tasas de cambio existentes en el equilibrio estable de la economía).

Por último debe mencionarse que el consumo, variable macroeconómica que corresponde aproximadamente al 60% del PIB y que en definitiva mide los niveles de bienestar del país, también se ha visto afectado y se verá afectado en el futuro. Al comparar el escenario Óptimo con el Base, se produce una diferencia de un 3,79% a lo largo del período analizado, mientras que si la comparación es entre el escenario Base y el Súper-óptimo, la misma diferencia asciende a 8,60% (6,62% - (-1,98%).

En definitiva, tanto el producto interno como la inversión y el consumo habrían crecido más tanto en el escenario Óptimo como el Súper-óptimo, respecto al escenario base, o más probable si la tendencia en el atraso de las inversiones eléctricas se mantiene en lo que queda de la década. Asimismo, se puede constatar que para el período considerado parte de la pérdida ya es irreversible, lo que se observa al comparar el escenario Óptimo con el Súper-óptimo. No obstante, como la evaluación se está realizando sólo hasta el final de la presente década, los resultados permiten inferir que si la tendencia sigue más allá de ella (la próxima década, por ejemplo), las pérdidas acumuladas serán tan significativas como cuando se realiza la comparación con el escenario súper-óptimo (respecto del base). Lo mismo se puede concluir en relación a la capacidad de creación de empleo de la economía chilena.

Desde una perspectiva conceptual, en el modelo macroeconómico un shock en el precio de la energía eléctrica produce la siguiente serie de eventos. El primer impacto es un incremento de los costos marginales reales de producción de bienes intermedios, lo que aumenta la inflación y reduce la producción (PIB), lo cual es un efecto común de un shock de oferta, es decir, contracción de la economía con más inflación. En seguida, la menor producción y la baja elasticidad de la demanda de trabajo a los salarios reales (los que caen), producen en conjunto una reducción del empleo. Asimismo, el menor empleo afecta el consumo de los agentes restringidos, es decir, aquellas familias que no pueden suavizar su consumo porque no tienen acceso al mercado del crédito (y que por tanto su consumo depende de los ingresos laborales). Como resultado de ello, el consumo agregado cae.

Por su parte, producto de toda esta secuencia de eventos la inversión cae fuertemente, en particular por las malas expectativas de la economía. Asimismo, la reacción del banco central es casi nula, con lo cual el tipo de cambio nominal fluctúa poco por la escasa diferencial entre las tasas de interés doméstica y externa. No obstante, al subir la inflación doméstica el tipo de cambio real cae, con lo que las exportaciones de bienes intermedios caen también. En otras palabras, el aumento del precio de la energía produce pérdida de competitividad. Finalmente, el aumento del precio de la energía eléctrica en el modelo produce sustitución de insumos hacia petróleo e insumos importados.

5. CONCLUSIONES

Las principales conclusiones del presente estudio son las siguientes:

- La conclusión más general, y probablemente la principal, es que los retrasos en la construcción y operación de las nuevas plantas generadoras eléctricas tienen un fuerte impacto sobre la economía en sus variables fundamentales: producto interno bruto, inversión, consumo y empleo. Lo anterior, sin perjuicio de un impacto un poco menor en la competitividad y la inflación.
- En términos acumulados, después de ocho años considerando el período 2012-2019, el país tendría los siguientes efectos al comparar el escenario Base (o más probable), en el que se sigue la tendencia de atrasos en las inversiones eléctricas, con una situación hipotética en que desde el año 2007 en adelante la economía hubiese tomado una senda de inversión eléctrico sin atrasos imputables a motivos no – técnicos (escenario Súper-óptimo):
 - PIB : Un menor crecimiento acumulado de un 6,15%.
 - Inversión : Una menor inversión acumulada de un 17,85%.
 - Consumo : Un menor consumo acumulado de un 8,60%
 - Empleo : Una menor creación de empleo de un 8,31%.
- En términos acumulados, después de ocho años considerando el período 2012-2019, el país tendría los siguientes efectos al comparar el escenario Base (o probable), con respecto a un escenario Óptimo en que los atrasos no basados en razones técnicas desaparecen de ahora en adelante:
 - PIB : Un menor crecimiento acumulado de un 2,78%.
 - Inversión : Una menor inversión acumulada de un 8,18%.
 - Consumo : Un menor consumo acumulado de un 3,79%
 - Empleo : Una menor creación de empleo de un 3,71%.
- Los resultados del estudio, basados en la confluencia de una estimación de precios eléctricos con simulaciones estocásticas y del uso de técnicas econométricas avanzadas en el marco de un modelo macroeconómico dinámico de equilibrio general, son razonablemente consistentes con experiencias recientes de la economía chilena, lo cual puede ser visualizado

en el siguiente ejemplo que, a groso modo, aproxima los resultados del modelo a los datos observados en la realidad. Es así como, si se tiene presente que el crecimiento potencial de la economía chilena 10 años atrás era calculado en torno al 6% (ahora está en torno al 5,0%-5,5%), y que el crecimiento promedio entre los años 2007 y 2008 fue de 4,2%, se puede concluir que éste estuvo 1,8 puntos porcentuales por debajo del 6% esperado. Lo cierto es que en los citados años el único shock visible en la economía fue el incremento en el precio de la electricidad, el cual ascendió a cerca de un 65%. Teniendo estos datos presentes, y considerando que la caída del precio en el escenario Súper-óptimo es de 17%, incluyendo el año 2011 para la referencia (es decir, la cuarta parte de 65%), entonces la caída en el producto de 1,8 puntos porcentuales es consistente con el resultado del estudio. Lo anterior es cierto ya que un aumento de 65% permanente en el precio eléctrico afectará negativamente el crecimiento en un 1,8% anual, lo que implica un 15,4% (aprox.) en 8 años, valor que dividido por cuatro (para hacerlo similar a la caída de precios del caso Súper – óptimo) es cercano al 4% (consistente con el 4,74% de disminución acumulada del crecimiento del PIB en el escenario Súper – óptimo).

- La economía ya ha sufrido las nefastas consecuencias de los atrasos en las inversiones en generación eléctrica, pero queda por delante una gran oportunidad de hacer las cosas bien. El análisis realizado con el escenario Súper-óptimo muestra lo relevante de las magnitudes encontradas. Si bien en el período de análisis considerado la mayor pérdida ya es un costo hundido para la sociedad (al comparar el caso Óptimo con el Súper-óptimo), es evidente que si se proyectaran plazos mayores, es muy probable que haya mucho por ganar si se establecen políticas claras a la inversión eléctrica, que limiten los plazos de ejecución de los proyectos a períodos similares a los prevalecientes en décadas pasadas.
- Con lo ocurrido entre los años 2007 al 2010 ya se han perdido más de tres puntos porcentuales del producto interno bruto (al proyectar el efecto entre el 2012 y el 2019). Por su parte, haciendo las cosas bien en lo que queda de la década, es posible no perder tres puntos más aproximadamente (que equivaldría a la diferencia acumulada entre el caso óptimo y el base). Naturalmente, proyectando períodos más largos, es mucho lo que se tiene por ganar.

Tal como lo muestran las cifras entregadas, estos beneficios también son posibles en el campo de la inversión, el consumo y el empleo.

- El país tiene la oportunidad de beneficiarse de políticas claras respecto a la inversión en generación eléctrica, que respeten las normas vigentes, tanto medioambientales como relacionadas con los derechos de cualquier estamento de la sociedad civil. Lo importante, para aprovechar esta oportunidad es que las reglas sean explicitadas, y de este modo evitar la innecesaria sobre-judicialización y politización de los distintos procesos.

BIBLIOGRAFÍA

- ADOLFSON, M., S. LASÉEN, J. LINDÉ, y M. VILLANI. 2008. "Evaluating an Estimated New Keynesian Small Open Economy Model." *Journal of Economic Dynamics and Control* 32(8): 2690–721.
- AGENOR, P.R. y P. MONTIEL, (1996), "Development Macroeconomics," Princeton University Press.
- AN, S. y F. SCHORFHEIDE (2007). "Bayesian Analysis of DSGE Models", *Econometric Reviews*, Vol. 26(2), pp. 113-172.
- BANCO CENTRAL DE CHILE (2003). "Modelos macroeconómicos y proyecciones del Banco Central de Chile", Banco Central de Chile. Santiago, Chile.
- BRAVO, H. Y C.J. GARCÍA (2002), "Medición de la Política Monetaria y el Traspaso (Pass-Through) en Chile," *Revista de Economía Chilena*, Vol 5(3).
- BROOKS, S. P. y A. GELMAN (1998). "General methods for monitoring convergence of iterative simulations". *Journal of Computational and Graphical Statistics*, Vol. 7(4), pp. 434-455.
- BROWN, STEPHEN P. A. & YUCEL, MINE K., (2002). "Energy Prices and Aggregate Economic Activity: an Interpretative Survey," *The Quarterly Review of Economics and Finance*, Elsevier, vol. 42(2), pages 193-208.
- CAPUTO, R., F. LIENDO, y J.P. MÉDINA, (2007), "New Keynesian Models for Chile in the Inflation-Targeting Period," Editado por Frederic Mishkin y Klaus Schmidt-Hebbel en "Monetary Policy under Inflation Targeting", Banco Central de Chile, Chile.
- CÉSPEDES, L. F.; J. FORNERO y J. GALÍ (2010). "Non-Ricardian Aspects of Fiscal Policy in Chile", Conferencia Anual del Banco Central de Chile: "Política Fiscal y Desempeño Macroeconómico", 21 y 22 de Octubre, Banco Central de Chile.
- CHETTY, R., A. GUREN, D. MANOLI, Y A. WEBER, (2011) "Are Micro and Macro Labor Supply Elasticities Consistent? A Review of Evidence on the Intensive and Extensive Margins", *American Economic Review Papers & Proceedings* 101: 471-75.
- CHRISTIANO, L.; M. EICHENBAUM y C. EVANS (2005). "Nominal Rigidities and the Dynamic Effects of a Shock to Monetary Policy", *Journal of Political Economy*, Vol. 113(1), pp. 1-45.
- CLARIDA, R., GALI, J., GERTLER, M., 1999. "The Science of Monetary Policy: A New Keynesian Perspective," *Journal of Economic Literature*, American Economic Association, vol. 37(4), pages 1661-1707, December.
- CORREIA, I., J. C. NEVES, y S. REBELO. 1995. "Business Cycles in a Small Open Economy." *European Economic Review* 39(6): 1089–113.
- CHRISTOFFEL, K.; G. COENEN y A. WARNE (2008). "The New Area-Wide Model of the Euro Area—A micro-founded open-economy model for forecasting and policy analysis", ECB Working Paper Series 944, European Central Bank.

- DAVIS, STEVEN J. & HALTIWANGER, JOHN (2001). "Sectorial Job Creation and Destruction Responses to Oil Price Changes," *Journal of Monetary Economics*, Elsevier, vol. 48(3), pages 465-512, December.
- DEJONG, D. y C. DAVE, (2011), *Structural Econometrics*, Second Edition, Princeton.
- ERCEG, C. J.; L. GUERRIERI y C. GUST (2006). "SIGMA: A New Open Economy Model for Policy Analysis," *International Journal of Central Banking*, Vol. 2(1), pp. 1-50.
- FUENTES, FERNANDO. (2013), "El Modelo de Desarrollo Eléctrico Chileno en la Encrucijada". En *El Desafío del Desarrollo Sustentable en América Latina*, O. Jacob, M. Peticara y M. Rodríguez Eds., Río de Janeiro: Fundación Konrad Adenauer. En Prensa.
- GALÍ, J. (2008). *Monetary policy, inflation, and the business cycle: an introduction to the new Keynesian framework*. Princeton University Press. Princeton, New Jersey.
- GALÍ, J. y M. GERTLER (1999). "Inflation dynamics: A structural econometric analysis", *Journal of Monetary Economics*, Vol. 44(2), pp. 195-222.
- GALÍ, J. y M. GERTLER (2007). "Macroeconomic Modeling for Monetary Policy Evaluation", *Journal of Economic Perspectives*, Vol. 21(4), pages 25-45.
- GALÍ, J.; D. LÓPEZ-SALIDO y J. VALLÉS (2004). "Rule-of-Thumb Consumers and the Design of Interest Rate Rules", *Journal of Money, Credit and Banking*, Vol. 36(4), pp. 739-763.
- GALÍ, J.; D. LÓPEZ-SALIDO y J. VALLÉS (2007). "Understanding the Effects of Government spending on Consumption," *Journal of the European Economic Association*, Vol. 5, pp. 227-270.
- GARCÍA, C. J. (2001). "Políticas de Estabilización en Chile durante los Noventa", Documento de Trabajo N° 132, Banco Central de Chile.
- GARCÍA, C. J. y J. RESTREPO (2007). "The Case for a Countercyclical Rule-based Fiscal Regime", Documento de Investigación N° 183, Universidad Alberto Hurtado, Facultad de Economía y Negocios.
- GARCIA, C J., J. RESTREPO, J. Y E. TANNER, (2011). "Fiscal rules in a volatile world: A welfare-based approach," *Journal of Policy Modeling*, Elsevier, vol. 33(4), pages 649-676,
- GARCIA, C.J., A. MONCADO, Y P. GONZALEZ, (2013) "Proyecciones macroeconómicas en Chile: una aproximación estructural y bayesiana;" *Economía Chilena*, por publicar.
- GARCIA, C.J., (2012). "Impacto del Costo de la Energía Eléctrica en la Economía Chilena: Una Perspectiva Macroeconómica. Ilades Universidad Alberto Hurtado, Documento de Trabajo I-281.
- GARCIA, C.J., W.GONZALEZ (2013). *Exchange Rate Intervention in Small Open Economies: The Role of Risk Premium and Commodity Price Shocks*. *International Review of Money and Finance*, por publicar.
- GERTLER, M. y N. KIYOTAKI (2010). "Financial Intermediation and Credit Policy in Business Cycle Analysis", en B. Friedman y M. Woodford, *Handbook of Monetary Economics*, Vol. 3A, North Holland, Amsterdam.

- GERTLER, M. y P. KARADI (2009). "A Model of Unconventional Monetary Policy". NYU, mimeo.
- HAMERMESH, DANIEL S. (1993). "Labor Demand", Princeton University Press.
- HAMILTON, JAMES D. (2010). "Nonlinearities and the Macroeconomic Effects of Oil Prices," NBER Working Papers 16186, National Bureau of Economic Research, Inc.
- KING, R. Y S. REBELO, (2000). "Resuscitating Real Business Cycles." En Handbook of Macroeconomics, Editado por J. Taylor Y M. Woodford, vol. 1B, North-Holland.
- LANDERRETICHE, O.; F. MORANDÉ y K. SCHMIDT-HEBBEL (1999). "Inflation Targets and Stabilization in Chile", Documento de Trabajo N° 55, Banco Central de Chile.
- LUBIK, T. A., y F. SCHORFHEIDE. 2007. "Do Central Banks Respond to Exchange Rate Movements? A Structural Investigation." Journal of Monetary Economics 54(4): 1069–87.
- MEDINA, J. P. y C. SOTO (2006). "Model for Analysis and Simulations: A New DSGE for the Chilean Economy." Mimeo, Banco Central de Chile.
- MEDINA, J. P. y C. SOTO (2007). "The Chilean Business Cycles Through the Lens of a Stochastic General Equilibrium Model", Documento de Trabajo N° 457, Banco Central de Chile.
- MIES, V.; F. MORANDÉ y M. TAPIA (2002). "Política Monetaria y Mecanismos de Transmisión: Nuevos Elementos para una Vieja Discusión", Documento de Trabajo N° 181, Banco Central de Chile.
- SCHMITT-GROHÉ, S. y M. URIBE (2003). "Closing small open economy models", Journal of International Economics, Vol. 61(1), pp. 163-185.
- SCHORFHEIDE, F. (2000). "Loss function-based evaluation of DSGE Models", Journal of Applied Econometrics, Vol. 15(6), pp. 645-670.
- SMETS, F. y R. WOUTERS (2003). "An Estimated Dynamic Stochastic General Equilibrium Model of the Euro Area", Journal of the European Economic Association, Vol. 1(5), pp. 1123–1175.
- SMETS, F. y R. WOUTERS (2007). "Shocks and Frictions in US Business Cycles: A Bayesian DSGE Approach", American Economic Review, Vol. 97(3), pp. 586-606.
- RESTREPO, J. Y C. SOTO, (2006), "Regularidades Empíricas de la Economía Chilena: 1986-2005," Economía Chilena, 9, 163-185.
- VALDÉS, R. (1997). "Transmisión de la Política Monetaria en Chile", Documento de Trabajo N° 16, Banco Central de Chile.
- WOODFORD, M. (2003). "Interest and Prices: foundations of a theory of monetary policy". Princeton University Press. Princeton, New Jersey.

Anexo N°1: Representación en el SDDP

El modelo de optimización-simulación SDDP ha sido desarrollado por la empresa brasileña Power Systems Research Inc., para los estudios de operación económica de sistemas hidro-térmicos. Éste usa el concepto de optimización-simulación conocido como “programación dinámica estocástica dual”. Para estos efectos, inicialmente se realiza un análisis secuencial, del futuro hacia el presente (recursión), para definir la estrategia óptima de operación de las centrales térmicas e hidroeléctricas, basada en una hipótesis inicial de los niveles de los embalses. Para cada etapa, la solución de un programa lineal determina la estrategia óptima para minimizar los costos de operación del sistema. Se calculan así valores del agua iniciales para embalses y cada etapa. Posteriormente, se realiza una simulación usando los valores del agua determinados, con el objeto de determinar nuevos niveles de los embalses en cada etapa. La mencionada iteración converge hacia estrategias óptimas para el despacho del sistema y el cálculo de los costos marginales de corto plazo en cada etapa y cada condición hidrológica.

La variación temporal (estacional y diaria) de la demanda se representa a través del uso de curvas mensuales de duración de la demanda de hasta cinco bloques. Por su parte, las características y restricciones de las líneas de transmisión entre nodos se reflejan en el despacho, que toma en consideración tanto las limitaciones de capacidad como las pérdidas en las líneas.

Las unidades térmicas se representan con sus características individuales de potencia máxima, costo variable y disponibilidad. El costo variable toma en cuenta el consumo específico, los costos variables no combustibles y la evolución de los precios. La disponibilidad toma en cuenta la tasa de salida forzada, que reduce la potencia máxima, y el mantenimiento programado, que se entrega al modelo. Las restricciones de potencia mínima también se toman en cuenta para las unidades de vapor. El modelo también permite representar limitaciones a la disponibilidad de combustible y el uso de combustibles alternativos.

El modelo SDDP permite una detallada representación de las centrales hidroeléctricas. Específicamente, realiza una operación óptima de los embalses en conjunto con las otras centrales del sistema. El modelo toma en cuenta la ubicación de las centrales en una cuenca y su operación conjunta, las características de los embalses (volumen, evaporación, filtraciones) y sus

restricciones de operación (caudales máximos y mínimos, variación de eficiencia con la altura de caída, etc.)

Para tomar en cuenta la aleatoriedad hidrológica, se pueden usar dos alternativas. Por un lado, un modelo estocástico de caudales, que representa las características hidrológicas del sistema. En este contexto, las correlaciones espacial y temporal de los caudales afluentes del sistema son respetadas por los caudales sintéticos generados por el modelo. Por otro, la secuencia histórica de caudales.

Anexo N°2: Comparación del DSGE con otras Metodologías de Modelación Macroeconómica y su uso en Chile

El Cuadro A.2.1 resume las fortalezas y debilidades de sucesivas generaciones de modelos macroeconómicos usados para analizar las fluctuaciones económicas. Dentro de este conjunto de modelos, la nueva generación de modelos de equilibrio general DSGE corresponde a una combinación entre los modelos keynesianos y los de ciclos reales (ó RBC, Real Business Cycle).

Los modelos keynesianos tradicionales si bien están muy orientados al análisis de políticas macroeconómicas tienen importantes debilidades en especial a lo que se refiere a la formación de expectativas. El supuesto de expectativas mecánicas (adaptativas) introduce importantes falencias cuando se simulan nuevas políticas, esto porque los cambios de política alteran las expectativas y con ellas los valores de los parámetros reducido del modelo. En cambio, los modelos de ciclos reales o RBC tienen sólidos fundamentos teóricos pero con escasa utilidad para el análisis de política especialmente en países en desarrollos por los supuestos excesivamente simplificadorios sobre la estructura de la economía (precios y salarios flexibles, equivalencia Ricardiana entre los más importantes). Con lo cual tanto la política fiscal como la monetaria no tienen efectos reales, supuesto altamente discutible a la hora de elegir un modelo para analizar la estabilización de corto y mediano plazo.

En cambio los DSGE tiene características largamente anheladas por los hacedores de política (policymakers): una estructura donde se describe con detalle la demanda y la oferta de distintos sectores económicos y a su vez es tan útil como sus antecesores para analizar diferentes políticas, shocks y escenarios alternativos. Además, para algunas variables (inflación y crecimiento) se obtienen proyecciones tan buenas como las realizadas por los modelos de series de tiempo (VAR, ARIMA, etc.). Esto permite juntar en una sola metodología buenas explicaciones con proyecciones razonables, con lo cual incrementa las posibilidades de realizar políticas adecuadas tanto del punto de vista monetario como fiscal.

En términos generales, el DSGE de este estudio es un modelo de equilibrio general muy popular para el análisis de corto y mediano plazo de las fluctuaciones cíclicas de la economía en muchos de los bancos centrales (Canadá, Japón, la Reserva Federal de los Estados Unidos, etc.) y oficinas gubernamentales. El modelo está basado en el trabajo desarrollado por los economistas del Banco Central Europeo (ECB) Smets y Wouters (2002), pero también se fundamenta en el trabajo de Woodford (2003), Clarida et al (1999), y Galí et al (2007).

Por último, los modelos DSGE comparten algunas similitudes básicas con otros modelos de equilibrio general, los modelos computables de equilibrio general ó CGE. Sin embargo, estos no han sido usados comúnmente para el análisis macroeconómico por adolecer de una serie problemas relacionados con la formación de expectativas y la falta de un análisis estocástico y dinámico realista que permita un estudio sensato de los fenómenos macroeconómicos más relevantes (inflación, empleo, crecimiento, competitividad, etc.). Este tipo de modelos no pertenecen a la tradición de modelos macro propiamente tal y ellos se han dejado para el análisis del comercio exterior entre países (acuerdos comerciales) y temas ambientales.

Cuadro A.2.1

Resumen de las Debilidades y Fortalezas de los Modelos Macroeconómicos (*)

Modelos	Keynesiano Expectativas Adaptativas	Keynesiano Expectativas Racionales	Modelo Ciclos Reales RBC	Modelo Estocástico de Equilibrio General DSGE
Fortalezas	Permiten analizar de manera unificada impactos de política y otros <i>shocks</i> cíclicos sobre la economía	Generan dinámicas más realista para analizar <i>shocks</i>	Sólidos fundamentos teóricos que mejoran la modelación de la oferta agregada y permite cálculo de bienestar	Integran demanda y oferta a través de fundamentos microeconómicos Incorpora precios y salarios rígidos
Débilidades	Expectativas adaptativas pueden provocar que los <i>policy makers</i> consistentemente caigan en errores y tengan sesgo hacia políticas expansivas	Ausencia de fundamentos teóricos sólidos para analizar el efecto de <i>shocks</i> sobre la oferta agregada	Supuesto de precios flexibles limita el análisis de política macroeconómica	Modelos en estado de desarrollo, aunque cada vez son más fáciles de construir por avances computacionales

(*) Los modelos de series de tiempo (ARIMA, VAR, etc.) son excluidos de esta tabla. Sus fortalezas son bien conocidas, precisión en las proyecciones pero con una limitada capacidad de interpretación estructural de los resultados.

En Chile, los modelos DSGE se han desarrollado desde mediados de la década pasada. Las primeras versiones de DSGE pueden ser encontradas en García y Restrepo (2006), Soto y Medina (2006, 2007), Caputo et al (2007), Céspedes et al. (2010), García et al. (2011) y García et al (2012), quienes han sido utilizados estos modelos tanto para hacer proyecciones como análisis económico. En el Banco Central de Chile algunos de estos estudios dieron nacimiento al llamado MAS, modelo DSGE que complementa las proyecciones que se realizan con múltiples modelos de series de tiempo univariados, VAR y sus derivados, y el MEP, modelo Neo-Keynesiano reducido (Banco Central de Chile, 2003), el juicio de los policymakers, etc. para definir los escenarios que se publican periódicamente en el informe de política monetaria de Banco Central de Chile, más conocido por IPoM.

Anexo N°3: Modelo Macroeconómico DSGE

El modelo DSGE de este estudio considera rigideces nominales, fricciones financieras para una economía pequeña y abierta (Gertler y Karadi, 2009), consumidores restringidos (Galí et al. 2007), inversión con costos de ajuste y, hábito en el consumo. En términos generales el DSGE está en las líneas propuestas por Christiano, Eichenbaum y Evans (2005) y Smets y Wouters (2003, 2007). Sin embargo, incorpora además del petróleo y el cobre, la energía eléctrica como insumo productivo.

Hogares

Hay un continuo de familias de tamaño unitario, indexadas por $i \in [0,1]$. En el modelo existen dos tipos de familias: las familias no restringidas o Ricardianas que tienen acceso al mercado de capitales y las familias restringidas, cuyos ingresos dependen únicamente de su salario laboral. El primer grupo de familias, además de consumir y trabajar pueden transferir fondos a los intermediarios financieros. La proporción de familias restringidas en la economía es $1 - \lambda_c$.

Las preferencias de las familias están dadas por (1) donde C_t^o es el consumo y L_t^o es la oferta laboral de la familia:

$$\max E_t \sum_{t=0}^{\infty} \beta^t \left(\frac{\left(C_t^o(i) - h C_{t-1}^o(i) \right)^{1-\sigma}}{1-\sigma} - \frac{L_t^o(i)^{1+\rho_L}}{1+\rho_L} \right) \quad (A1)$$

El coeficiente $\sigma > 0$ mide la aversión al riesgo y ρ_L mide la des-utilidad de trabajar, el inverso de este parámetro es también el inverso es la elasticidad de las horas trabajadas al salario real. Como en Christiano et al. (2005) y Smets y Wouters (2007) se introduce la formación de hábito para capturar la dinámica del consumo.

Tanto los depósitos de los intermediarios y la deuda del gobierno son bonos de un período que pagan el retorno nominal R_t de t a $t+1$. B_{t+1} es la cantidad total de deuda de corto plazo que las familias adquieren, W_t es el salario real, D_t^o son dividendos, $\Phi\left(\frac{B_{t+1}^*}{PIB_t}\right)$ es la prima por riesgo país, SX_t es el tipo de cambio nominal, B_{t+1}^{o*} son activos internacionales netos, R_t^* es la

tasa de interés nominal externa, y T_t son impuestos lump-sum. Así, la restricción presupuestaria de las familias no restringidas está dada por:

$$P_t C_t^o(i) \leq W_t(i) L_t^o(i) + B_t^o(i) - S X_t B_t^{o*}(i) D_t^o(i) - P_t T_t - R_t^{-1} B_{t+1}^o(i) + S X_t \left(\Phi \left(\frac{B_{t+1}^*}{PIB_t} \right) R_t^* \right)^{-1} B_{t+1}^{o*}(i) \quad (A2)$$

Las familias restringidas están sujetas a la siguiente restricción presupuestaria:

$$P_t C_t^R(i) = W_t(i) L_t^R(i) \quad (A3)$$

Intermediarios Financieros

Los intermediarios financieros prestan fondos obtenidos de las familias a las firmas no-financieras. Sea N_{jt} la cantidad de riqueza neta que un intermediario j tiene al final del período t ; B_{jt} es el depósito que el intermediario obtiene de las familias, S_{jt} es la cantidad de derechos financieros sobre firmas no-financieras que los intermediarios mantienen y Q_t es el precio relativo de esos derechos. La hoja de balance de los intermediarios está dada por:

$$Q_t S_{jt} = N_{jt} + B_{jt} \quad (A4)$$

Los depósitos de las familias con los intermediarios en el período t pagan un retorno no-contingente R_{t+1} en $t+1$. Así, B_{jt} puede ser pensado como la deuda del intermediario y N_{jt} como su capital. Los activos de los intermediarios ganan un retorno estocástico R_{kt+1} sobre este período. Tanto R_{Ft+1} como R_{kt+1} se determinan endógenamente. Enseguida, a través del tiempo, el capital del intermediario se determina como la diferencia entre las ganancias sobre los activos y el pago de intereses sobre los préstamos:

$$\begin{aligned} N_{jt+1} &= R_{Ft+1} Q_t S_{jt} - R_{t+1} B_{jt} \\ N_{jt+1} &= (R_{Ft+1} - R_{t+1}) Q_t S_{jt} + R_{t+1} N_{jt} \end{aligned} \quad (A5)$$

Donde $\beta^i \Lambda_{t,t+i}$ es la tasa de descuento estocástico que el intermediario en t aplica sobre las ganancias en $t+i$. Dado que el intermediario no financiará activos con un retorno descontado

menor que el costo de prestar, el intermediario operará si y solo si se cumple la siguiente desigualdad:

$$E_t \beta \Lambda_{t,t+1+i} (R_{Ft+1+i} - R_{t+1+i}) \geq 0 \quad \forall i \geq 0 \quad (\text{A6})$$

Con mercado perfecto de capitales, esta relación siempre se cumple con igualdad y la prima ajustada por riesgo es cero. Sin embargo, con mercados de capitales imperfectos la prima debe ser positiva debido a los límites en la capacidad del intermediario para obtener fondos y por ende la existencia de restricciones en el crédito privado. Por ende, el objetivo del intermediario financiero es maximizar su riqueza esperada, dada por:

$$V_{jt} = \max E_t \sum_{i=0}^{\infty} (1-\theta) \theta^i \beta^i \Lambda_{t,t+1+i} (N_{jt+1+i}) \quad (\text{A7})$$

$$V_{jt} = \max E_t \sum_{i=0}^{\infty} (1-\theta) \theta^i \beta^i \Lambda_{t,t+1+i} [(R_{Ft+1+i} - R_{t+1+i}) Q_{t+i} S_{jt+i} + R_{t+1+i} N_{jt+i}]$$

En la medida que la prima ajustada por riesgo descontada en cualquier periodo $\beta^i \Lambda_{t,t+1+i} (R_{Ft+1+i} - R_{t+1+i})$, es positiva, el intermediario querrá expandir sus activos indefinidamente para igualar esta expresión a cero. Sin embargo, si queremos introducir imperfecciones en el mercado de capitales, debemos evitar que esto ocurra. Por ejemplo, Gertler y Karadi (2009) consiguen esto introduciendo riesgo moral al problema: al comienzo de cada período el intermediario puede escoger desviar una fracción λ de los fondos disponibles y transferirlos de vuelta a las familias de las cuales él es miembro. En ese caso, los depositantes pueden recuperar sólo la fracción restante $1 - \lambda$ de los activos. Por consiguiente, para que los prestamistas estén dispuestos a entregar fondos a los intermediarios, se debe satisfacer la siguiente restricción de incentivos:

$$V_{jt} \geq \lambda Q_t S_{jt} \quad (\text{A8})$$

El lado derecho es lo que el intermediario perdería al desviar una parte de los activos. El lado izquierdo es la ganancia de hacerlo. En resumen, el problema del intermediario financiero es maximizar su riqueza esperada sujeto a la restricción de incentivos:

$$V_{jt} = \max E_t \left[\sum_{i=0}^{\infty} (1-\theta) \theta^i \beta^i \Lambda_{t,t+i} N_{j,t+i} \right]$$

$$s.t. V_{jt} \geq \lambda Q_t S_{jt}$$
(A9)

El término V_{jt} puede ser expresado de la siguiente forma:

$$V_{jt} = v_t Q_t S_{jt} + \eta_t N_{jt}$$
(A10)

donde:

$$v_t = E_t \left[(1-\theta) \beta \Lambda_{t,t+1} (R_{F,t+1} - R_{t+1}) + \beta \Lambda_{t,t+1} \theta \frac{Q_{t+1} S_{j,t+1}}{Q_t S_{jt}} v_{t+1} \right]$$
(A11)

$$\eta_t = E_t \left[(1-\theta) \beta \Lambda_{t,t+1} R_{t+1} + \beta \Lambda_{t,t+1} \theta \frac{N_{j,t+1}}{N_{jt}} \eta_{t+1} \right]$$
(A12)

Ahora, la restricción de incentivos puede ser escrita como:

$$v_t Q_t S_{jt} + \eta_t N_{jt} \geq \lambda Q_t S_{jt}$$
(A13)

Si la restricción (A13) es activa, la demanda por activos está determinada por el patrimonio neto:

$$Q_t S_{jt} = \frac{\eta_t}{\lambda - v_t} N_{jt} \equiv \phi_t N_{jt}$$
(A14)

Puesto que la evolución del patrimonio neto de los intermediarios financieros está dada por:

$$N_{j,t+1} = \left[(R_{F,t+1} - R_{t+1}) \phi_t + R_{t+1} \right] N_{jt}$$
(A15)

y dado que ϕ_t no depende de j , podemos determinar la demanda por activos de los intermediarios sumando entre las demandas individuales para obtener:

$$Q_t S_t = \phi_t N_t$$
(A16)

Donde S_t muestra la cantidad agregada de activos de los intermediarios y N_t muestra la cantidad agregada de capital. La ecuación (16) es clave dentro del modelo e indica que la disponibilidad total de crédito privado es la riqueza de los intermediarios multiplicada por un factor ϕ que indica el grado de aplacamiento de los intermediarios, el cual a su vez es una variable que se determina a través de las expectativas futuras de la economía.

Para calcular la ley de movimiento del patrimonio se necesita algunos pasos y supuestos adicionales, N_t puede ser dividida en dos partes: el patrimonio neto de los intermediarios existentes N_{et} y el patrimonio neto de los nuevos intermediarios entrantes N_{nt} :

$$N_t = N_{et} + N_{nt} \quad (\text{A17})$$

El término N_{et} está dado por:

$$N_{et} = \theta \left[(R_{Ft} - R_t) \phi_t + R_t \right] N_{t-1} \quad (\text{A18})$$

Por simplicidad suponemos que la probabilidad de que un intermediario salga del mercado es i.i.d., así el total de activos de los intermediarios existentes en t al final del período está dado por $(1 - \theta)Q_t S_t$. Adicionalmente, se supone que en cada período las familias transfieren la fracción $\xi/(1 - \theta)$ de este valor a los intermediarios entrantes. Por lo tanto, en el agregado,

$$N_{nt} = \xi Q_t S_{t-1} \quad (\text{A19})$$

Con la expresión anterior podemos construir agregada la ley de movimiento de N_t :

$$N_t = \theta \left[(R_{Ft} - R_t) \phi_t + R_t \right] N_{t-1} + \xi Q_t S_{t-1} \quad (\text{A20})$$

Firmas de bienes intermedios

Las firmas de bienes intermedios utilizan capital K_t , trabajo L_t , bienes importados M_t , energía EE_t y petróleo $MOIL_t$ para producir bienes intermedios Y_t . Al final del período t , las firmas productoras de bienes intermedios compran capital K_{t+1} para utilizarlo en la producción en el período siguiente. Después de finalizado el proceso productivo, las firmas tienen la opción

de vender el capital. Para adquirir los recursos que financian la compra del capital, la firma entrega S_t derechos iguales al número de unidades de capital adquiridas K_{t+1} y el precio de cada derecho es Q_t . Esto es, $Q_t K_{t+1}$ es el valor del capital adquirido y $Q_t S_t$ es el valor de los derechos contra capital. Luego, se debe satisfacer:

$$Q_t K_{t+1} = Q_t S_t \quad (A21)$$

En cada tiempo t , la firma produce Y_t , usando capital, trabajo, bienes importados, petróleo y energía. Sea A_t la productividad total de factores, y sea ξ_t la calidad del capital (tal que $\xi_t K_t$ es la cantidad de capital efectiva al tiempo t). Luego, la producción está dada por:

$$Y_t = A_t L_t^{\alpha_1} (\xi_t K_t)^{\alpha_2} M_t^{\alpha_3} MOIL_t^{\alpha_4} EE_t^{1-\alpha_1-\alpha_2-\alpha_3-\alpha_4} \quad (A22)$$

Sea $P_{m,t}$ el precio del bien intermedio. Dado que la decisión de la firma está hecha al final de periodo t , el problema de maximización de la firma que produce bienes intermedios es:

$$\begin{aligned} \max \sum_{k=0}^{\infty} \beta^k E_t \left\{ \Lambda_{t,t+k} \left(P_{m,t+k} Y_{t+k}(j) + (1-\delta) \xi_{t+k} K_{t+k} Q_{t+k} \right) - R_{F,t+k} Q_{t+k} K_{t+k} \right\} \\ - \sum_{k=0}^{\infty} \beta^k E_t \left\{ \Lambda_{t,t+k} \left(W_{t+k} L_{t+k} + SX_{t+k} M_{t+k} + SX_{t+k} POIL_{t+k} MOIL_{t+k} + P_{t+k}^E E_{t+k} \right) \right\} \end{aligned} \quad (A23)$$

Donde $R_{F,t+k}$ es el retorno del capital.

Como se explica en el texto principal, las condiciones de primer orden del problema (A23) son modificadas para asegurar mayor flexibilidad en las elasticidades de sustitución entre insumos en el corto plazo.

Firmas productoras de capital

Las firmas productoras de capital compran capital de las firmas productoras de bienes intermedios, reparan el capital depreciado, y construyen nuevo capital con el capital reparado. Sidefinimos a I_t como la inversión, el problema de maximización de las firmas productoras de capital es:

$$\max \sum_{\tau=t}^{\infty} \beta^{\tau-t} E_t \left\{ \Lambda_{t,\tau} \left((Q_{\tau}-1) I_{\tau} - f \left(\frac{I_{\tau}}{I_{\tau-1}} \right) I_{\tau} \right) \right\} \quad (A24)$$

En otras palabras, la firma productora de bienes de capital obtiene una ganancia por invertir en cada período de $(Q_\tau - 1)I_\tau$ menos los costos de ajuste $f\left(\frac{I_\tau}{I_{\tau-1}}\right)$.

Donde $f'(1) = f'(1) = 0$ y $f''(1) < 0$. La ecuación (24) se obtiene introduciendo la ley de movimiento del capital (ecuación (A25)) en la función de beneficios.

$$K_{t+1} = (1 - \delta)\varepsilon_t K_t + I_t \quad (\text{A25})$$

Firmas de Retail

El producto final Y_t se obtiene agregando (a través de una función CES) la producción de firmas intermedias. Suponemos que esto se hace por parte de otras firmas, que llamamos de retail y que simplemente empaacan la producción de bienes intermedios:

$$Y_t = \left[\int_0^1 Y_{jt}^{\frac{\varepsilon-1}{\varepsilon}} df \right]^{\frac{\varepsilon}{\varepsilon-1}} \quad (\text{A26})$$

Donde Y_{jt} es el producto del retailer $j \in [0,1]$. La minimización de costos de las familias implica la siguiente función de demanda y el precio agregado:

$$Y_{jt} = \left(\frac{P_{jt}}{P_t} \right)^{-\varepsilon} Y_t \quad (\text{A27})$$

$$P_t = \left[\int_0^1 P_{jt}^{\frac{1}{1-\varepsilon}} dj \right]^{1-\varepsilon} \quad (\text{A28})$$

Como en Christiano, Eichenbaum y Evans (2005) las firmas de retail enfrentan precios à la Calvo e indexación parcial. Luego, el problema de maximización para una firma de retail j está dado por:

$$\begin{aligned} \max \sum_{k=0}^{\infty} \theta^k E_t \left\{ \beta^k \Lambda_{t,t+k} Y_{t+k}(j) (P_t^*(j) \prod_{l=1}^k (\pi_{t+l-1}^k)^{\delta_D}) - MC_{t+k} \right\} \\ \text{s.a. } Y_{t+k}(j) \leq \left(\frac{P_t^*(j)}{P_{t+k}} \right)^{-\varepsilon_D} Y_{t+k} \end{aligned} \quad (\text{A29})$$

Donde MC son los costos marginales de la empresa de retail. En particular, en cada período una firma está dispuesta a ajustar sus precios con probabilidad $(1 - \theta)$. Entre esos períodos, la firma está dispuesta a indexar parcialmente (es decir, $\delta_D \in [0,1]$) su precio a la tasa de inflación pasada. Con estos supuestos, el nivel de precios evoluciona de acuerdo a

$$P_t = \left[(1 - \theta) (P_t^*)^{\frac{1}{1-\varepsilon}} + \theta (\pi_{t-1}^{\delta_D} P_{t-1})^{\frac{1}{1-\varepsilon}} \right]^{1-\varepsilon} \quad (\text{A30})$$

Suponemos que el producto final que es usado por consumidores y firmas es una combinación entre Y_t e importaciones de petróleo para transporte $TOIL_t$:

$$Y_t^F = (Y_t)^{\alpha P} (TOIL_t)^{1-\alpha P} \quad (\text{A31})$$

De esta manera el petróleo no sólo se utiliza para la producción de bienes intermedios sino también para el transporte de estos bienes a los usuarios finales. Como se explicará más adelante en la calibración del modelo, en la estructura productiva de la economía chilena se encuentra que se usa más energía eléctrica en la producción de bienes intermedios que petróleo, pero éste último insumo es esencial para transportar estos bienes para sus usos finales.

Restricción de recursos, producción de cobre y gasto de gobierno

Por motivos de simplicidad nosotros suponemos que el gasto de gobierno sigue una regla fiscal de presupuesto equilibrado, financiándose con impuestos lump-sum $P_t T_t$, ingresos del cobre $SX_t P_t^{\text{cobre}} Q_t^{\text{cobre}}$ y deuda pública (doméstica y externa). La restricción presupuestaria del sector fiscal es:

$$SX_t P_t^{\text{cobre}} Q_t^{\text{cobre}} + P_t T_t + R_t^{-1} B_{t+1}^G + SX_t (\Phi \left(\frac{B_{t+1}^*}{PI B_t} \right) R_t^*)^{-1} B_{t+1}^{G*} \geq SX_t B_t^{G*} + B_t^G + P_t G_t \quad (\text{A32})$$

donde B_t^G y B_t^{G*} son bonos de gobierno domésticos y externos, respectivamente.

Política Monetaria

La política monetaria sigue una regla de Taylor que responde ante cambios en el producto, la inflación y el tipo de cambio.. La regla de Taylor es la siguiente:

$$R_t^* = \bar{R} \left(\left(\frac{\Pi_{t+1}}{\bar{\Pi}} \right)^{\phi_\pi} \left(\frac{PIB_t}{\overline{PIB}} \right)^{\phi_y} \left(\frac{E_t}{\bar{E}} \right)^{\zeta_e^1} \left(\frac{E_t}{E_{t-1}} \right)^{\zeta_e^2} \right) e^{u_t^R} \quad (A33)$$

$$R_t = (R_{t-1})^{\Omega_R} (R_t^*)^{1-\Omega_R} \quad (A34)$$

Donde \bar{R} es la tasa natural, Π_t es la inflación total, $\bar{\Pi}$ es el objetivo inflacionario, \overline{PIB} es el PIB potencial, E_t es el tipo de cambio real, \bar{E} es el tipo de cambio real de equilibrio y u_t^R es un shock monetario. En las estimaciones de las ecuaciones (A33) y (A34) se utilizó el PIB sin recursos naturales (es decir, sin sector cobre).

Sector Externo

En el modelo, se supone que las exportaciones X_t dependen del tipo de cambio real E_t , de la actividad económica internacional PIB_t^* y además, presenta cierto grado de inercia Ω . Luego,

$$X_t = (E_t)^{-\eta^*} PIB_t^* \quad (A35)$$

$$X_t = (X_{t-1})^\Omega (X_t)^{1-\Omega} \quad (A36)$$

Además, como en Schmitt-Grohé y Uribe (2003), para cerrar el modelo se supone que el riesgo país depende de la deuda externa de la siguiente forma:

$$SX_t \left(\Phi \left(\frac{B_{t+1}^*}{PIB_t} \right) R_t^* \right)^{-1} \quad (A37)$$

Adicionalmente, en el modelo suponemos una oferta de cobre inelástica al precio mundial. Por motivos de simplicidad suponemos que ambas variables, cantidad y precio, siguen un proceso AR(1)³⁴.

Agregación

Para obtener el consumo agregado de la economía, se agregan de manera ponderada los consumos que realizan las familias restringidas y no restringidas:

$$C_t = (1 - \lambda_c)C_t^R + (\lambda_c)C_t^o = \int_0^{\lambda_c} C_t^o(i)di + \int_{1-\lambda_c}^1 C_t^R(i)di \quad (A38)$$

En el caso de los intermediarios financieros, sus fondos provienen únicamente de aquellas familias que tienen acceso al mercado financiero, es decir:

$$B_t = \lambda_c (B_t^o) \quad (A39)$$

La deuda total de la economía considera la deuda de las familias no restringidas y la deuda de gobierno:

$$B_t^* = B_t^{G*} + \lambda_c B_t^{o*} \quad (A40)$$

El trabajo agregado en la economía es un ponderado del trabajo realizado por las familias restringidas y las no restringidas:

$$L_t = (1 - \lambda_c) L_t^R + \lambda_c L_t^o \quad (A41)$$

El equilibrio del mercado de bienes intermedios está caracterizado por la siguiente expresión de gasto:

$$P_{m,t} Y_t = P_t C_t + P_t I_t + P_t G_t + P_t X_t \quad (A42)$$

³⁴ Se modeló también la producción de cobre y su inversión en función de los precios actuales y futuros del cobre y la energía eléctrica. Pero por falta de información sobre la inversión en el sector minero que permitieran estimaciones fundamentadas en estadísticas confiables se decidió finalmente modelar la oferta como un proceso AR(1).

Por último, una vez agregadas cada una de las restricciones de las familias y las firmas, se obtiene la restricción total de la economía:

$$\begin{aligned}
 P_t C_t + P_t I_t \left(1 + f \left(\frac{I_t}{I_{t-1}} \right) \right) + P_t G_t \leq P_{m,t} Y_t - S X_t M_t - S X_t P O I L M O I L_t \\
 - S X_t P O I L T O I L_t \\
 + S X_t \left(\Phi \left(\frac{B_{t+1}^*}{Y_t} \right) R_t^* \right)^{-1} B_{t+1}^* \\
 - S X_t B_t^* + (S X_t P_t^{cobre} Q_t^{cobre})
 \end{aligned} \tag{A43}$$

e. Metodología econométrica detalles técnicos.

La estimación del modelo se hará con técnicas Bayesianas por una razón importante. Esta técnica reduce los problemas de identificación que se presentan en modelos macros con muchas ecuaciones y muestras pequeñas porque se definen prior sobre los parámetros. Así, este enfoque consiste en definir una distribución “prior” (basado en la teoría económica y estudios previos) para los parámetros del modelo de la siguiente forma.

$$p(\theta_A | A) \tag{A44}$$

Donde A indica un modelo específico, θ_A representa los parámetros del modelo A, $p(\cdot)$ es la función de densidad de probabilidad (pdf) que puede ser una normal, gamma, inversa, beta, beta generalizada, o la función uniforme dependiendo de la información específica que se tenga sobre el parámetro. Luego estos se combinan con una estimación de Máxima Verosimilitud (MV) que permite estimar la distribución “posterior” de los parámetros. La función de verosimilitud describe la densidad de los datos observados, dado el modelo y sus parámetros:

$$L(\theta_A | Y_T A) \equiv p(Y_T | \theta_A, A) \tag{A45}$$

En este sentido, la estimación Bayesianas de modelos macroeconómicos podría ser interpretada como una mezcla entre calibración y econometría estándar. Usando el teorema de Bayes podemos conocer la densidad de los posteriors dada una cierta muestra.

$$p(\theta|Y_T) = \frac{p(\theta; Y_T)}{p(Y_T)} \quad (\text{A46})$$

Nosotros también sabemos que:

$$p(Y_T|\theta) = \frac{p(\theta; Y_T)}{p(Y_T)} \Leftrightarrow p(\theta; Y_T) = p(Y_T|\theta) \times p(\theta) \quad (\text{A47})$$

Mediante el uso de estas identidades, podemos combinar la densidad previa y la función de verosimilitud discutido anteriormente para obtener la densidad posterior:

$$p(\theta_A|Y_T, A) = \frac{p(Y_T|\theta_A, A) p(\theta_A|A)}{p(Y_T|A)} \quad (\text{A48})$$

Donde $p(Y_T|A)$ es la densidad marginal de los datos condicionada en el modelo:

$$p(Y_T|A) = \int_{\Theta_A} p(\theta_A; Y_T|A) d\theta_A \quad (\text{A49})$$

Por último, el kernel posterior corresponde al numerador de la densidad posterior, el cual es obtenido en la práctica a través de simulaciones numéricas (Metropolis-Hastings) y la aplicación del filtro de Kalman.

$$p(\theta_A|Y_T, A) \propto p(Y_T|\theta_A, A) p(\theta_A|A) \equiv \kappa(\theta_A|Y_T, A) \quad (\text{A50})$$

Anexo N° 4: Supuestos de Modelación de los Precios Eléctricos

Aspectos generales de la Simulación

- a) Simulación período 2007-2010 (histórico)

Para la simulación del Súper-óptimo “histórico” se consideraron las siguientes bases en la modelación:

- Demanda: la demanda real mensual en el período (CDEC). En el modelo SDDP se utiliza las ventas en alta tensión más una estimación de las pérdidas en las líneas que no están representadas en él.
- Precios de los combustibles: precios mensuales utilizados en el despacho (CDEC).
- Caudales afluentes mensuales: información CNE (modelo OSE) y CDEC-SIC para el período 1960-2010. No está disponible la información de caudales para el año 2011.
- Gas natural argentino: disponibilidades mensuales iguales a las generaciones efectivas de las centrales. Debido a la dificultad de establecer si una generación menor a la máxima mensual se originaba en el despacho económico o en la falta de gas.
- Gas natural licuado (GNL): San Isidro 1 y 2 disponibilidades para generar a plena carga. Otros ciclos combinados y turbinas a gas según el despacho efectivo.
- Tasa de salida forzada y mantenimiento: estimados por el Consultor. Se ha considerado la detención de centrales con fallas prolongadas: Nehuenco 1, La Higuera y La Confluencia.

b) Simulación período 2012-2019

Para la simulación del futuro (Super-óptimo Futuro, Optimizado y Atrasos) se consideraron las siguientes bases en la modelación:

- Demanda: proyección CNE informe Precios de Nudo abr-12. Ventas en alta tensión más las pérdidas en las líneas no representadas en el modelo de simulación
- Precios de los combustible (en US\$ 2012):
 - Brent = 110 US\$/bbl
 - Carbón FOB Colombia (6350 kcal/kg) = 85 US\$/ton
Carbón Ventanas = 108.7 US\$/ton
 - GNL:

Endesa:	2012	= 15 US\$/MBtu
	2013-2019	= 8 US\$/MBtu
Otros:	2012-2015	= 15 US\$/MBtu
	2016-2019	= 13 US\$/MBtu
- Disponibilidad GNL
 - San Isidro 1 y 2: para operar a plena carga

- Nehuenco1
 - 2012 sin GNL
 - 2013 ene-abr, 42 Mm3/mes, precio=0
 - 2014-2018 sin GNL
 - 2019 disponibilidad plena, 13 US\$/MBtu
- Nehuenco2
 - 2012 sin GNL
 - 2013 ene-abr, 59 Mm3/mes, precio=0
 - 2014-2015 ene-abr, 42 Mm3/mes, precio=0
 - 2016-2019 disponibilidad plena, 13 US\$/MBtu
- Nueva Renca
 - 2012 – 2015 sin GNL
 - 2016-2019 disponibilidad plena, 13 US\$/MBtu
- Taltal TG
 - 2012
 - 2013 sin GNL
 - 2014-2017 disponibilidad plena
 - 2018-2019 sin GNL

Escenario Súper-óptimo Histórico

En la determinación de este escenario se debe evaluar el efecto de los retrasos que se han producido en el período 2007-2010 (no se puede comparar el año 2011 por no disponer de los caudales afluentes de este año). La forma de hacerlo es comparar la evolución real de la economía con el comportamiento que hubiera tenido si las obras de generación se hubieran desarrollado sin atrasos.

Para determinar el escenario “sin atrasos” se ha simulado la operación del SIC para el período abril – 2007 hasta diciembre – 2010, en la siguiente condición:



En las tablas siguientes se muestran las fechas de puesta en servicio según el criterio indicado. También se indica la fecha efectiva del inicio de generación. En rojo se indica, para las centrales en construcción, la fecha proyectada por la CNE actualmente.

Caso Súper-óptimo – SIC -- Expansión de la Generación

Central, Tipo	Súper-óptimo	Informe Precios Nudo	Fecha efectiva	Atraso meses
El Rincón, MH			abr-07	
Quilleco, H	abr-07	ITPN-06abr	may-07	1
San Isidro 2, TG-PD	abr-07	ITPN-06abr	abr-07	0
Chiburgo, H	jun-07	ITPN-06abr	sep-07	3
Hornitos, H	ago-07	ITPN-07abr	ene-08	5
Palmucho, H	oct-07	ITPN-07abr	dic-07	2
Canela 1, EOL	nov-07	ITPN-07oct	dic-07	1
Olivos, MD	ene-08	ITPN-07oct	mar-08	2
San Isidro 2, CC-PD	mar-08	ITPN-07abr	ene-08	-2
Colmito, TG	mar-08	ITPN-07oct	ago-08	5
Ojos de Agua, MH	abr-08	ITPN-07abr	jul-08	3
Campanario 2, TG	abr-08	ITPN-07oct		
Coya-Pangal, H	abr-08	ITPN-08abr	Jul-08	3
Puclaro, MH	abr-08	ITPN-07oct	may-08	12
Cenizas, MFO	may-08	ITPN-oct07	Oct-08	5
Los Pinos, TG	may-08	ITPN-oct07	Oct-08	5
San Isidro 2, CC-GNL	jun-08	ITPN-abr06	Jun-09	12
Espinos, MD	jul-08	ITPN-08abr	Nov-09	4
La Higuera, H	oct-08	ITPN-07abr	oct-10	24
Cardones, TG	oct-08	ITPN-07oct	Jun-09	8
Guayacán, MH			oct-10	
Santa Lidia, TG	nov-08	ITPN-08abr	Dic-08	1
El Manzano, MH	nov-08	ITPN-08oct	feb-09	3
Chuyaca, MD	nov-08	ITPN-08oct	Dic-08	1
Lircay, H	dic-08	ITPN-07oct	nov-08	-1
Punta Colorada, EOL	ene-09	ITPN-08abr	oct-11	34
Punta Colorada, MFO	ene-09	ITPN-08abr	Jul-10	18
El Peñon, MD	ene-09	ITPN-08oct	Jul-09	6
Trapén, MD	ene-09	ITPN-08oct	Feb-09	1
Calle-Calle, ND	ene-09	ITPN-08oct		
Campanario 4, TG	ene-09	ITPN-08abr		
Newen, TG	feb-09	ITPN-08abr		
Lebu, EOL			mar-09	
San Isidro 2, CC	mar-09	ITPN-07abr		
Termopacífico, MD	mar-09	ITPN-08oct		

Central, Tipo	Súper-óptimo	Informe Precios Nudo	Fecha efectiva	Atraso meses
Quintero, TG	abr-09	ITPN-08abr	Jun09	2
Emelda, MD	abr-09	ITPN-08oct	Jun-10	15
Pehui, MH			jul-09	
Guacolda 3, VC	oct-09	ITPN-07abr	jun-09	-4
Monte Redondo, EOL	oct-09	ITPN-09abr	dic-09	2
Canela 2, EOL	nov-09	ITPN-08oct	dic-09	1
Licán, MH	nov-09	ITPN-08oct	jun-11	31
Totoral, EOL	nov-09	ITPN-08oct	dic-09	1
Arauco, BM	dic-09	ITPN-08oct		
Nueva Ventanas, VC	ene-10	ITPN-07abr	ene-10	0
Guacolda 4, VC			mar10	
San Clemente, H	abr-10	ITPN-09oct	dic-10	8
Coligues, MH	may-10	ITPN-10abr	--	
Río Trueno, MH	may-10	ITPN-10abr	Jul-10	2
Vallenar, MH	may-10	ITPN-10abr		
Carena, H (existente)			may-11	
Trueno, MH			Jul-10	
Bocamina 2, VC	jul-10	ITPN-07oct	<i>nov-12</i>	28
Santa María, VC	jul-10	ITPN-07oct	sep-12	26
Confluencia, H	jul-10	ITPN-08abr	ene-11	18
Mariposas, MH	sep-10	ITPN-10abr	ene-11	4
La Paloma, MH	dic-10	ITPN-09oct	jul-10	--5
Chacayes, H	abr-11	ITPN-09abr	nov-11	7
TrufulTruful, MH			may-11	
El Tártaro, MH			may-11	
Diuto, MH			may-11	
Dongo, MH			may-11	
Campiche, VC	jun-11	ITPN-08oct	<i>abr-13</i>	34
Los Colorados 2, BG	jul-11	ITPN-10oct	Sep-11	2
Quemchi, MH	jun-11	ITPN-11abr		
Mallarauco, MH			jul-11	
Corrales, MH			ago-11	
Muchi, MH			sep-11	
Lautaro, BM	sep-11	ITPN-09oct	Ago-11	-1
Masisa, BM	oct-11	ITPN-10oct		
Energía Pacífico, BM	oct-11	ITPN-11oct		
La Arena, MH			nov-11	
Viñales, BM	nov-11	ITPN-10oct	nov-11	
Santa Fe, BM	Feb-12	CDEC-11-nov	Abr-12	2
Rucatayo, H	mar-12	ITPN-10oct	<i>nov-12</i>	

Central, Tipo	Súper-óptimo	Informe Precios Nudo	Fecha efectiva	Atraso meses
San Pedro, H	abr-12	ITPN-09oct	<i>jun-15</i>	
Laja 1, H	abr-12	ITPN-09oct	<i>jul-13</i>	
Talinay Oriente, EOL	abr-12	ITPN-11oct	<i>ene-13</i>	
San Andrés, H	jul-12	ITPN-11oct	<i>dic-12</i>	
Pulefú, H	may-12	ITPN-10oct	<i>dic-12</i>	
Angostura, H	mar-13	ITPN-10abr	<i>dic-13</i>	
El Paso, H	mar-13	ITPN-11oct	<i>Jul-13</i>	
El Arrayán, EOL	abr-13	ITPN-11oct	<i>nov-13</i>	

Notación: H = hidro; MH = mini hidro; VC = vapor-carbón; CC = ciclo combinado,
 TG = turbina a gas; MD = motor diésel; MFO = motor a fuel oil; BM = biomasa
 BG = Biogas; EOL, eólica, PD=petróleo diésel

Se aprecia que las centrales de base de mayor tamaño (Campiche, Bocamina, Santa María, La higuera, La Confluencia) han tenido atrasos significativos (18 a 34 meses). Algunas por razones administrativas y otras por problemas constructivos o el terremoto.

Escenario Súper-óptimo Futuro

En este escenario se define la expansión de la generación considerando las fechas en que podrían incorporarse las centrales si no hubieran existido atrasos o suspensiones por razones administrativas, judiciales o técnicas. Así se incluyen las centrales San Pedro, Bocamina 2, Castilla y Angostura, por ejemplo, en las fechas que se tenía previsto que entraran en operación hace algunos años.

Escenario Óptimo

En este escenario se define la expansión de la generación considerando las fechas óptimas de incorporación, sin atrasos eventuales, desde la fecha actual hacia el futuro considerado en el horizonte de evaluación. Adicionalmente en este escenario se considera la instalación de unidades a carbón de Castilla.

Escenario Base con Atrasos

En este escenario se define un plan de expansión de la generación en la cual se han aplicado atrasos sistemáticos en la puesta en servicio de las centrales generadoras de mayor tamaño. Adicionalmente se ha eliminado la instalación de la central Castilla.

Para determinar el escenario base se ha simulado la operación del SIC para el período abril – 2012 hasta diciembre – 2019, en la siguiente condición:



En la tabla siguiente se muestran las fechas de puesta en servicio definidas según los criterios indicados para cada uno de los tres casos estudiados:

SIC – Escenarios Futuros - Expansión de la Generación

Central	Potencia MW	Súper-óptimo futuro	Óptimo	Base
Bocamina2	320	mar-11	sep-12	ene-13
Viñales	32	abr-12	abr-12	abr-12
SanPedro	144	abr-12		
Laja1	37	jul-12	jul-13	jul-13
Pulelfu	9	ago-12	ago-12	ago-12
SanAndres	40	ene-13	ene-13	ene-14
Talinayeol	90	ene-13	ene-13	ene-13
Angostura	316	mar-13	dic-13	jul-14
Campiche	242	abr-13	abr-13	jul-13
Confluencia	155	abr-13	jul-12	jul-12
RioHiasco	4.3	abr-13	abr-13	abr-13
ElPaso	40	jul-13	jul-13	mar-14
Biomasa7R1	10	ene-14	ene-14	ene-14
Biomasa7R2	10	ene-14	ene-14	ene-14
HidroVIIR03	20	ene-14	ene-14	ene-14
Arrayaneol	115	abr-14	abr-14	abr-14
PPalmeraEol	50	abr-14	abr-14	abr-14
Castilla1	315	ene-15	ene-17	

Central	Potencia MW	Súper-óptimo futuro	Óptimo	Base
Biomasa8R2	20	ene-15	ene-15	ene-15
Guacolda5	131	ene-15	oct-15	jul-16
Nuble	136	ene-15	ene-19	jun-18
AguasCal	20	ene-15	ene-15	ene-15
EolicaIVR1	50	ene-15	ene-15	ene-15
EolicaConce2	50	ene-15	ene-15	ene-15
HidroXR1	20	ene-16	ene-16	ene-16
EolicaConce3	50	ene-15	ene-15	ene-15
LasLajas	267	abr-16	abr-16	jul-17
HidroXR1	20	ene-16	ene-16	ene-16
Alfalfal2	264	oct-16	oct-16	ene-18
EolicaConce4	50	ene-17	ene-15	ene-15
EolicaIVR2	50	ene-17	ene-17	ene-17
Castilla2	315	ene-18	ene-18	
HidroVIIR05	30	ene-18	ene-18	ene-18
EolicaConce5	50	ene-18	ene-15	ene-15
EolicaIVR3	50	ene-18	ene-17	ene-17
ChillanGEO	40	ene-19	ene-19	ene-19
Neltume	480	ene-19		
LosCondores	150	ene-19	ene-19	jul-18
Centinela	105	ene-19	ene-19	jul-18
HidroIXR1	60	ene-19	ene-19	ene-19
HidroIXR2	20	ene-19	ene-19	
EolicaConce6	50	ene-19	ene-15	
EolicaIVR4	50	ene-19	ene-17	
Rucatayo	57		oct-12	oct-12
LaHiguera	153		ene-13	jul-13
HidroVIIR05	20		abr-16	ene-17
TaltalCC	120			ene-19
Malihue	150			ene-19
HidroVIIR04	20		ene-15	ene-15
HidroVIIR04	60			ene-18

Anexo N° 5: Variabilidad de Precios Según Condiciones Hidrológicas

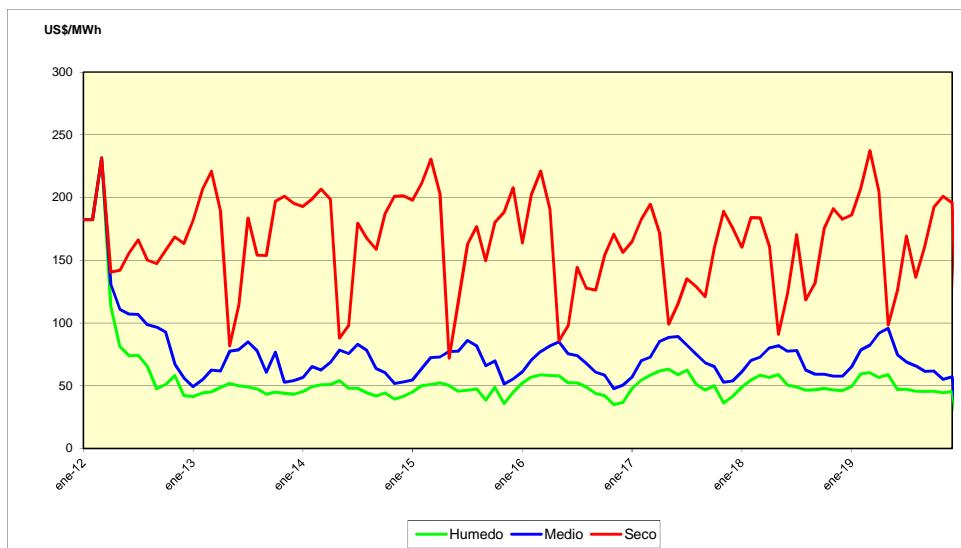
GENERAL

Los costos marginales de energía en sistemas con una alta proporción de generación hidroeléctrica presentan una significativa variabilidad. Es interesante mostrar esta variabilidad, aun cuando finalmente, como en el caso de este estudio, se utilice únicamente el valor promedio de los valores para las distintas condiciones hidrológicas simuladas (48 en este caso).

CASO SUPERÓPTIMO FUTURO

A continuación se presentan en el gráfico siguiente los costos marginales de energía para la barra Quillota para tres clases hidrológicas: seca (promedio de los costos marginales de las 5 condiciones hidrológicas más secas del SIC, probabilidad 10%), húmeda (promedio de los costos marginales de las 5 condiciones hidrológicas más húmedas del SIC, probabilidad 10%), media (promedio de los costos marginales mensuales de las 38 condiciones hidrológicas restantes, probabilidad 80%).

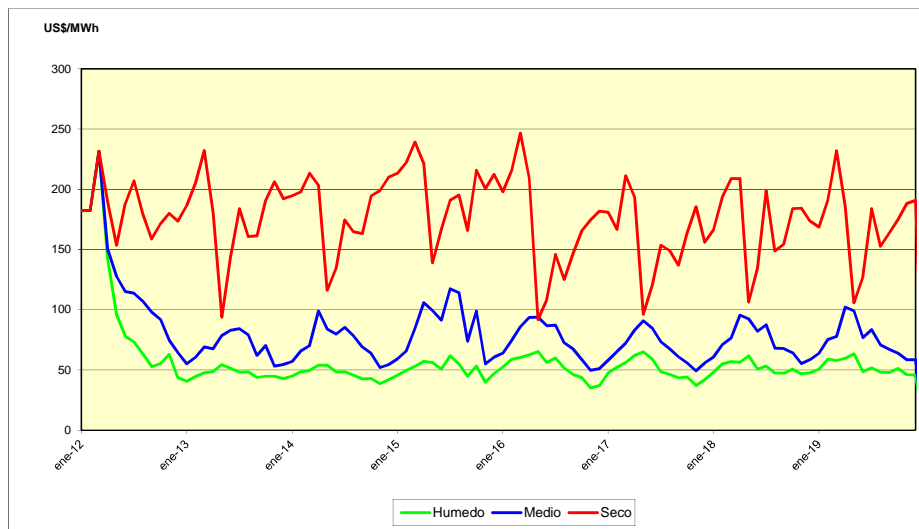
Gráfico: Caso Súper-Óptimo - Costos marginales Quillota por clases hidrológicas



CASO ÓPTIMO

Al igual que en el caso ya analizada se presentan en el gráfico siguiente los costos marginales de energía para la barra Quillota para tres clases hidrológicas: seca (promedio de los costos marginales de las 5 condiciones hidrológicas más secas del SIC, probabilidad 10%), húmeda (promedio de los costos marginales de las 5 condiciones hidrológicas más húmedas del SIC, probabilidad 10%), media (promedio de los costos marginales mensuales de las 38 condiciones hidrológicas restantes, probabilidad 80%).

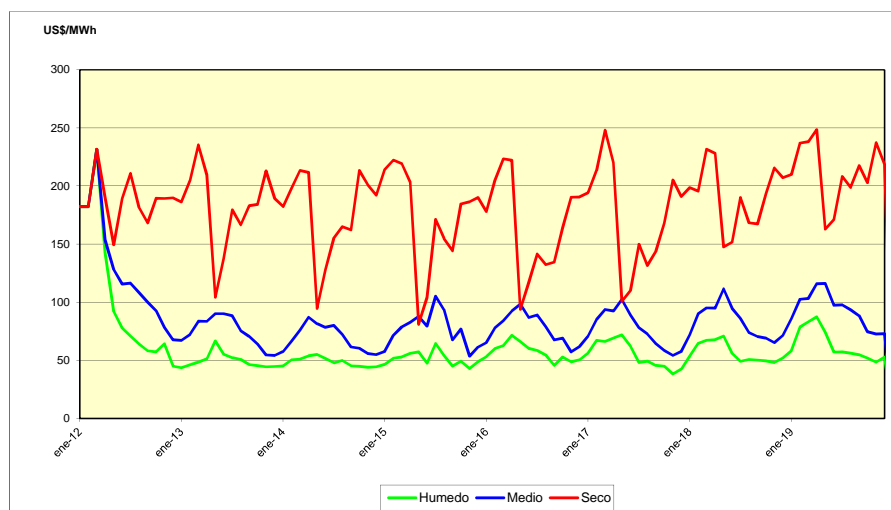
Gráfico: Caso Óptimo - Costos marginales Quillota por clases hidrológicas



CASO BASE (CON ATRASOS)

Siguiendo la misma lógica anterior, se muestran en el gráfico siguiente los costos marginales en Quillota para tres clases hidrológicas: seca (promedio de los costos marginales de las 5 condiciones hidrológicas más secas del SIC, probabilidad 10%), húmeda (promedio de los costos marginales de las 5 condiciones hidrológicas más húmedas del SIC, probabilidad 10%), media (promedio de los costos marginales mensuales de las 38 condiciones hidrológicas restantes, probabilidad 80%).

Gráfico: Caso Base - Costos Marginales Quillota por Clases Hidrológicas



Anexo N°6: Estimación Parámetros Modelo Macro, Estabilidad e Impulsos Respuestas.

Discusión de los Prior del modelo macro

Los priors fueron tomados de diferentes estudios que estiman modelos DSGE para diversas economías. Por ejemplo, la rigidez de precio y salarios (ξ y ξ_w), en promedio se supuso 4 trimestres ($=1/(1-0,75)$), prior que es relativamente estándar en muchos modelos DSGE de corte keynesiano para economías pequeñas y abiertas (por ejemplo Adolfson et al, 2008 y Lubik y Schorfheide, 2007) y que también son congruentes con la lenta respuesta de los precios a los shocks monetarios que se encuentra en estimaciones de modelos VAR para la economía chilena (Valdés (1997), Landerreche et al. (1999), García (2001) y Mies et al. (2002) y Bravo y García, 2002).

Un coeficiente sigma de 2, es un valor estándar en la literatura, por ejemplo ver Agénor y Montiel (1996), Tabla 10.1, página 353. La elasticidad de la oferta de trabajo a los salarios reales ($=1/\rho_L$) es uno de los parámetros difíciles para establecer un prior en diferentes países (ver por ejemplo Smets y Wouter 2003) puesto que las elasticidades necesarias para generar las fluctuaciones de las horas trabajadas en el ciclo económico son más altas que las estimadas para

finés microeconómicos (Chetty et al. 2011). Por esta razón se supuso igual a uno siguiendo a Adolfson et al (2008) quienes desarrollan un modelo similar al nuestro pero para Suecia. Por otro lado, en la revisión de la literatura que hacen Chetty et al. (2011) para el American Economic Review Papers & Proceedings, ellos sugieren usar una elasticidad de 0,75 para modelos con agentes representativos, resultado muy similar a nuestra estimación final de 1.01.

El coeficiente de hábito se supuso de 0.3, valor por debajo de lo que se supone para economías desarrolladas relativamente más cerradas (por ejemplo Smets y Wouters (2007) suponen 0,7). Decidimos tener un prior más bajo en el consumo privado porque las economías pequeñas y abiertas muestran niveles de volatilidad más altos que países más grande y cerrado como son EEUU y Europa.

El porcentaje de los agentes optimizadores (λ_C) se supuso en 70%, éste es un valor más alto que el considerado para estos tipos de agentes que en los estudios de consumo agregado (Mankiw (2000) y Galí et al (2007)). Nuestro prior está en base al trabajo de García y González (2013) puesto que ambos modelos son parecidos. Ellos encuentran porcentajes relativamente altos de agentes optimizadores en varias economías pequeñas y abiertas³⁵. Una explicación del resultado encontrado por García y González (2013), es que ellos suponen que las familias pueden financiarse con un premio bajo en el exterior, por tanto las familias en una economía abierta consiguen suavizar de mejor manera el consumo privado que en el caso de una economía cerrada (Correia et al 1995). Todo esto reduce la posibilidad de agentes restringidos. Por otro lado, la mayor volatilidad del consumo privado en nuestro caso, como en el modelo de García y González (2013), se obtiene con una sustancial reducción del hábito.

Sobre los coeficientes para la política monetaria, se tiene que estos son estándar en la literatura de estimaciones de modelos DSGE (Smets y Wouters, 2007). En general se supone un inercia de la tasa de interés (ρ_R) de 0,7, una respuesta de la tasa interés a la inflación (ρ_{π}) superior a dos y una respuesta de la tasa de interés al PIB (ρ_Y) en torno a 0,5. En el caso de estudios de DSGE aplicados a Chile se usan valores similares (García y Restrepo (2006), Soto y Medina (2006, 2007), Caputo et al. (2007), Céspedes et al. (2010) y García et al. (2011)). En

³⁵ Australia, Chile, Perú, Nueva Zelandia y Colombia.

relación a la respuesta de la política monetaria al tipo de cambio (su nivel y cambio, ρ_{e1} y ρ_{e2} respectivamente) se usaron parámetros con valores bajos (de 0.3), indicando que el Banco Central de Chile ha seguido una política de tipo de cambio flexible con intervenciones muy moderadas³⁶. Este supuesto es el mismo utilizado por García y González (2013) y también por Caputo et al (2007) para estimaciones de modelos DSGE en Chile donde se analiza la relevancia de introducir el tipo de cambio en la regla de política monetaria.

Un parámetro importante para entender la transmisión monetaria es la elasticidad de la demanda por exportaciones al tipo de cambio real (β_1) y su inercia (β_2). Se supuso un valor alto para el primer parámetro (igual a dos) y bajo para el segundo (igual a 0.1) en base a los resultados encontrados en García y González (2013).

Los parámetros relacionados con la persistencia de los shocks (gasto del gobierno, tasa externa, PIB externo, precio del petróleo, precio del cobre e inflación externa, ρ_G , ρ_{Rstart} , ρ_{Ystart} , ρ_{Oil} , ρ_{Pcu} y ρ_P , respectivamente) fueron calculados de los datos o fueron supuestos (ρ_A , correspondiente al shock tecnológico) todos mayores o iguales a 0,9. Esto último porque las variables en el ciclo económico muestran una alta persistencia no sólo en Chile (Restrepo y Soto, 2006) sino en la mayoría de los países (King y Rebelo, 2000).

En relación a los parámetros que miden la inercia de las demandas de insumo, trabajo, energía eléctrica, petróleo y capital (ρ_M , ρ_L , ρ_{EE} , ρ_{MOIL} y ρ_K , respectivamente) no se dispuso información a priori. Por esa razón, se decidió tomar priors iguales a 0,5, restringiendo las estimaciones a valores entre cero y uno.

³⁶ Por el contrario, el prior para estos parámetros en caso de tipo de cambio fijo sería por ejemplo de 10^6 (Adolfson et al, 2008)).

Tabla A.6.1

Resultados estimación						
Parametros	Prior media	Posterior media	Intervalo de confianza 90%		Distribución prior	Desviación estándar prior
sigma	2	2.68	2.35	3.11	gamma	0.5
h	0.3	0.30	0.26	0.36	beta	0.05
rho_L	1	1.01	0.86	1.13	gamma	0.2
rho_G	0.9	0.87	0.85	0.89	beta	0.05
rho_Epsilon	0.9	0.71	0.69	0.74	beta	0.05
rho_A	0.9	0.71	0.67	0.74	beta	0.05
rho_Rstart	0.9	0.90	0.87	0.92	beta	0.05
rho_Ystart	0.9	0.86	0.81	0.90	beta	0.05
rho_Oil	0.9	0.87	0.84	0.91	beta	0.05
rho_Pcu	0.9	0.92	0.87	0.97	beta	0.05
rho_PEE_1	0.9	0.84	0.79	0.87	beta	0.05
rho_PEE_2	0.9	0.90	0.83	0.95	beta	0.05
rho_QCU	0.9	0.81	0.74	0.89	beta	0.05
index	0.5	0.89	0.84	0.95	beta	0.15
xi	0.75	0.77	0.76	0.78	beta	0.01
index_w	0.5	0.83	0.74	0.91	beta	0.15
xi_w	0.75	0.76	0.76	0.77	beta	0.01
beta1	2	2.00	1.97	2.02	gamma	0.05
beta2	0.1	0.10	0.09	0.12	beta	0.01
rho_R	0.7	0.86	0.83	0.89	beta	0.1
rho_inf	2	2.47	2.31	2.64	beta	0.3
rho_y	0.5	0.40	0.36	0.45	beta	0.1
rho_e1	0.3	0.04	0.00	0.08	beta	0.2
rho_e2	0.3	0.04	0.00	0.07	beta	0.2
rho_E	0.6	0.16	0.08	0.25	beta	0.2
lambda_C	0.7	0.70	0.66	0.73	beta	0.05
pmg_M	0.5	0.63	0.57	0.69	beta	0.1
pmg_L	0.5	0.27	0.20	0.33	beta	0.1
pmg_K	0.5	0.66	0.60	0.73	beta	0.1
pmg_MOIL	0.5	0.56	0.46	0.67	beta	0.1
pmg_EE	0.5	0.57	0.51	0.62	beta	0.1
theta_TOIL	0.1	0.09	0.08	0.10	beta	0.01
theta_L	0.05	0.05	0.04	0.05	beta	0.01
pmg_TOIL	0.5	0.55	0.51	0.59	beta	0.05
pmg_G	0.5	0.48	0.44	0.50	beta	0.05

Tabla A.6.1 (continuación)

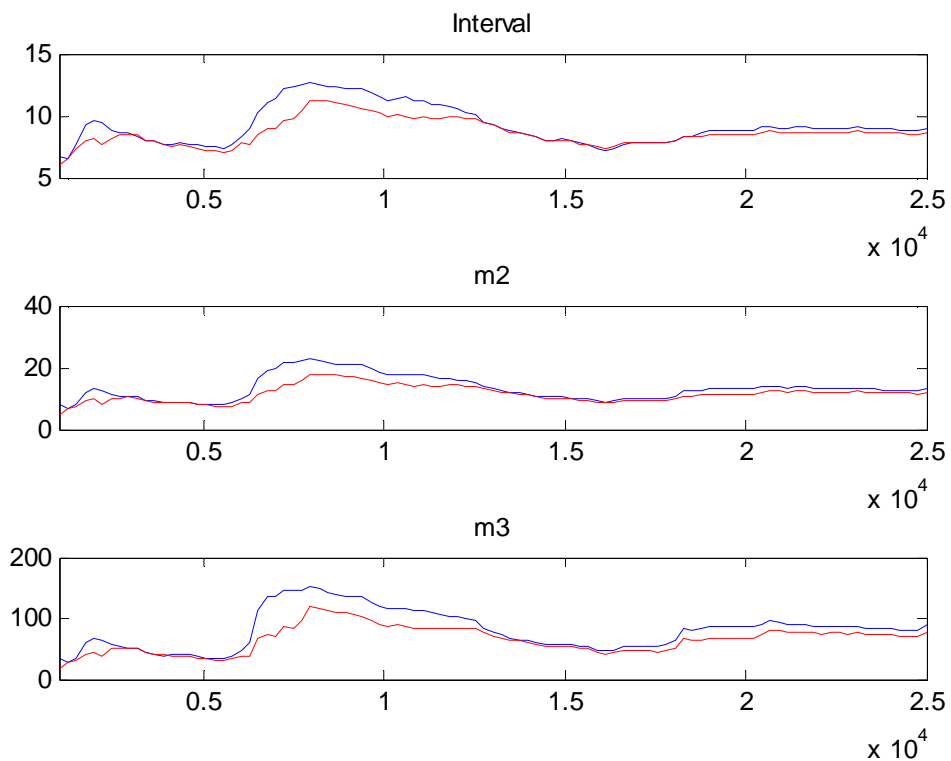
Shocks	Prior media	Posterior media	Intervalo de confianza 90%		Distribución prior	Desviación estándar prior
Err_PIB	3.52	2.17	1.80	2.50	invg2	Inf
Err_C	4.46	5.78	4.98	6.60	invg2	Inf
Err_R	0.48	0.38	0.31	0.45	invg2	Inf
Err_PI	0.91	0.34	0.14	0.54	invg2	Inf
Err_I	8.19	11.69	10.56	12.90	invg2	Inf
Err_G	12.28	1.13	0.92	1.35	invg2	Inf
Err_X	9.49	12.45	11.07	13.91	invg2	Inf
Err_M	6.86	12.61	11.71	13.69	invg2	Inf
Err_E	5.11	4.70	3.89	5.56	invg2	Inf
Err_Q	10.00	12.93	10.52	14.99	invg2	Inf
Err_W	1.03	0.57	0.46	0.67	invg2	Inf
Err_L	1.60	2.03	1.66	2.39	invg2	Inf
Err_Rstart	0.52	0.18	0.15	0.22	invg2	Inf
Err_Ystart	0.73	0.61	0.51	0.70	invg2	Inf
Err_Pcu	14.77	15.97	14.60	17.39	invg2	Inf
Err_Oil	14.36	17.16	15.33	18.86	invg2	Inf
Err_A	3.52	4.68	4.08	5.30	invg	Inf
Err_Epsilon	10.00	2.44	1.87	3.01	invg	Inf
Err_PEE_1	7.00	8.22	7.05	9.27	invg2	Inf
Err_QCU	6.66	10.59	9.33	11.80	invg	Inf
Err_UU	1.904	1.3326	0.5313	2.175	invg	Inf

Fuente: cálculo de los autores

Convergencia del Algoritmo de Estimación Bayesiana del Modelo Macro

Una aproximación comúnmente utilizada para analizar la convergencia del algoritmo de muestreo del posterior es utilizar el análisis de varianza multivariada, discutido en Brooks y Gelman (1998). Este método consiste, básicamente, en la simulación de un número importante de cadenas de Markov, buscando minimizar la varianza entre y dentro de las cadenas. Con lo anterior, si el número de replicas del algoritmo de convergencia es lo suficientemente grande (en nuestro caso, 25.000 réplicas), la varianza de las cadenas se minimiza y tiende a igualarse, y de esta forma, se obtiene la distribución posterior de los parámetros que estamos estimando. La evolución de la convergencia exitosa del algoritmo de estimación bayesiana del modelo macro se puede observar en el siguiente gráfico:

Gráfico A.6.1

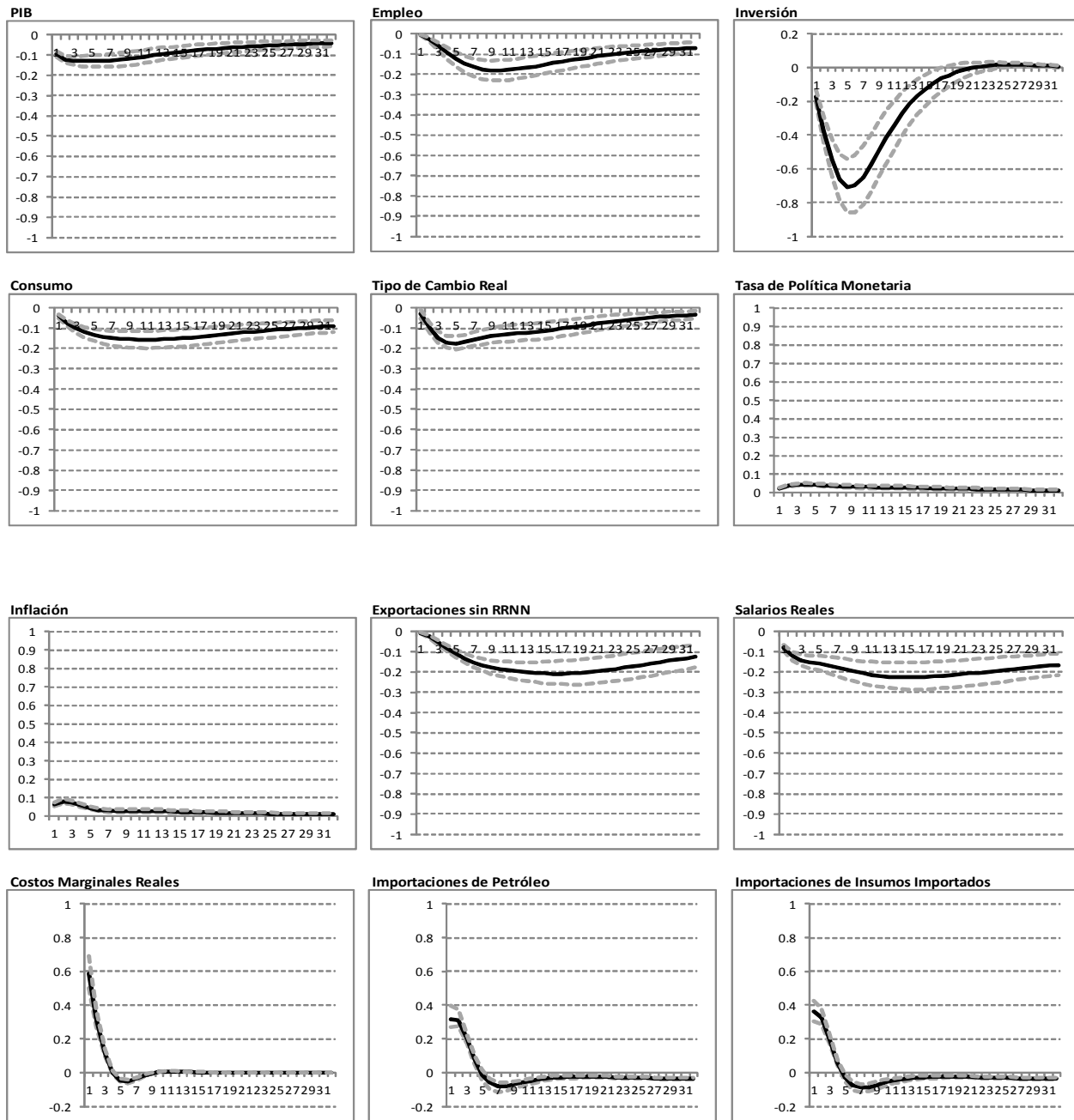


Fuente: cálculo de los autores

Impulsos Respuestas

El Gráfico 6 muestra los impulsos respuestas de variables seleccionadas frente a un shock de 7% (desviación estándar histórica). Cada impulso es graficado con bandas de confianza del 90%.

Gráfico A.6.2 Impulsos respuestas de variables macroeconómicas a un shock de 7% en precio de la energía eléctrica.



Fuente: Cálculo de los autores.