

CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DOCENCIA ECONÓMICAS, A.C.



MODELO HÍBRIDO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS PARA LA EVALUACIÓN DEL USO
DE ENERGÍAS RENOVABLES

TESINA

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE

MAESTRO EN ECONOMÍA

PRESENTA

CARLOS IVÁN TORRES GONZÁLEZ

DIRECTOR DE LA TESINA: DR. JUAN ROSELLÓN DÍAZ

Índice general

1. Introducción	1
2. Revisión de literatura	4
2.1. Modelos y su clasificación	4
2.2. Modelos Top-down	6
2.3. Modelos <i>bottom-up</i>	7
2.4. Modelo híbrido	8
3. Modelo	10
3.1. Modelo general de bienestar	10
3.1.1. Evaluación de FER	11
3.2. Planteamiento del modelo	12
4. Simulaciones	16
4.1. Datos	16
4.2. Resultados	17
4.2.1. Simulación 1	18
4.2.2. Simulación 2	24
4.2.3. Emisiones de CO2	28
4.2.4. Análisis de sensibilidad	30
5. Conclusiones	32

Índice de figuras

4.1. Generación por tecnología <i>BAU</i>	20
4.2. Generación por tecnología Escenario 1	21
4.3. Generación por tecnología Escenario 2	22
4.4. Generación por tecnología Escenario 100 %	23
4.5. Generación por tecnología <i>BAU</i>	25
4.6. Generación por tecnología Escenario 1	26
4.7. Generación por tecnología Escenario 2	27
4.8. Generación por tecnología Escenario 100 %	28

Índice de cuadros

2.1. Tipo de modelos	5
3.1. Nomenclatura	13
4.1. Estructura de red BCS y parámetros	17
4.2. Resultados simulación 1	18
4.3. Resultados simulación 2	24
4.4. Bienestar considerando emisiones CO2	29
4.5. Bienestar considerando emisiones CO2	29
4.6. Resultados análisis de sensibilidad 1	30
4.7. Resultados análisis de sensibilidad 2	30

ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

<i>BAU</i>	Business as usual
BCS	Baja California Sur
CC	Ciclo Combinado
CFC	Clorofluorocarbonos
CH ₄	Gas metano
CI	Combustión interna
CO ₂	Dióxido de carbono
FENR	Fuentes de energía no renovables
FER	Fuentes de energía renovable
FV	Fotovoltaica
GEI	Gases efecto invernadero
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
MW	Mega-watt
MWh	Mega-watt por hora
N ₂ O	Óxido Nitroso
TC	Termoeléctrica convencional
TG	Turbogas
Tn	Tonelada
USD	Dólares estadounidenses
USDm	Miles de dólares estadounidenses

Resumen

En este trabajo proponemos un modelo híbrido para evaluar diferentes escenarios de generación de electricidad con energías renovables que maximiza el bienestar social desde la perspectiva económica contemplando un enfoque técnico sobre la estructura de costos de producción de electricidad. Adicionalmente, realizamos 2 simulaciones del modelo propuesto al sistema eléctrico de Baja California Sur para 10 períodos, contemplando 4 escenarios de producción limpia diferentes. De los resultados observados en ambas simulaciones podemos remarcar 2 puntos en términos de políticas públicas. El primer punto es la importancia de tener múltiples generadores que funcionen con combustibles renovables si se desea producir una proporción significativa de electricidad con FER. El segundo punto es el trade-off entre bienestar y emisiones de CO₂. Los resultados sugieren que el aumento del consumo de electricidad es un elemento importante para aumentar el bienestar social. A su vez, el aumento de consumo eléctrico implica un aumento de producción, y por tanto un aumento de emisiones de CO₂. Los resultados de la segunda simulación sugieren que con el aumento de la capacidad de generación limpia y costos eficientes, se pueden alcanzar niveles de bienestar casi iguales a los tradicionales, pero con la mitad de emisiones de CO₂.

Capítulo 1

Introducción

El calentamiento global es uno de los desafíos más importantes a los que se enfrenta la humanidad actualmente, pues sus consecuencias amenazan a diversos tipos de vida en el planeta. El calentamiento global es el aumento de temperatura promedio en la superficie de la tierra provocado principalmente por la emisión de gases efecto invernadero (GEI) (el dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), y clorofluorocarbonos (CFC)). Se estima que al final de este siglo la temperatura podría estar aumentando en 2 grados centígrados si las cosas siguen como están, que si bien parece poco podría conllevar a una serie de eventos devastadores. Los gobiernos de la mayoría de los países del mundo han reconocido este problema, por lo que han establecido acuerdos para disminuir la emisión los GEI. En 2015 se celebró el Acuerdo de París, cuyo artículo 2 sección sección a) establece que hay que mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1.5 °C. Un informe realizado por Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) en 2018 hace la comparación entre el escenario de aumentar 1.5 grados centígrados contra el de 2 grados centígrados. Algunas diferencias son disminuir 10 cm el aumento del nivel del mar, disminuir las probabilidades del descongelamiento total del Océano Ártico, y los arrecifes de coral disminuirían entre un 70 % y 90 % en lugar del 99 %. Las consecuencias del aumento de 1.5 grados Celsius al año 2100 tampoco son alentado-

ras, sin embargo la sociedad se encuentra en un punto en el cual debe realizar acciones rápidas y drásticas para llegar a este escenario. Las emisiones netas mundiales de CO₂ de origen humano tendrían que reducirse en un 45 % para 2030 con respecto a los niveles de 2010, y seguir disminuyendo hasta alcanzar el 0 % aproximadamente en 2050. Las políticas públicas establecidas para lograr estos objetivos se centran principalmente en la disminución de CO₂, no porque sea el GEI que más aporta al calentamiento global por sus características, sino porque es el que más emite la sociedad.

De acuerdo a datos publicados por el banco mundial, el modelo energético que sostienen muchos países funciona principalmente con fuentes de energía no renovables (FENR), principalmente por combustibles fósiles; en 2014 únicamente el 22.85 % de la electricidad fue producida con fuentes de energía renovable (FER) como combustible. La quema de combustibles fósiles provoca grandes cantidades de emisiones de CO₂; en otras palabras, el modelo energético que se sostiene actualmente incentiva al calentamiento global. Es por ello que la transición hacia un modelo basado en FER es una estrategia primordial para combatir el calentamiento global, pues mitiga las emisiones de CO₂ sin sacrificar las necesidades energéticas de la sociedad. Sin embargo, la transición hacia un modelo basado 100 % en FER al año 2050 no es factible, debido a que no se cuenta con la infraestructura para satisfacer las necesidades energéticas actuales. La infraestructura es costosa desde el punto de vista económico, se requiere inversión para aumentar la capacidad de generación basada en FER. Existe un *trade-off* entre el bienestar de largo plazo por reducir las emisiones de CO₂ por medio de esta transición, y el bienestar de corto plazo de satisfacer las necesidades de demanda energética actuales.

Este trabajo está motivado precisamente por la exigencia trascender a un sistema energético fuertemente basado en FER en el mediano plazo, sin perjudicar las necesidades energéticas de la sociedad. Propondremos un modelo que permita evaluar diferentes escenarios de transición y decidir cual es mejor basados en términos de bienestar social dentro de esta transición. Posteriormente, realizaremos un par de simulaciones del modelo propuesto, con datos de Baja California Sur (BCS), con la ayuda del software GAMS. El propósito es ver cómo funciona

el modelo planteado, y analizar el caso de transición hacia la producción limpia para una red eléctrica específica.

Capítulo 2

Revisión de literatura

2.1. Modelos y su clasificación

En las últimas décadas el número de investigaciones que abordan temas de energía han aumentado considerablemente, como consecuencia de la preocupación sobre el calentamiento global marcada desde el protocolo de Kyoto. Entre ellos, la cantidad de modelos que estudian sistemas energéticos han incrementado hasta el grado de requerir una clasificación. Ya que las políticas públicas serían una herramienta importante para lograr la mitigación de emisiones de CO₂, se vio la necesidad de clasificar los modelos ya existentes para elegir el adecuado al momento de tomar decisiones importantes. Van Beeck (1999) propuso un sistema de clasificación en función del propósito del modelo, enfoque analítico, enfoque matemático, cobertura regional y horizonte de tiempo. En cuanto a propósito puede referirse a objetivos generales de la investigación, predecir el futuro, explorar escenarios diferentes futuros o diseñar futuros deseables para trazar el camino al presente; también puede referirse a contextos particulares, estudiar temas de demanda, de oferta y análisis impacto-respuesta. El enfoque matemático trata sobre la herramienta matemática que resuelve el modelo, programación lineal, programación dinámica, regresión, etc. La cobertura regional te dice si el análisis es a nivel global, nacional, estatal o solo una ciudad. El horizonte temporal puede ser corto, mediano o largo plazo. El enfoque analítico

es de nuestro particular interés, un modelo puede clasificarse *top-down* o *bottom-up*, dependiendo de si el planteamiento va desde la perspectiva económica o de ingeniería. Herbst et al (2012) detallan este enfoque, explicando las diferencias entre los modelos tipo *bottom-up* y *top-down*, así como las ventajas de combinar ambos mediante lo que se conoce como modelo híbrido. Los modelos tecno-económicos (*bottom-up*) son aquellos que usan el detalle técnico sobre cómo funcionan las diferentes tecnologías de producción de energía, de manera que las funciones de costos de producción son planteadas con un alto grado técnico. Regularmente estos modelos se usan cuando se busca estudiar la producción de energía creada a partir de un combustible en particular; por ejemplo estimar los costos-beneficios de incorporar una mejora tecnológica en el diseño de las turbinas para producir energía eólica, o el implementar un material con mayor fotosensibilidad para producir energía solar. Por otro lado los modelos macroeconómicos (*top-down*) abordan el problema desde la perspectiva económica; simular los posibles impactos en variables como el crecimiento económico, desempleo y precios, ante un cambio en la forma de producción, incorporar conceptos detallados sobre la demanda y equilibrio general, cambiar la inversión en cierto sector, etc. En la siguiente tabla sintetizamos las diferencias entre ambos enfoques:

Hibrido	
<i>Top-down</i>	<i>Bottom-up</i>
Enfoque economía	Enfoque ingeniería
Tecnologías dadas por el mercado	Alto detalle técnico en tecnologías
Evalúa costo-beneficio social	Evalúa costos monetarios
Variables macro-económicas	Variables micro-económicas

Cuadro 2.1: Tipo de modelos
Fuente: Elaboración propia

Existe una tendencia en países como Alemania y Suiza en basar sus políticas públicas de transición al consumo de FER con resultados de modelos clase 'bottom-up, citando la eficiencia de su enfoque técnico. Instituciones como economiesuisse y la Federación de Industrias Alemanas (BDI) argumentan que existen riesgos económicos de adoptar estas transiciones, citando

modelos tipo *top-down*. Es por ello que existe la necesidad de orientar la literatura sobre el tema hacia un enfoque híbrido, adaptando modelos que brinden resultados económicos y sociales planteados con un alto grado técnico.

Si bien mencionamos que existe una variedad de modelos que abordan estos temas, no existen demasiados que se enfoquen en la integración de energías renovables al sistema energético desde un punto de vista económico con detalle técnico. A continuación mencionamos un par de ejemplos para cada tipo de modelo.

2.2. Modelos Top-down

Los modelos top-down pueden analizar diferentes aspectos del mercado energético desde una perspectiva económica. Tiwari (2011) analizó la relación entre PIB, consumo FER y emisiones CO₂ por medio de un modelo econométrico, con el fin de ver el impacto que tiene aumentar el consumo de FER en la economía desde un punto de vista macroeconómico. Por medio de un análisis impulso-respuesta muestra que un shock positivo en el consumo de FER incrementa el PIB y disminuye las emisiones de CO₂, y un shock positivo en el PIB incrementan significativamente las emisiones de CO₂. Paltsev, S et al. (2005) desarrollan un modelo de equilibrio general para predecir las emisiones de CO₂, el *EPPA model*, en el cual analizan las emisiones ocasionadas por maximizar los beneficios de las firmas, tomando en cuenta el comportamiento maximizador de utilidad de los hogares.

Estos modelos si bien son económicos, debido a su enfoque macroeconómico, brindan respuestas generales poco detalladas. Sugieren que aumentar el consumo de FER puede tener un efecto positivo en el crecimiento económico, probablemente debido a la formación de capital obtenida por medio de la inversión. Sin embargo, al ser modelos tan generales no aportan información sobre en qué sectores es mejor invertir, cuándo o cuánto; si bien son útiles para dar una opinión exploratoria sobre el tema, esta clase de modelos no nos dicen cómo debe ser la

transición hacia un sistema energético basado fuertemente en FER.

2.3. Modelos *bottom-up*

Los modelos del tipo tecno-económicos pueden ser utilizados para diferentes propósitos, como lo puede ser tener un panorama general de la situación actual de producción de energía, proponer la inclusión de una nueva tecnología en una forma de producción en particular, o incluso intentar agregar diferentes formas de producción en un solo modelo. En este sentido, existen diversos autores que han dirigido esta clase de investigaciones hacia la producción de energía que usa FER como combustible.

Neij (1997) usa curvas de experiencia para analizar la difusión de FER como tecnología de producción. Su trabajo consiste en comparar la evolución de costos de generar energía eléctrica por medio de turbinas eólicas y paneles fotovoltaicos con el de las formas de producción tradicionales basadas en combustibles fósiles. Estima la eficiencia b que cuesta producir n unidades de electricidad mediante la evolución de costos $C_n = C_0 * n^b$, donde C_0 es el costo de producir la primera unidad; se espera que la producción de energía sea más eficiente conforme más unidades se producen en el tiempo, debido a esta curva de aprendizaje. El coeficiente b es calculado mediante el planteamiento de un sistema de ecuaciones no lineales planteadas con datos temporales. El parámetro b permite calcular el ratio de progreso (2^b) que expresa el progreso en la reducción de costos para diferentes tecnologías. El autor encontró que el ratio de progreso para las tecnologías renovables (solar y eólica) son significativamente mayores para las energías renovables que para las tradicionales.

Yang et al (2009) diseñan un análisis tecno-económico en el cual la generación de electricidad es producida por un sistema híbrido eólico-solar. En su análisis proponen la integración de un banco de baterías en un problema de minimización de costos de producción. Plantean una función de costos anualizados como la suma de costos de capital, de reemplazo y de mantenimiento $ACS = C_{acap}(Wind + Solar + battery) + C_{reempl}(Wind + Solar + battery) +$,

optimizando esta función por medio de algoritmos genéticos. Aplicando su modelo para un centro de telecomunicaciones ubicado a lo largo de una isla remota en China; encuentran que debido a que existe cierta complementariedad entre las tecnologías eólica y solar, la inclusión de un banco de baterías ayuda a reducir significativamente los costos de generación.

Löffler et al (2017) proponen un modelo que permite evaluar diferentes escenarios con porcentaje de tecnologías renovables del total de la generación de energía en la industria eléctrica, de calor y del transporte. Su modelo permite trazar una senda de cómo debe ser la producción a través del tiempo, considerando que existe comercio para satisfacer la demanda en las regiones más exigentes. Para ello plantean un problema de minimización de costos intertemporal con diferentes restricciones de alto grado técnico para cada tecnología, región y año, el cual calculan por medio de programación lineal. Aplican su modelo a nivel global, del año 2015 al 2050 en periodos de 5 años, dividiendo el mundo en 10 regiones diferentes y analizando 8 tecnologías diferentes para la generación energía eléctrica. Entre los diferentes escenarios evaluados encuentran que el más óptimo desde el punto de vista de costos, es producir para el 2050 con tecnologías renovables, siendo las celdas fotovoltaicas la más usada.

2.4. Modelo híbrido

El enfoque de este trabajo se encuentra alineado al de Guerrero, D., Rossellón, J.(2018). En su trabajo comparan 2 modelos de transmisión de electricidad, el integrado y el desintegrado. En el modelo integrado consideran las decisiones de generación y transmisión de electricidad de manera simultánea. El modelo desintegrado considera ambas decisiones de manera independiente. Para evaluar qué modelo es mejor, plantea un problema de maximización de bienestar. En este sentido podemos considerar este modelo como un modelo híbrido, esencialmente está planteado desde un perspectiva top-down al tomar en cuenta el bienestar, pero contiene elementos técnicos del tipo bottom-up al incluir conceptos dentro de la transmisión y generación.

Nuestro modelo está basado en el trabajo de D., Rossellón, J.(2018). Solo que en lugar de preguntarnos si la decisión integrar o no la generación y transmisión en un solo modelo, nos enfocamos en la evaluación de generación limpia. Pero no pierde la perspectiva de ser un modelo tipo híbrido al contemplar un problema de maximización de bienestar, sujeto a restricciones técnicas propias de un modelo tipo *bottom-up*.

Capítulo 3

Modelo

3.1. Modelo general de bienestar

El modelo propuesto en este trabajo a diferencia de los modelos clásicos de minimización costos, proviene de resolver un problema de maximización de bienestar social. Desde esta perspectiva, suponemos que el gobierno es el encargado de proveer el servicio de electricidad en la economía. Así, un planificador social se encarga de maximizar el bienestar social donde la electricidad es el único bien a consumir.

De manera general, el modelo consiste de una economía dividida en regiones, con diversas tecnologías de generación de electricidad, y múltiples periodos a contemplar. Cada región es denotada por $i \in I$, donde I es el conjunto que contiene a todas las regiones existentes en la economía. Cada tecnología es denotada por la letra $m \in M$, donde M es el conjunto que contiene a todas las formas de producción de electricidad en la economía. Los periodos pueden tener diferentes longitudes, anual, cada dos años o hasta 5, los cuales se denotan por $t \in T$, donde T es el conjunto que contiene a todos los periodos. La demanda es determinada por una función que depende del precio por mega-watt (MW) consumido, el cual depende de los costos de producción que difieren por región y por periodo. El modelo general a resolver es el siguiente:

$$\max_{d,g} W = \sum_{i,t} \int_0^v p(d_i^t) dv - \sum_{i,t} CT(g_i^t) \quad (3.1)$$

s.a restricciones.

Donde d es la demanda de electricidad, p es la función inversa de la demanda, g es la generación eléctrica la cual puede ser calculada por región g_i o por tecnología g_m y $CT(g)$ son los costos totales de generación.

Este modelo al ser tan general, es compatible con modelos ya existentes de costos siempre y cuando exista una forma de capturar el precio en el modelo. Precisamente por este motivo, es que en el modelo general las restricciones no quedan especificadas, pues estas dependen de cómo se especifiquen las funciones de costos de generación que difieren en cada modelo. Por supuesto, debido a que el propósito de esta tesis es evaluar la participación de las tecnologías basada en FER es necesario que exista la restricción en el modelo.

3.1.1. Evaluación de FER

La restricción que permite evaluar diferentes escenarios de producción de electricidad basada en FER como combustible, nosotros proponemos la siguiente restricción:

$$\sum_{m \in M_1 \subseteq M} g_m = FER_t \sum_{m \in M} g_m \quad (3.2)$$

Donde $M_1 \subseteq M$ es el conjunto de tecnologías que producen con FER como combustible.

$FER_t \in FER$ es la cantidad total de energía renovable que debe ser usada como proporción de la producción total para el periodo t , es decir, FER_t es un parámetro dado exógenamente. Por lo tanto FER representa el vector de parámetros que restringen la producción de FER. Cabe señalar que este vector no necesariamente es de dimensión t , pues no necesariamente se tiene que restringir para cada periodo.

Es importante señalar, que lo que esta restricción permite es evaluar diferentes escenarios, no elegir el nivel óptimo de producción por tecnología; este caso sería cuando FER es el conjunto vacío, es decir no existe restricción alguna. Esto puede ser útil en términos de política pública, pues permite hacer evaluaciones cuantitativas de múltiples escenarios.

3.2. Planteamiento del modelo

En particular nosotros planteamos un modelo específico inspirado en el propuesto por Guerrero, D., Rossellón, J. (2018), en el cual proponen un modelo que optimiza la planeación óptima de la BCS. En el comparan 2 modelos, el integrado que propone tomar las decisiones de generación y de transmisión de electricidad, con el desintegrado que toma estas decisiones por separado. Debido a que sus resultados se inclinan en favor al modelo integrado, nosotros tomamos únicamente este enfoque.

Empezamos por definir los conjuntos, variables y parámetros usar en el modelo, todo sintetizado en la tabla 3.1.

En este modelo el nodo no necesariamente es una región, sino que está definido como un conjunto de generadores, así puede ser cada generador existente en la economía o una región compuesta por sus respectivos generadores, o inclusive un conjunto de regiones juntado sus generadores.

Un concepto importante en este modelo es el de línea de transmisión. Una línea de transmisión es una arista que une dos nodos, la cual permite que ambos nodos pueden comerciar

Conjuntos	
Nodo	$i \in I$
Periodo	$t \in T$
Tecnología	$m \in M$
Generadores	$gr(i, m) \in G$
Tecnología renovable	$m \in M_1 \subseteq M$
Tecnología no renovable	$m \in M \setminus M_1$
Linea de transmisión entre nodos i y j	$l_{ij} \in L$
Parámetros	
Costo marginal por tecnología	$c_g^m \in C_m$
Función de costo de expansión de línea	$C_k(k_{ij})$
Capacidad máxima de generación por tecnología	\bar{g}_m
Capacidad máxima entre nodos i y j	k_{ij}^t
Función de demanda inversa	$p(d_i^t)$
Fracción de producción renovable en periodo t	$FER_t \in FER$
Variables	
Demanda en nodo i por periodo	d_i^t
Generación por tecnología	g_m
Generación por nodo	g_i
Capacidad de transmisión entre nodos i y j en periodo t	k_{ij}^t
Flujo de transmisión entre nodos i y j en periodo t	f_{ij}^t

Cuadro 3.1: Nomenclatura
Fuente: Elaboración propia

electricidad para satisfacer la demanda nodal cuando esta exceda la capacidad de generación. La cantidad de electricidad a comerciar es el flujo f_{ij}^t , donde el nodo i es el que transmite electricidad (nodo inicial) al nodo j (nodo final). Las líneas de transmisión al igual que los nodos están dadas, es decir que este modelo contempla únicamente las líneas ya existentes, no considera la inversión en la construcción de nuevas líneas, pero sí la capacidad de transmisión k_{ij}^t en las líneas existentes.

Los costos totales están compuestos por c_g^m que es el costo marginal de generación por tecnología, y los costos de expansión de capacidad de transmisión representados por la función $C_g(k_{ij})$. Los costos marginales de generación están dados de manera exógena en el modelo, mientras que los costos de expansión están determinados endógenamente.

La demanda electricidad es una función del precio, en este caso proponemos la clásica función de demanda lineal $d_i^t = a_{it} - b_{it}p_i$. La demanda nodal no necesariamente será igual para todos los nodos, ya que el precio es diferente por nodo, pues el precio depende de los costos que también difieren por nodo. Igualmente, dependiendo de características como gustos, ingresos y clima por nodo, tanto el intercepto como el parámetro asociado al costo pueden ser diferentes. Cabe resaltar que si bien usamos la función de demanda inversa en la función de bienestar, la función de demanda es necesaria para el planteamiento, por varias razones. La primera es que se usa directamente en la restricción de la primera ley de Kirchhoff, que es la ley de no desperdicio de energía. La segunda es que es más intuitivo ver los parámetros a y b ; a representa el consumo máximo de electricidad agregado cuando esta es gratis, y b el término agregado de sensibilidad al precio.

De esta forma, el modelo a resolver es el siguiente:

$$\max_{d,g} W = \sum_{i,t} \int_0^v p(d_i^t) dv - \sum_{i,t} C_g^m g_i - \sum_{i,t} C_k(k_{ij}^t) k_{ij}^t \quad (3.3)$$

s.a

(3.2)

$$\sum_{m \in M_1 \subseteq M} g_m = FER_t \sum_{m \in M} g_m$$

$$0 \leq g_m^t \leq \bar{g}_m^t \quad (3.4)$$

$$k_{ij}^t \geq k_{ij}^{(t-1)} \geq 0 \quad (3.5)$$

$$d_i^t + \sum_{j|l_{ij} \in l} f_{ij}^t = g_i^t + \sum_{j|l_{ij} \in l} f_{ji}^t \quad (3.6)$$

Donde (3.2) representa a la restricción de producción renovable antes mencionada. La ecuación (3.4) es la restricción de generación, simplemente se refiere a que una tecnología no puede producir más allá de su capacidad máxima. La ecuación (3.5) es la restricción de evolución de capacidad de transmisión, la capacidad de transmisión es al menos igual a la del periodo anterior. La ecuación (3.6) es la primera ley de Kirchhoff, la cual puede ser explicada como el equilibrio entre demanda y oferta; la demanda del nodo i es igual a la generación del nodo i más la generación que recibe de los otros nodos menos la generación que salió a otros nodos. Esta restricción en particular debe cumplirse con igualdad, ya que trata sobre una ley física sujeta a las leyes de conservación de la energía, es decir, una vez que la electricidad es producida esta debe ser consumida.

Capítulo 4

Simulaciones

En este capítulo mostraremos 2 simulaciones del modelo previamente planteado. Usaremos la misma base de datos que Guerrero, D., Rosellón, J. (2018). La primera será realizada con los datos originales del artículo, en la segunda agregaremos 3 generadores hipotéticos para comparar los resultados entre los diferentes escenarios. Ambas simulaciones fueron programadas con el *software GAMS*, mediante un *solver* de programación no lineal.

4.1. Datos

Los datos provienen de Cenace, pertenecen a la red eléctrica de BCS del año 2015, los cuales se sintetizan en la tabla 4.1

Las tecnologías $\{FV, CI, TG, CC, TC\}$ corresponden a fotovoltaica, combustión interna, turbogas, ciclo combinado y termoeléctrica convencional respectivamente. Mientras los nodos $\{VC, LP, LC\}$ se refieren a las ciudades Villa de Cortes, La Paz y Los Cabos. Los valores de los parámetros son iguales a los de Guerrero, D., Rosellón, J. (2018), los cuales a su vez provienen de información sobre el comportamiento de demanda proporcionado por Cenace. El parámetro $b = 1,5$ implica una elasticidad de 0,25, esto significa que si bien el consumo eléctrico no reacciona drásticamente a los cambios en tarifa, sí afectará en la decisión de los consumidores.

Nodos	$I = \{VC, LP, LC\}$
Tecnologías	$M = \{FV, CI, TG, CC, TC\}$
Generadores	$ G_1 = 7, G_2 = 10$
Líneas de transmisión	$L = \{l_{VC,LP}, l_{LP,LC}\}$
Periodos	$ T = 10$
Función de costo de expansión de línea	$C_k^t = C_0(k_{ij}^t - k_{ij}^{t+1})$
C_0	1
Demanda	$d_i^t = a - bp_i$
a	450
b	1,5
c_g^m	Varían por tecnología y modelo

Cuadro 4.1: Estructura de red BCS y parámetros
Fuente: Elaboración propia

Esto se interpreta en que a pesar de que la electricidad es un servicio básico, cuando se vea un aumento en la tarifa disminuirán su consumo.

4.2. Resultados

Para ambas simulaciones se analizaron los siguientes escenarios:

- *BAU*: Conocido tradicionalmente como *BAU (Business as usual)*, considera el modelo sin restricción de generación con FER como combustible.
- Escenario 1: La restricción de FER consiste de una senda en la cual se produce el 35 % de electricidad con generadores limpios para el periodo 5 y el 50 % para el último.
- Escenario 2: Se empieza a producir desde el primer periodo el 30 % de electricidad con generadores limpios, para lograr el 50 % en último periodo.
- 100 %: Este escenario contempla un aumento progresivo de producción con generadores limpios, va desde el 30 % en el primer periodo hasta el 100 % en el último.

Se realizaron 2 simulaciones ya que los resultados de la primera simulación mostraron ser un tanto inconsistentes. La simulación 1 muestra grandes pérdidas de bienestar social al

cambiar del escenario *BAU* a cualquier otro. Nosotros creemos que esto puede deberse principalmente a que solo existe un generador que produce con FER como combustible. Restringir la producción con generadores limpios, implica disminuir la producción de electricidad en general, lo cual hace menor el excedente del consumidor. También puede deberse en parte a que los costos de la generación fotovoltaica son mayores en comparación a los eficazmente conocidos.

Con esto en mente, decidimos realizar una segunda simulación, en donde suponemos la existencia de 3 generadores fotovoltaicos extras, con costos de producción iguales a los costos mayores reportados en las subastas de certificados de energías limpias en México.

4.2.1. Simulación 1

Consumidores

Los resultados de los consumidores para la primera simulación se sintetizan en la tabla 4.2.

	FER (%)	Bienestar(USDm/MWh)	Emisiones de CO2 (Tn/MWh)
<i>BAU</i>	0	1388.43	5471.04
Escenario 1	26.04	424.12	806.63
Escenario 2	34.22	282.61	345.13
100 %	47.59	195.47	177.26

Cuadro 4.2: Resultados simulación 1

Fuente: Elaboración propia

El escenario sin restricción no produce electricidad con FER como combustible. Esto indica que con la estructura de red existente, las energías limpias no son rentables en términos de bienestar. Este resultado se hace evidente al momento de comparar los otros escenarios respecto el *BAU*. El escenario 1 es el que permite menos producción con FER entre los escenarios alternativos simulados, con 26.04 % del total de la generación. Como consecuencia, observamos

una caída de 1388.43 a 424.2 USDm/MWh en bienestar, y de 5471.04 a 806.63 Tn/MWh en emisiones de CO₂. Esto representa una disminución del 69.45 % en bienestar, y del 85.25 % en emisiones de CO₂. Este comportamiento es más radical en los otros dos escenarios. En el escenario 2 el bienestar cae 74.48 %, mientras en el escenario 100 % cae 85.92 % ;lo mismo sucede con las emisiones de CO₂, caen 93.70 % y 96.76 % respectivamente. Notamos que existe una relación directa entre el bienestar y las emisiones de CO₂, más no es proporcional. Una disminución en bienestar causada por un cambio de escenario implica una disminución mayor en emisiones de CO₂.

Producción

En las siguientes gráficas analizamos la evolución de la generación de electricidad por tecnología a través del tiempo. La figura 4.1 representa el escenario *BAU*, en ella observamos un leve crecimiento de la demanda. La tecnología más usada para producir es la combustión interna, seguida por la termoeléctrica convencional. El 76.42 % de la electricidad se produce con combustión interna y 16.34 % con termoeléctrica convencional. Un punto a resaltar es que no solo la tecnología fotovoltaica es improductiva, también la tecnología de turbogas produce únicamente un poco en el primer periodo. La poca productividad del turbogas es una característica que mantiene en el resto de escenarios en ambas simulaciones

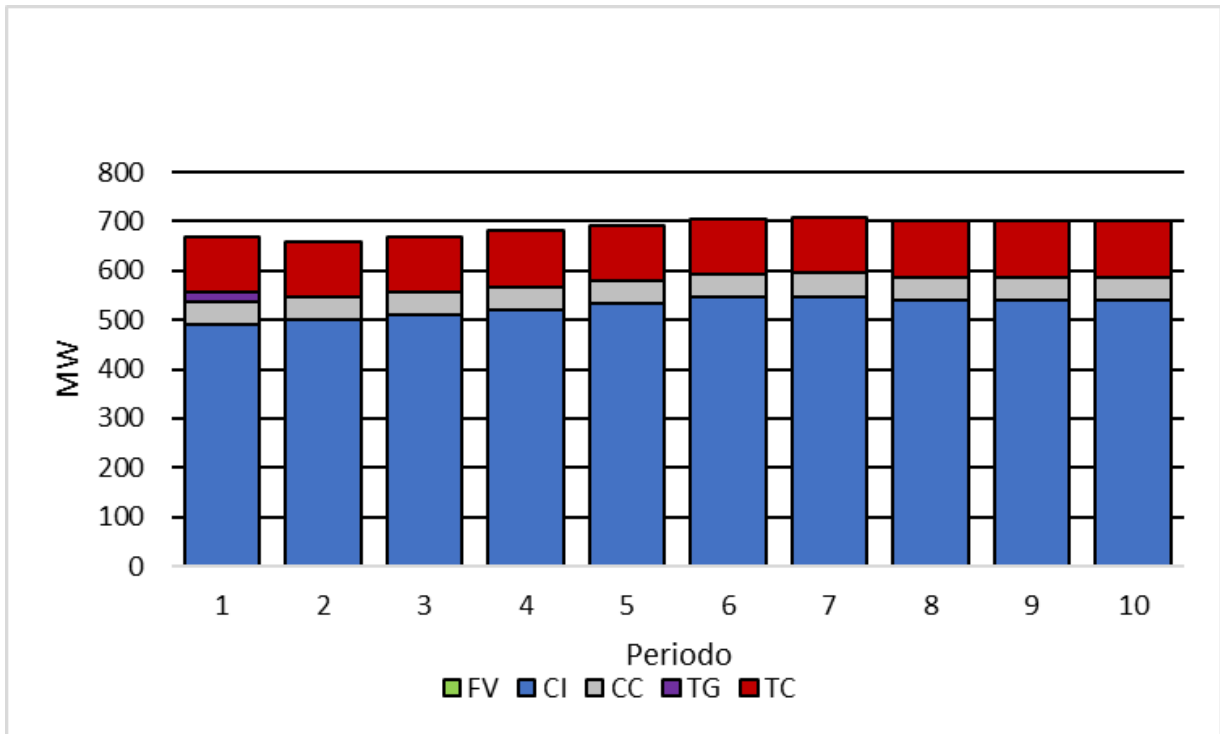


Figura 4.1: Generación por tecnología *BAU*

Fuente: Elaboración propia

La figura 4.2 muestra al escenario 1, ahora observamos una gran disminución en la demanda. La tecnología más usada en los primero 2 periodos es la combustión interna, seguida por la termoeléctrica convencional. A partir del tercer periodo la producción cae de 300 MWh a 150 MWh, debido a la restricción de producción con energías limpias. La producción renovable siempre se mantiene produciendo a su capacidad máxima, de manera que la producción debe disminuir más si cada vez se restringe más el uso de energías sucias. Esto impacta principalmente a la producción de combustión interna, la cual deja de generar electricidad a partir del periodo 3. A partir del periodo 3 la mayor producción se realiza con las tecnologías termoeléctrica convencional y ciclo combinado. A partir del periodo 5 prácticamente se produce de manera única con ciclo combinado y fotovoltaica. Este comportamiento se debe a que en el momento en el que la producción debe disminuir bastante debido a que la restricción es más severa, las tecnologías

más usadas son las menos costosas en lugar de las que permiten mayor capacidad.

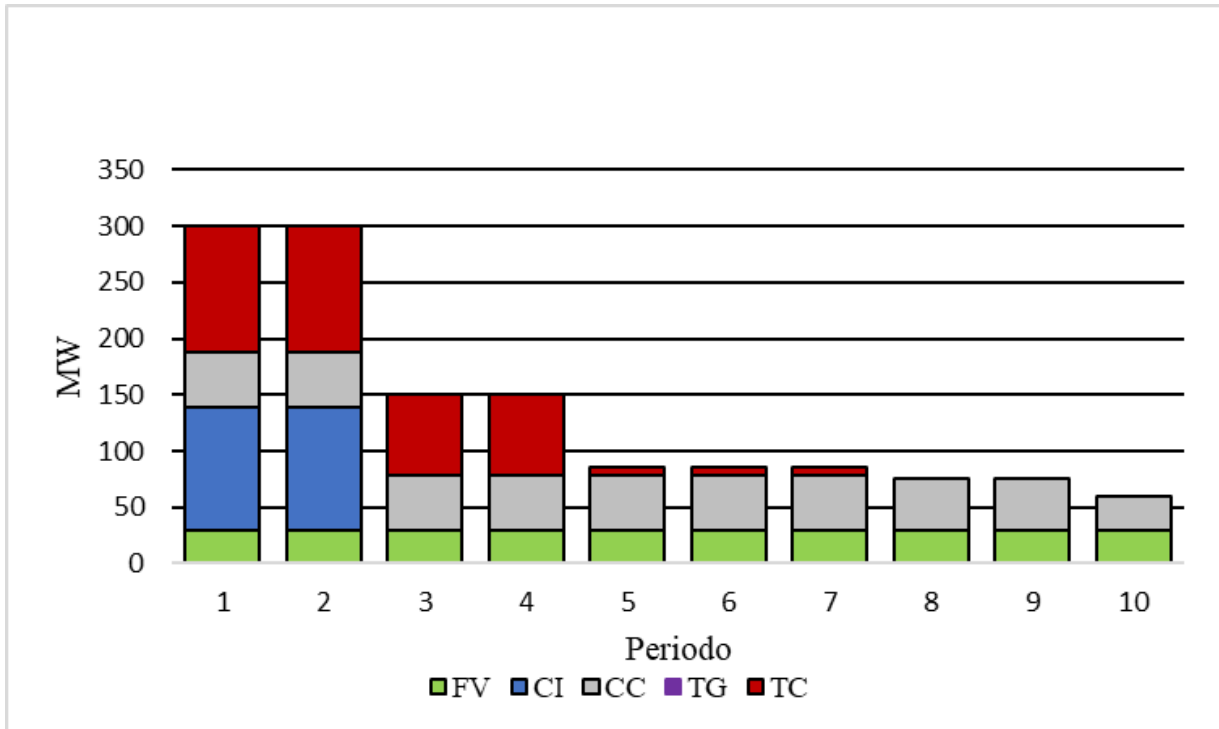


Figura 4.2: Generación por tecnología Escenario 1

Fuente: Elaboración propia

La figura 4.3 representa el escenario 2, si bien la disminución parece ser menor que la del escenario 1, en realidad es mayor, pues empiezan produciendo en total 100 MWh desde el periodo 1, por ello no se muestra una caída abrupta como sucede con el escenario 1. El comportamiento es similar al del escenario 1 a partir del periodo 5, se produce únicamente con las tecnologías de ciclo combinado, termoeléctrica y fotovoltaica. A partir del periodo 7 se produce únicamente con ciclo combinado y fotovoltaica.

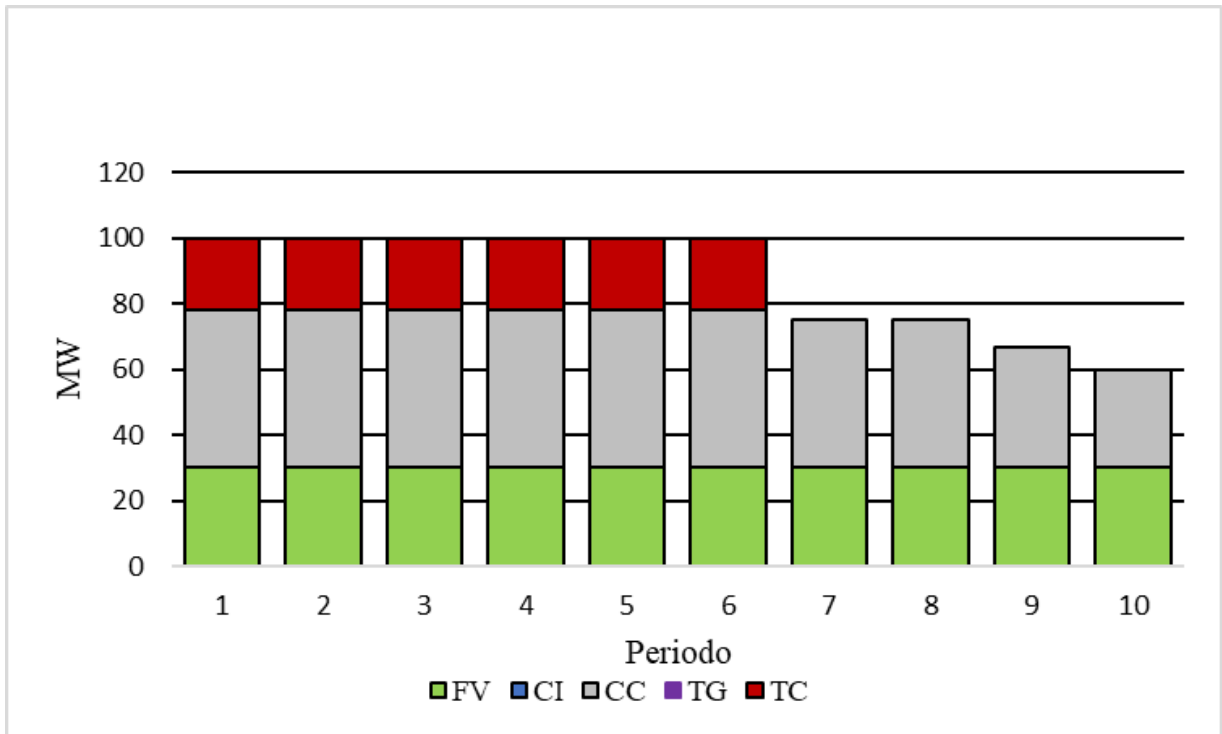


Figura 4.3: Generación por tecnología Escenario 2

Fuente: Elaboración propia

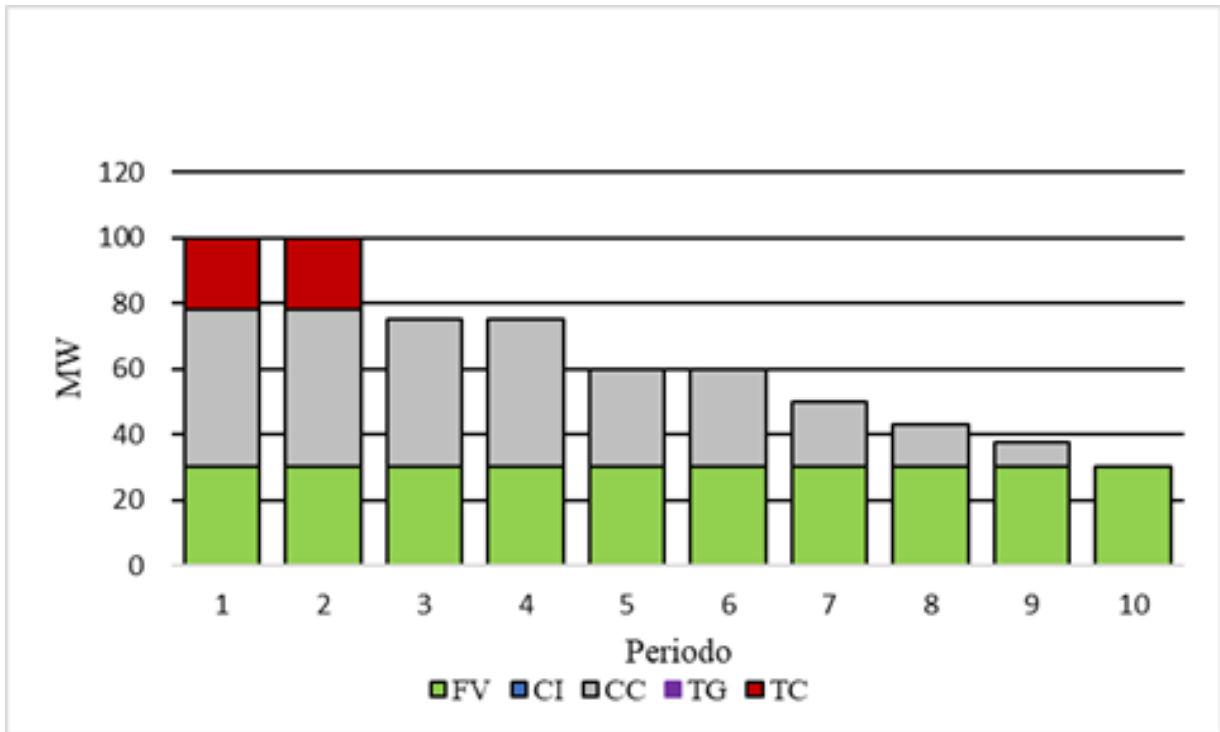


Figura 4.4: Generación por tecnología Escenario 100 %

Fuente: Elaboración propia

La figura 4.4 representa el escenario 100 %, en el que la meta es producir únicamente con energías limpias en el último periodo. El comportamiento es similar al del escenario 2, sin embargo como las restricciones demandan mayor proporción de energías limpias, la producción total va disminuyendo bastante periodo a periodo.

4.2.2. Simulación 2

Consumidores

Los resultados para los consumidores en la segunda simulación se sintetizan en la tabla 4.3.

	FER (%)	Bienestar(USDm/MWh)	Emisiones de CO2 (Tn/MWh)
<i>BAU</i>	22.48	1470.43	4506.60
Escenario 1	26.04	1280.97	3269.14
Escenario 2	34.22	1252.92	2598.35
100 %	47.59	995.37	1473.87

Cuadro 4.3: Resultados simulación 2

Fuente: Elaboración propia

En esta simulación notamos que el resultado del escenario *BAU* incluye una cantidad significativa de producción con energía limpia, generando el 22.48 % con combustibles renovables. Esta generación es cercana al escenario 1, el cual produce el 26.04 % de electricidad con energías limpias. En términos de bienestar los escenarios 1 y 2 se encuentra relativamente cercanos al escenario *BAU*; la pérdida de bienestar de cambiar del escenario *BAU* al escenario 1 es del 12.88 %, y de 14.80 % al pasar al escenario 2. En cuanto a emisiones de CO₂, los cambios son mayores; hay una reducción del 27.46 % de cambiar del escenario *BAU* al escenario 1, y del 42.35 % al cambiar al escenario 2. En el caso de moverse al escenario 100 % renovable los cambios son más notables, el bienestar disminuye el 32.41 % y las emisiones de CO₂ 68.30 %. Se sigue manteniendo la relación directa no proporcional entre bienestar y emisiones de CO₂.

Analizamos la evolución a través del tiempo de la generación de electricidad por tecnología. La figura 4.5 representa el escenario *BAU*. Nuevamente la tecnología de combustión interna produce la mayor parte de la electricidad, pero esta vez notamos que la generación fotovoltaica produce en su capacidad máxima. La demanda a partir del 4 periodo es de 700 MHz, lo cual se encuentra muy poco por encima al escenario *BAU* de la simulación 1.

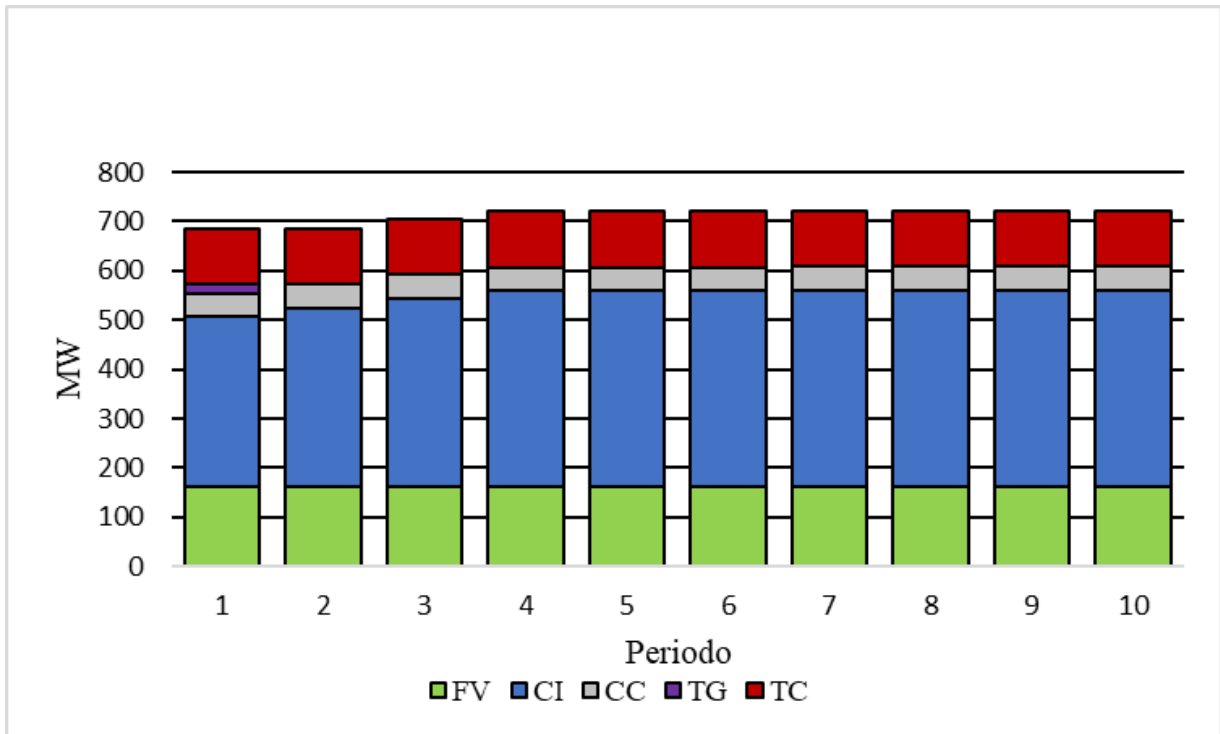


Figura 4.5: Generación por tecnología *BAU*

Fuente: Elaboración propia

La figura 4.3 muestra el comportamiento del escenario 1, el cual es muy similar de manera general al de la simulación 1. La mayor diferencia se encuentra en que al aumentar la capacidad máxima de la tecnología fotovoltaica se tienen 2 efectos positivos que permiten mayor producción; el primero es el efecto directo de aumentar la producción que usa FER como combustible, el segundo es el efecto indirecto que permite una mayor producción de tecnologías no limpias. Este último se ve reflejado en la producción del generador de combustión interna, el cual a diferencia del resultado obtenido en la primera simulación, sigue produciendo hasta el periodo 9.

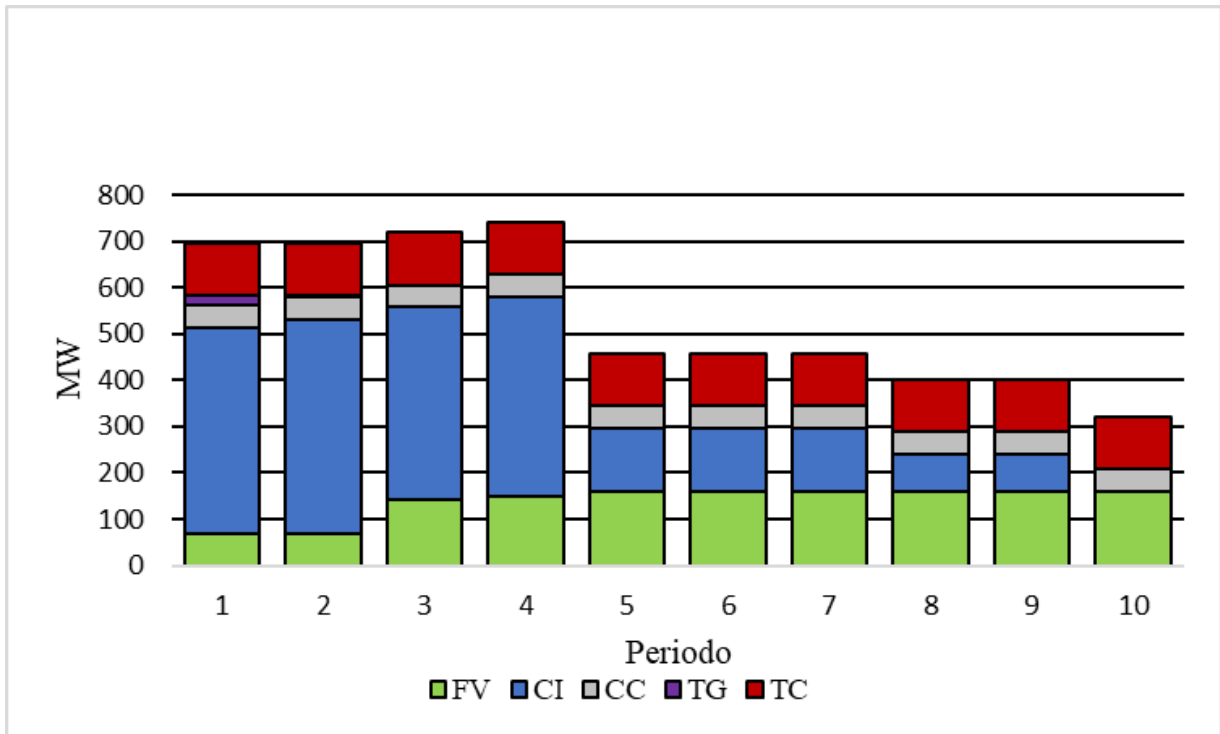


Figura 4.6: Generación por tecnología Escenario 1

Fuente: Elaboración propia

En la figura 4.7 observamos el escenario 2. Este escenario es similar al anterior, la diferencia principal se encuentra en los primeros 4 periodos, en el escenario 1 producen 700 MWh o más, mientras en el escenario 2 producen 533 MW hasta el periodo 6. Las tecnologías que más producen siguen siendo combustión interna, fotovoltaica y termoeléctrica convencional.

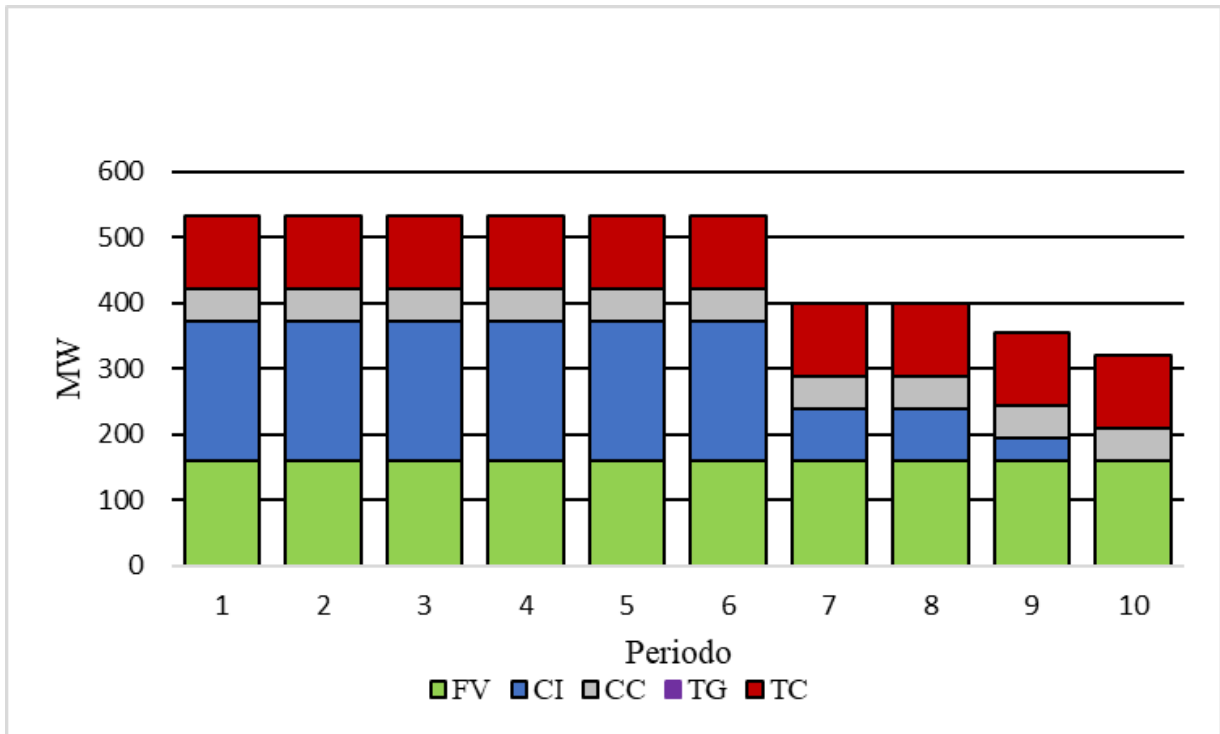


Figura 4.7: Generación por tecnología Escenario 2

Fuente: Elaboración propia

La figura 4.8 muestra el escenario 100 % renovable. Notamos que este último escenario se aleja de los 2 anteriores, debido a que la tecnología de ciclo combinado produce electricidad hasta el periodo 5. La meta de producir el 100 % de la electricidad con energía limpia provoca una caída progresiva en la producción, llegando hasta 160 MWh en el último periodo, que es la capacidad máxima total de los generadores fotovoltaicos. Por esta razón observamos un nivel significativamente menor de bienestar en comparación a los otros escenarios.

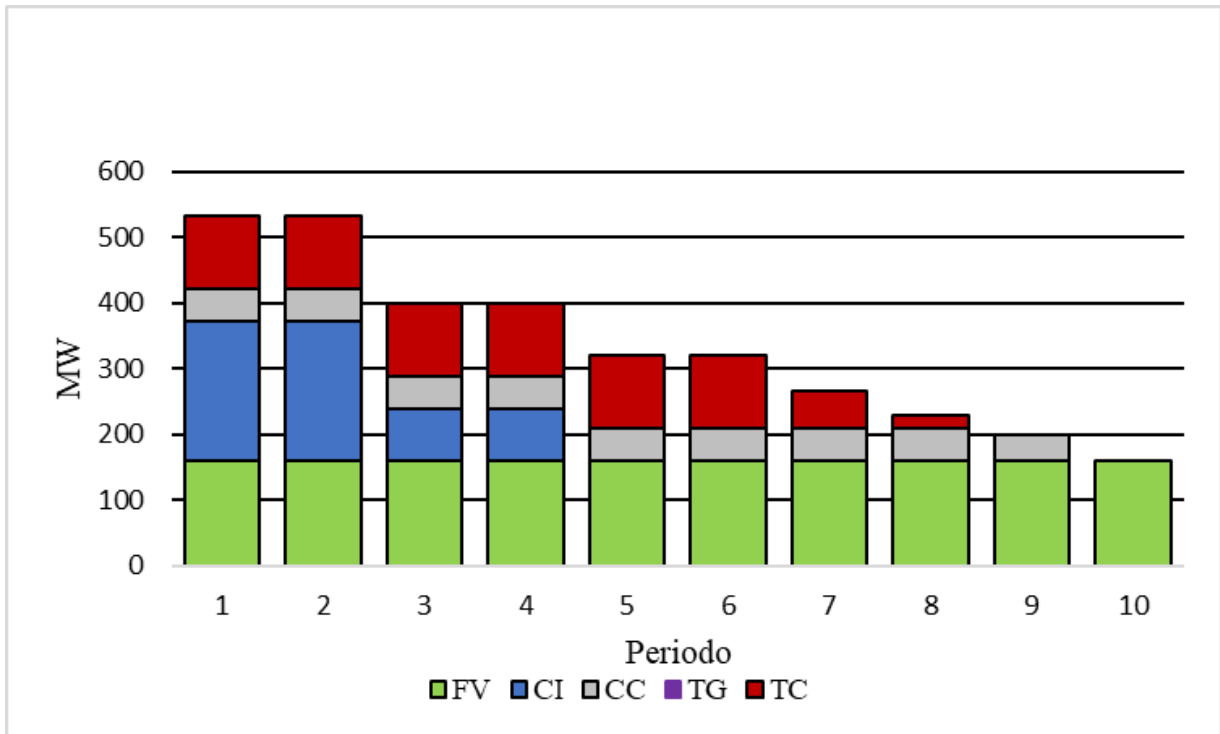


Figura 4.8: Generación por tecnología Escenario 100 %

Fuente: Elaboración propia

4.2.3. Emisiones de CO2

El modelo propuesto en este trabajo de tesina no tiene por objetivo internalizar las emisiones de CO2 en la función objetivo. Sin embargo, sí nos parece pertinente discutir brevemente una forma de medir las emisiones de CO2 en términos de bienestar. Nordhaus (2014) encuentra una forma de valorar monetariamente las emisiones de CO2, por medio del daño que estas provocan al nivel de producción a través del cambio climático. Primero estima cómo afectan las emisiones de CO2 a la temperatura del planeta, y después estiman una función de daño sobre cómo afecta la temperatura a la producción. De acuerdo a sus resultados, el costo por tonelada de CO2 emitida es de 20.1 dólares.

Con base en los resultados de Nordhaus (2014) mostrados en la tabla 4.4, el escenario *BAU*

	<i>BAU</i>	Escenario 1	Escenario 2	100 %
Simulación 1	1278.46	407.90	275.67	191.91
Simulación 2	1379.85	1215.26	1200.70	965.74

Cuadro 4.4: Bienestar considerando emisiones CO2

Fuente: Elaboración propia

sigue siendo el que mayor niveles de bienestar presenta. Desde esta perspectiva, en términos de bienestar social, la reducción de emisiones de CO2 no compensa la pérdida de bienestar social a causa de disminuir los niveles de producción . Por supuesto, esto considerando únicamente los costos sociales causados de manera directa a la producción a través del cambio de temperatura.

Existen otros estudios no tan conocidos que contemplan otras variables dentro de la valoración del costo por emisiones. Hope (2013) considera otros impactos económicos y regionales causados por las emisiones de CO2, así como el costo de adaptarse a los cambios del ecosistema derivados del cambio climático. De acuerdo a su modelo PAGE, el costo social por tonelada de CO2 emitida es de 106 dólares.

	<i>BAU</i>	Escenario 1	Escenario 2	100 %
Simulación 1	808.50	338.61	246.0	176.68
Simulación 2	992.73	934.44	977.50	839.14

Cuadro 4.5: Bienestar considerando emisiones CO2

Fuente: Elaboración propia

Con base en los resultados de Hope(2013) mostrados en la tabla 4.5, el escenario *BAU* sigue siendo el más atractivo en términos de bienestar social. Sin embargo, notamos que en este caso en el que los costos sociales por emisión de CO2 son significativamente mayores, este resultado es más estrecho. Centrándonos en el caso de la simulación 2, notamos que el escenario 2 muestra niveles más altos de bienestar social que el escenario 1, a pesar de tener como restricción una mayor producción con FER; en realidad los niveles de bienestar son muy similares a los del escenario BAU. Es decir, bajo un esquema de costos sociales por emisiones de CO2 altos, notamos que es posible tener mayores niveles de bienestar en escenarios donde se produce menor electricidad, pero se emiten menos cantidades de CO2.

4.2.4. Análisis de sensibilidad

Con el objetivo de profundizar en los resultados, realizamos a continuación un análisis de sensibilidad sobre los generadores fotovoltaicos. En un escenario contemplamos una disminución del costo, pasando del costo de 50 dólares/MWh de la segunda simulación a 21 dólares, que es el precio más bajo de generación de energía limpia visto en México (obtenido en la tercera subasta de CEL). En el otro escenario contemplamos un aumento en el número de generadores fotovoltaicos, pasando de 4 los generadores considerados en la segunda simulación a 7. Los resultados se sintetizan en las tablas 4.6 y 4.7.

	FER (%)	Bienestar(USDm/MWh)	Emisiones de CO2 (Tn/MWh)
<i>BAU</i>	16.86	1516.83	4506.60
Escenario 1	26.04	1321.35	3288.48
Escenario 2	34.22	1178.64	2536.30
100 %	47.59	1041.77	1473.87

Cuadro 4.6: Resultados análisis de sensibilidad 1

Fuente: Elaboración propia

	FER (%)	Bienestar(USDm/MWh)	Emisiones de CO2 (Tn/MWh)
<i>BAU</i>	20.33	1500.90	3884.24
Escenario 1	26.04	1464.87	4126.22
Escenario 2	34.22	1477.34	3846.93
100 %	47.59	1322.54	2396.798

Cuadro 4.7: Resultados análisis de sensibilidad 2

Fuente: Elaboración propia

Observando los niveles de bienestar de ambas simulaciones, notamos que para lograr una mayor viabilidad de generación 100 % es más importante contar con un mayor número de generadores de energía limpia que lograr costos de generación muy bajos. De esta forma, podemos concluir que un escenario donde el 100 % de la producción de electricidad sea generada con

combustibles renovables en el mediano-largo plazo es viable siempre que se cuenten con suficientes generadores.

Capítulo 5

Conclusiones

En este trabajo proponemos un modelo híbrido para evaluar diferentes escenarios de generación de electricidad con energías renovables, que posee características de modelos *button-up* y *top-down*. Maximiza el bienestar social desde la perspectiva económica contemplando un enfoque técnico sobre la estructura de costos de producción de electricidad.

De los resultados observados en ambas simulaciones podemos remarcar 2 puntos en términos de políticas públicas. El primer punto es la importancia de tener múltiples generadores que funcionen con combustibles renovables si se desea producir una proporción significativa de electricidad con FER. Imponer una restricción de generación limpia limita la producción de electricidad en general, el no contar con capacidad suficiente de generación limpia repercutirá en gran magnitud sobre el bienestar social. Desde este panorama hacemos énfasis en que las políticas públicas que desalientan la inversión de nuevos parques de generación limpia no solo tienen un impacto negativo sobre la generación con FER y en las emisiones de CO₂, sino además que nuestros resultados sugieren que podrían tener un impacto negativo sobre los niveles de bienestar en el mediano-largo plazo.

El segundo punto es el *trade-off* entre bienestar y emisiones de CO₂. Los resultados sugieren que el aumento de consumo de electricidad es un elemento importante para aumentar el

bienestar social. Evidentemente, el aumento de consumo eléctrico implica un aumento de producción, y por tanto un aumento de emisiones de CO₂. Como mencionamos en la introducción, las emisiones de CO₂ son indeseables debido a que provocan el cambio climático. Por lo que la institución que represente al planificador social de este modelo, deberá encontrar un punto de equilibrio entre bienestar y contaminación. Vimos que una posible solución es asignar un valor monetario a las emisiones de CO₂ en términos de costos sociales, así como lo hacen Nordhaus (2014) y Hope(2013). Sin embargo, contemplar todos los posibles medios por los cuales las emisiones de CO₂ afectan a la sociedad en términos monetarios es un auténtico desafío, en el cual tenemos el deseo de profundizar en futuros trabajos.

Algunos comentarios menos generales que sugieren nuestro modelo, aplicables únicamente a BCS bajo los esquemas especificados en las simulaciones, son contemplados a continuación. Bajo la estructura expuesta en la simulación 1, no es viable desde el punto de vista social imponer restricciones proporcionales de producción limpia, debido a la excesiva pérdida de bienestar social observado. El resultado observado en el escenario 100 % renovable muestra el gran desafío de trascender hacia la generación de electricidad puramente limpia. Los resultados obtenidos en la simulación 2 son alentadores al compararlos con los resultados de la simulación 1. Los niveles de bienestar del escenario *BAU* de la simulación 1, y del escenario 1 de la simulación 2 son muy similares; sin embargo, las emisiones de CO₂ del escenario 1 de la simulación 2 representan el 59.75 % de las del escenario *BAU* de la simulación 1. Este comportamiento se mantiene al comparar el escenario *BAU* con el escenario 2 de la simulación 2. El nivel de bienestar del escenario 2 de la simulación 2 representa el 90.24 % del escenario *BAU* de la simulación 1; mientras el nivel de emisiones de CO₂ representa el 47.49 %. Esto sugiere que con el aumento de la capacidad de generación limpia y costos eficientes, se pueden alcanzar niveles de bienestar casi iguales los tradicionales, pero con la mitad de emisiones de CO₂.

A pesar de que el modelo general es amplio a aplicarse en conjunto a otros modelos de costos

ya existentes, el modelo particular que planteamos y simulamos presentar algunas limitaciones. La primera y más notable es que no contempla la expansión de generación de electricidad, únicamente considera la expansión de las líneas. Solo se puede contemplar la expansión en generación de manera manual, similar a la simulación alternativa que incluimos en este trabajo; suponer un aumento de capacidad en determinados períodos o la existencia de generadores limpios. Otra limitación es que no muestra una forma completamente objetiva de añadir las emisiones de CO₂ en la función objetivo. Nos gustaría ahondar en estas limitaciones en la extensión de un trabajo futuro.

Referencias

Aviral Kumar Tiwari (2011), A structural VAR analysis of renewable energy consumption, real GDP and CO2 emissions: Evidence from India, *Economics Bulletin*, 2011, Vol. 31 no.2, pp. 1793-1806.

Chien, T and J.L. Hu (2008), Renewable Energy: An Efficient Mechanism to Improve GDP, *Energy Policy* 36, 3045– 3052.

Gobierno de México (2016), Segunda subasta, <https://www.gob.mx/sener/prensa/con-precios-altamente-competitivos-se-anuncian-los-resultados-preliminares-de-la-2-subasta-electrica-de-largo-plazo?idiom=es> (consultado 10 de Abril 2020)

Gobierno de México (2017), Tercera subasta, <https://www.gob.mx/cenace/prensa/anuncian-sener-y-cenace-resultados-preliminares-de-la-tercera-subasta-de-largo-plazo-141668> (consultado 10 de Abril 2020)

Guerrero, D., Rosellon, J. (2017). Optimal Planning of the Electricity Transmission Grid of Southern Baja California (Mexico).

Guerrero, D., Rosellon, J. (2017). Optimal Planning of the Electricity Transmission Grid of Southern Baja California (Mexico)[Fichero de Datos].

Herbst, A., Toro, F., Reitze, F., Jochem, E. (2012). Introduction to energy systems modelling. *Swiss journal of economics and statistics*, 148(2), 111-135.

Hope, C. (2013). Critical issues for the calculation of the social cost of CO₂: why the estimates from PAGE09 are higher than those from PAGE2002. *Climatic Change*, 117(3), 531-543.

Löffler, K., Hainsch, K., Burandt, T., Oei, P. Y., Kemfert, C., Von Hirschhausen, C. (2017). Designing a model for the global energy system—GENeSYS-MOD: An application of the open-source energy modeling system (OSeMOSYS). *Energies*, 10(10), 1468.

Neij, L. (1997). Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable energy technology. *Energy policy*, 25(13), 1099-1107.

Nordhaus, W. (2014). Estimates of the social cost of carbon: concepts and results from the DICE-2013R model and alternative approaches. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 1(1/2), 273-312.

ONU (2018), Desarrollo sostenible, <http://www.un.org> (consultado el 4 de Marzo 2020).

Paltsev, S., Reilly, J. M., Jacoby, H. D., Eckaus, R. S., McFarland, J. R., Sarofim, M. C., ... Babiker, M. H. (2005). The MIT emissions prediction and policy analysis (EPPA) model: version 4. MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change.

Van den Bergh, J. C., Botzen, W. J. W. (2015). Monetary valuation of the social cost of CO₂ emissions: a critical survey. *Ecological Economics*, 114, 33-46.

World Bank (2018), DataBank (consultado el 20 de Abril 2020).

Yang, H., Wei, Z., Chengzhi, L. (2009). Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar–wind power generation system. *Applied Energy*, 86(2), 163-169.