

ESCENARIOS DE DEMANDA Y OFERTA ENERGÉTICA Y OPCIONES DE POLÍTICA ENERGÉTICA ARCHIPIÉLAGO DE LAS ISLAS GALÁPAGOS REPÚBLICA DEL ECUADOR



BID



MINISTERIO DE ENERGÍA Y
RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES
CONSEJO DE GOBIERNO DEL
RÉGIMEN ESPECIAL DE GALÁPAGOS

PROYECTO: MECANISMOS y REDES DE TRANSFERENCIAS DE TECNOLOGIAS RELACIONADAS CON EL CAMBIO CLIMÁTICO EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (RG- 72384)

Consultoría para la construcción del Plan de Acción para la
Transición Energética Sostenible del Archipiélago de las Islas
Galápagos, período 2020-2040

Producto Final: Construcción de los Escenarios de Demanda, Oferta
energética y opciones de Política energética

NOVIEMBRE, 2020



MINISTERIO DE ENERGÍA Y
RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES
CONSEJO DE GOBIERNO DEL
RÉGIMEN ESPECIAL DE GALÁPAGOS

Tabla de contenido

Índice de Figuras	5
Índice de Tablas.....	9
ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS	11
RESUMEN EJECUTIVO.....	12
1. INTRODUCCIÓN.....	27
2. ANÁLISIS DE LA DEMANDA Y OFERTA ENERGÉTICA EN LAS ISLAS GALÁPAGOS.....	29
2.1. ESCENARIOS DE REDUCCIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES	34
3. OPCIONES DE POLÍTICA DE REDUCCIÓN DE DEMANDA O SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES.....	35
3.1. SECTOR RESIDENCIAL	36
3.1.1. Antecedentes de políticas de eficiencia energética y sustitución de combustibles fósiles	37
3.1.2. Opciones de política y escenarios del sector residencial	40
3.1.2.1. Cocción de Alimentos. Reemplazo de cocinas a GLP por cocinas a Inducción ...	40
3.1.2.2. Agua Caliente Sanitaria (ACS). Reemplazo de calefones a GLP por calefones solares	44
3.1.2.3. Iluminación, política de reemplazo de lámparas de bajo consumo por lámparas LED	47
3.1.2.4. Equipamiento eficiente	48
3.1.2.5. Edificaciones sostenibles.....	50
3.1.3. Análisis costo-beneficio de las medidas en el sector residencial.....	54
3.2. SECTOR COMERCIAL Y PÚBLICO.....	56
3.2.1. Medidas analizadas en el sector comercial y público	59
3.2.1.1. Medidas de sustitución tecnológica.....	59
3.2.1.1.1. Equipos para Agua Caliente Sanitaria (ACS).....	59
3.2.1.1.2. Equipamientos para cocción	60
3.2.1.2. Medidas de mejora de infraestructura	61
3.2.1.3. Estimación de la superficie de aplicación.....	62
3.2.2. Escenarios de descarbonización para el sector Comercial y Público	63
3.3. SECTOR TRANSPORTE TERRESTRE.....	69
3.3.1. Transporte público masivo.....	69
3.3.2. Uso de energéticos producidos a partir de energía renovable: electricidad y biodiésel	72
3.3.3. Mayor ocupación en vehículos de pasajeros	74
3.3.4. Transporte no motorizado y micro movilidad eléctrica.....	75
3.4. SECTOR TRANSPORTE MARÍTIMO.....	77
3.4.1. Factores de propuesta de escenarios	81
3.4.1.1. Tipo de servicio de las embarcaciones.....	81
3.4.1.2. Edad de la embarcación	82
3.4.1.3. Autonomía.....	84
3.4.1.4. Tipo de combustible de los motores principal y auxiliar.....	84
3.4.2. Alternativas de descarbonización	85
3.4.2.1. Ventajas y desventajas de las alternativas energéticas	87
3.4.2.1.1. Motores de propulsión Eléctrica	88
3.4.2.1.2. Metanol	89
3.4.2.1.3. Bio-fuel Marino de Segunda y/o Tercera Generación.....	90

3.4.2.1.4.	Celdas de Hidrógeno (fuel cells).....	91
3.4.2.1.5.	LNG.....	91
3.4.2.1.6.	Nuevo Combustible Compatible (New Compliant Low-Sulphur Fuels).....	92
3.4.2.1.7.	Otras opciones de cambio de combustible o alternativas energéticas	92
3.4.2.2.	Alternativas de descarbonización seleccionadas como estrategias para la disminución de emisiones de GEI	94
3.4.3.	Propuestas de Escenarios 2040 a nivel de Transporte Marítimo.....	95
3.4.3.1.	Escenario de Referencia (REF).....	96
3.4.3.2.	Escenario de impacto BAJO (LOW SCENARIO)	96
3.4.3.3.	Escenario de impacto MEDIO (MEDIUM SCENARIO)	97
3.4.3.4.	Escenario de impacto ALTO (HIGH SCENARIO)	99
3.4.4.	Políticas públicas	101
3.4.5.	Resultados energéticos de los escenarios planteados.....	103
4.	ESCENARIOS DE DEMANDA Y OFERTA ENERGÉTICA.....	109
4.1.	OFERTA ENERGÉTICA.....	109
4.1.1.	Escenarios de Optimización	117
4.1.1.1.	Escenario de Optimización Energética Renovable Bajo	117
4.1.1.2.	Escenario de Optimización Energética Renovable Medio.....	121
4.1.1.3.	Escenario de Optimización Energética Renovable Alto	124
4.1.1.4.	Escenario de Optimización Energética Renovable Alto No Plan	127
4.1.1.5.	Escenario de Optimización Energética Renovable Alto Sin Meta	129
4.1.1.6.	Escenario de Optimización Energética Renovable Alto Sin Meta	131
4.1.1.7.	Central geotérmica en Isabela e interconexión con Santa Cruz	133
4.1.2.	Precios Usados para la modelación.....	138
4.1.2.1.	Precios de Combustibles	138
4.1.2.2.	Precios de Tecnologías (Capital, Operación y Mantenimiento)	140
4.1.2.3.	Precios de vehículos para transporte terrestre:	141
4.1.2.4.	Costo de las baterías:	144
4.2.	ESCENARIOS DE DEMANDA ENERGÉTICA	148
4.2.1.	Análisis costo-beneficio de las medidas incorporadas.....	150
4.2.2.	Síntesis de los resultados eléctricos.....	155
4.3.	CONTABILIZACION DE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO POR ESCENARIO.....	158
4.3.1.	Emisiones del sector Demanda	159
4.3.2.	Emisiones del sector de generación eléctrica	161
4.4.	SUSTENTABILIDAD DE LOS ESCENARIOS DE POLÍTICA	162
5.	OPCIONES DE POLÍTICA ENERGÉTICA.....	165
5.1.	IMPACTO DE LOS SUBSIDIOS SOBRE LAS POLÍTICAS ANALIZADAS	172
	BIBLIOGRAFÍA.....	179
	ANEXO 1. SÍNTESIS DE LOS RESULTADOS ELÉCTRICOS (ANEXO FIGURAS)	182

Índice de Figuras

Figura 2.1: Demanda Energética Final 2018-2040. Escenario de Referencia.....	32
Figura 2.2: Demanda Final por tipo de energético	32
Figura 2.3: Potencia Instalada total en las islas, en MW.....	33
Figura 2.4: Generación Eléctrica total por fuentes.	34
Figura 3.1: Demanda Energética Final del sector Residencial por combustible y por área.....	36
Figura 3.2: Demanda Energética Final del sector Residencial por isla y por uso.	37
Figura 3.3: Curva de Carga eléctrica residencial, año 2040, Isla de Santa Cruz	40
Figura 3.4: Comparativa consumo energético sistemas para cocinar (TECNALIA, 2018)	40
Figura 3.5: Curva de carga de cocinas a inducción.....	41
Figura 3.6: Energía demandada por sector residencial, todos los escenarios de cocción.....	42
Figura 3.7: Consumo de GLP residencial, todos los escenarios.	42
Figura 3.8: Desglose de costos de la implementación de la política alta de recambio de cocinas a inducción.	43
Figura 3.9: Costos actualizados de las políticas de recambio	43
Figura 3.10: Usos de GLP sector Residencial.....	44
Figura 3.11: Demanda final de Agua Caliente Sanitaria, por tipo de equipamiento. Escenario de Referencia	44
Figura 3.12: Esquema funcionamiento sistema colector solar (TECNALIA, 2018)	45
Figura 3.13: Demanda energética final para agua caliente sanitaria.....	46
Figura 3.14: Costos de reemplazo de las políticas analizadas.....	46
Figura 3.15: Comparativa sistemas de iluminación (TECNALIA, 2018)	47
Figura 3.16: Demanda energética final para iluminación residencial.....	48
Figura 3.17: Etiquetado Energético (TECNALIA, 2018).....	48
Figura 3.18: Demanda eléctrica residencial para escenarios de sustitución de electrodomésticos eficientes	49
Figura 3.19: Análisis de costo-efectividad de las medidas de reemplazo de equipamientos eficientes.	50
Figura 3.20: Demanda eléctrica residencial para diferentes escenarios de mejoras en las edificaciones.....	53
Figura 3.21: Diferencial de costos	54
Figura 3.22: Análisis costo-beneficio del sector residencial, escenario de políticas bajo.....	54
Figura 3.23: Análisis costo-beneficio del sector residencial, escenario de políticas medio	55
Figura 3.24: Proyección Esc. REF demanda total Comercial y Público por subsector.....	56
Figura 3.25: Proyección Escenario de REF demanda total Comercial y Público por energético.	57
Figura 3.26: Proyección Escenario de REF demanda total Comercial y Público por isla.....	58
Figura 3.27: Proyección Escenario de REF emisiones directas e indirectas del sector CyP	58
Figura 3.28: Proyección demanda final sector Comercial y Público por escenario de política... ..	64
Figura 3.29: Proyección demanda de GLP sector Comercial y Público por escenario de política	65
Figura 3.30: Estimación del flujo anual de recursos para financiar la transición de equipamiento e infraestructura propuesta para el sector Comercial y Público según el escenario.....	66
Figura 3.31: Estimación del costo beneficio del esc. de políticas Bajo sector Comercial y Público	67
Figura 3.32: Estimación del costo beneficio del esc. de políticas Medio en Comercial y Público	68
Figura 3.33: Estimación del costo beneficio del esc. de políticas Alto en Comercial y Público ..	68

Figura 3.34: Estimación del costo beneficio del esc. de políticas Medio en Comercial y Público	69
Figura 3.35. Demanda de energía útil en transporte terrestre de pasajeros (Millones de PKM) – Santa Cruz, escenario referencial.....	70
Figura 3.36. Demanda de energía útil en transporte terrestre de pasajeros (Millones de PKM) – Santa Cruz, escenario alto.....	72
Figura 3.37: Energéticos finales en el sector transporte terrestre, en el escenario referencial (a) y de alto esfuerzo (b), acumulado en todas las Islas.....	74
Figura 3.38. Número de camionetas, en el escenario referencial (a) y de alto esfuerzo (b), acumulado en todas las Islas.....	75
Figura 3.39. Distribución modal para un conjunto de ciudades europeas. Nota: PT: public transport.	76
Figura 3.40: Emisiones de CO2 de combustibles alternativos en el transporte marítimo, (DNV GL, 2018)	80
Figura 3.41: Cantidad de Embarcaciones según su Tipo y edad promedio al año 2020, en estado operativo registradas en las islas Galápagos, año 2019, (SPTMF, 2019).	82
Figura 3.42: Clasificación de las Embarcaciones en estado operativo registradas en las islas Galápagos, año 2019, según la clasificación de rango de edad, (SPTMF, 2019).....	84
Figura 3.43: Evolución de la eficiencia de un motor de combustible Wärtsilä, (Wärtsilä, 2020).	85
Figura 3.44: Demanda escenario de Referencia, por tipo de buque	104
Figura 3.45: Demanda energética final por tipo de combustible.	104
Figura 3.46: Demanda energética final por escenario	105
Figura 3.47: Demanda energética final por combustible, escenario de políticas medio.....	105
Figura 3.48: Demanda energética final por combustible, escenario de políticas alto.....	106
Figura 3.49:: Emisiones del sector marítimo, por tipo de escenario.	106
Figura 3.50: Análisis costo beneficio del escenario marítimo bajo.....	107
Figura 3.51: Análisis costo beneficio del escenario marítimo medio.....	108
Figura 3.52: Análisis costo beneficio del escenario marítimo alto.....	108
Figura 4.1: Producción de parque eólico en San Cristóbal compuesto por tres aerogeneradores de 800 kW de potencia.	113
Figura 4.2: Producción de parque eólico en Baltra compuesto por tres aerogeneradores de 750 kW de potencia.	113
Figura 4.3: Producción de plantas solar fotovoltaicas en Santa Cruz y Baltra, compuestas por 1500 kW y 66,8 kW de potencia, respectivamente.	114
Figura 4.4: Producción promedio horaria de parque eólico en Baltra, compuesto por tres aerogeneradores de 750 kW de potencia.....	114
Figura 4.5: Producción promedio horaria de plantas solar fotovoltaicas en Santa Cruz y Baltra, compuestas por 1500 kW y 66,8 kW de potencia, respectivamente.	114
Figura 4.6: Promedio mensual de la velocidad del viento en San Cristóbal.	115
Figura 4.7: Promedio mensual de la irradiación solar global horizontal en San Cristóbal.....	115
Figura 4.8: Generación eléctrica anual en el Escenario BAJO, por tecnología, para todas las islas.....	119
Figura 4.9: Generación eléctrica anual en el Escenario BAJO, por tecnología, para todas las islas.....	119
Figura 4.10: Potencia Instalada en el Escenario BAJO, por tecnología, para todas las islas.	120

Figura 4.11: Potencia incorporada nueva en el Escenario BAJO, por tecnología, para todas las islas.....	120
Figura 4.12: Factor de carga de las distintas tecnologías en el Escenario BAJO, por tecnología, para todas las islas.	121
Figura 4.13: Generación eléctrica anual en el Escenario MEDIO, por tecnología, para todas las islas.....	122
Figura 4.14: Generación eléctrica anual en el Escenario MEDIO, por tecnología, para todas las islas.....	122
Figura 4.15: Potencia Instalada en el Escenario MEDIO, por tecnología, para todas las islas..	123
Figura 4.16: Potencia incorporada nueva en el Escenario MEDIO, por tecnología, para todas las islas.....	123
Figura 4.17: Factor de carga de las distintas tecnologías en el Escenario MEDIO, por tecnología, para todas las islas.	124
Figura 4.18: Generación eléctrica anual en el Escenario ALTO, por tecnología, para todas las islas.....	125
Figura 4.19: Generación eléctrica anual en el Escenario ALTO, por tecnología, para todas las islas.....	125
Figura 4.20: Potencia Instalada en el Escenario ALTO, por tecnología, para todas las islas.....	126
Figura 4.21: Potencia incorporada nueva en el Escenario ALTO, por tecnología, para todas las islas.....	126
Figura 4.22: Factor de carga de las distintas tecnologías en el Escenario ALTO, por tecnología, para todas las islas.	127
Figura 4.23: Generación eléctrica anual en el Escenario optimizado ALTO No Plan, por tecnología, para todas las islas.....	128
Figura 4.24: Potencia Instalada en el Escenario Optimización ALTO No Plan, por tecnología, para todas las islas.	128
Figura 4.25: Potencia incorporada nueva en el Escenario Optimización ALTO No Plan, por tecnología, para todas las islas.....	129
Figura 4.26: Generación eléctrica anual en el Escenario optimizado ALTO Sin Meta, por tecnología, para todas las islas.....	130
Figura 4.27: Potencia Instalada por año en el Escenario optimizado ALTO Sin Meta, por tecnología, para todas las islas.....	130
Figura 4.28: Potencia incorporada nueva en el Escenario Optimización ALTO Sin Meta, por tecnología, para todas las islas.....	131
Figura 4.29: Generación eléctrica anual en el Escenario optimizado ALTO Sin Meta y Diésel Subsidiado, por tecnología, para todas las islas.....	132
Figura 4.30: Potencia Instalada por año en el Escenario optimizado ALTO Sin Meta y Diésel Subsidiado, por tecnología, para todas las islas.....	132
Figura 4.31: Potencia incorporada nueva en el Escenario Optimización ALTO Sin Meta y Diésel Subsidiado, por tecnología, para todas las islas.....	133
Figura 4.32: Despacho promedio sobre los 48 intervalos anuales simulado para 2028 isla Santa Cruz.....	135
Figura 4.33: Despacho promedio Santa Cruz sobre los 48 intervalos anuales simulado para 2030 luego de la incorporación del proyecto geotérmico	136
Figura 4.34: Factor de planta promedio anual resultante de la simulación para Santa Cruz ...	137
Figura 4.35: Diferencias entre escenarios de abastecimiento energético por la incorporación de la planta geotérmica.	138

Figura 4.36: Precios usados para la modelación	139
Figura 4.37 . Proyección de precios de vehículos eléctricos y de combustión interna hasta 2050.	143
Figura 4.38. Precios históricos y proyectados de las baterías de ion litio usadas en BEV.	144
Figura 4.39: Demanda energética final por escenario	149
Figura 4.40: Demanda energética final por escenario	149
Figura 4.41: Visión agregada y sintética del Costo-beneficio de las medidas analizadas	150
Figura 4.42: Análisis costo-beneficio del escenario de Políticas Bajo	153
Figura 4.43: Análisis costo-beneficio del escenario de Políticas Medio.....	154
Figura 4.44: Análisis costo-beneficio del escenario de Políticas Alto	155
Figura 4.45: Proyección costo medio de generación para la isla de Santa Cruz.	156
Figura 4.46: Participación generación diésel según escenario isla de Santa Cruz.	156
Figura 4.47: Factor de uso resultante por planta esc. Política Medio isla de Santa Cruz.	157
Figura 4.48: Energía renovable no aprovechada según escenario isla de Santa Cruz.	158
Figura 4.49: Emisiones de CO ₂ equivalentes por escenario	158
Figura 4.50: Emisiones de la demanda, todos los sectores.....	159
Figura 4.51: Emisiones de los sectores residencial y comercial y público	160
Figura 4.52: Emisiones de los sectores de transporte terrestre y marítimo.....	160
Figura 4.53: Emisiones de la generación eléctrica.	161
Figura 4.54: Costos Globales de Infraestructura para los escenarios elaborados.	162
Figura 4.55: Costos Incrementales de Infraestructura de los escenarios seleccionados.....	163
Figura 4.56: Eco Tasa para todos los escenarios.....	164
Figura 5.1: Tipo de políticas energéticas, (Soria, 2016).	166
Figura 5.2: Proyección de las transferencias por subsidios a los combustibles.....	173
Figura 5.3: Proyección de las transferencias según el escenario de políticas.....	174
Figura 5.4: Descomposición de las transferencias del escenario Políticas Medio	175
Figura 5.5: Proyección del costo medio eléctrico del escenario Políticas Medio	176
Figura 5.6: Transferencias eléctricas proyectadas esc. Políticas Medio por isla.....	177
Figura 5.7: Costo beneficio para el archipiélago en un contexto de precios subsidiados	178

Índice de Tablas

Tabla 2.1: Turismo, Población y Hogares proyectados en las Islas Galápagos.	29
Tabla 2.2: Vehículos de Pasajeros, de Carga y Motocicletas proyectados en las islas Galápagos.	30
Tabla 2.3: Demandas de energéticos en las Islas Galápagos.	30
Tabla 3.1: Escenarios de cocción de alimentos.....	41
Tabla 3.2: Escenarios de agua caliente sanitaria.....	45
Tabla 3.3: Escenarios de la política de reemplazo de equipamientos	49
Tabla 3.4: Medidas de reducción de demanda y mejora de confort	51
Tabla 3.5: Tipos de intervenciones en edificaciones sostenibles.....	52
Tabla 3.6: Costo de intervención por tipo de vivienda en USD.....	52
Tabla 3.7: Escenarios de la política de mejoras en las edificaciones	53
Tabla 3.8: Parámetros de las medidas de infraestructura consideradas para alojamientos.....	61
Tabla 3.9: Parámetros de las medidas de infraestructura consideradas para alojamientos.....	63
Tabla 3.10. Metas de cambio de % de PKMs motorizados atendido por los distintos medios de transporte.	71
Tabla 3.11. Reducción en la participación porcentual de los vehículos a combustión interna. .	73
Tabla 3.12. Metas de uso de biodiésel en transporte de carga especial. % de la flota total por tipo de vehículo.....	74
Tabla 3.13: Incrementos de uso de ocupación de vehículos de transporte de pasajeros.....	75
Tabla 3.14. Metas de incremento de transporte no motorizado (incluyendo micromovilidad).	77
Tabla 3.15. Metas de incremento micro movilidad.	77
Tabla 3.16: Resumen de las aplicaciones y el potencial de la tecnología de energía renovable para la industria naviera, para embarcaciones menores a 400 GT, (IRENA, 2015)	87
Tabla 3.17: Estrategias Consideradas para la implementación de la descarbonización de las islas Galápagos al año 2040, según el tipo de embarcación.....	94
Tabla 3.18: Etapas de ejecución de un plan de transición en el sector marítimo	103
Tabla 4.1: Potencia instalada Escenario de Referencia isla San Cristóbal.....	109
Tabla 4.2: Potencia instalada Escenario de Referencia isla Santa Cruz	110
Tabla 4.3: Potencia instalada Escenario de Referencia isla Isabela	112
Tabla 4.4: Promedio mensual de la velocidad de viento en San Cristóbal sobre el promedio anual.....	115
Tabla 4.5: Promedio mensual de la irradiación solar global horizontal en San Cristóbal sobre el promedio anual.....	116
Tabla 4.6: Factor de capacidad estimado horario para plantas de generación solar fotovoltaicas y eólicas en las Islas Galápagos para las temporadas húmedas y seca.....	116
Tabla 4.7: Incorporaciones máximas anuales por tecnología y año a partir del cual se podrían incorporar en las optimizaciones con renovable Baja, Media y Alta	118
Tabla 4.8: Parámetros para la simulación planta geotérmica.....	134
Tabla 4.9: Cálculo del costo de transporte de combustible a las islas	139
Tabla 4.10: Costos y variables utilizadas en el modelo	140
Tabla 4.11. Evolución de precios de vehículos a 2040.	141
Tabla 4.12. Precios de baterías de vehículos eléctricos	144
Tabla 4.13: Costo adicional al sistema eléctrico asociado a la entrada de cada bus eléctrico nuevo por concepto de expansión de electrolineras.....	145
Tabla 4.14: Costo adicional al sistema eléctrico asociado a la entrada de cada bus eléctrico nuevo por concepto de expansión de electrolineras.....	146

Tabla 4.15: Costo adicional al sistema eléctrico asociado a la entrada de cada bus eléctrico nuevo por concepto de expansión de electrolineras.....	146
Tabla 4.16: Costo adicional al sistema eléctrico asociado a la entrada de cada bus eléctrico nuevo por concepto de expansión de electrolineras.....	146
Tabla 4.17: Mantenimiento vehículos livianos a gasolina y eléctricos	147
Tabla 4.18: Mantenimiento buses y camiones a diésel y eléctricos	147
Tabla 4.19: Mantenimiento de motos y scooters a gasolina y eléctricos	147
Tabla 4.20. Evolución del costo nivelado de los PKMs, por tipo de vehículo	148
Tabla 4.21. Evolución del costo nivelado de los PKMs, por tipo de vehículo	148
Tabla 4.22: Costo beneficio por escenario relativo al escenario REF.....	152
Tabla 5.1: Clasificación de las políticas energéticas del estudio, según su sector y clasificadas según el Tipo de políticas energéticas	167

ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

ACS:	Agua Caliente Sanitaria
AIS:	Automatic Identification System (Sistema de Identificación Automático)
ARCH:	Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos
ARCONEL:	Agencia de Regulación y Control de la Electricidad
BID:	Banco Interamericano de Desarrollo
CCFG:	Cero Combustibles Fósiles en Galápagos
CGREG:	Consejo de Gobierno del Régimen Especial de Galápagos
DPNG:	Dirección del Parque Nacional de Galápagos
EPA:	Environmental Protection Agency (Agencia de Protección Ambiental EE.UU)
FLOR:	Código utilizado para la Isla Floreana (Galápagos)
GAD:	Gobiernos Autónomos Descentralizados
GEF:	Global Environmental Facility
GEI:	Gases de Efecto Invernadero
IEA:	International Energy Agency (Agencia Internacional de Energía)
ICCT:	International Council on Clean Transportation (Consejo Internacional en Transporte Limpio)
IMO:	International Maritime Organization (Organización Marítima Internacional)
INEC:	Instituto Nacional de Estadísticas y Censos
ISAB:	Código utilizado para la Isla Isabela (Galápagos)
LEAP:	Low Emissions Analysis Platform (Plataforma de Analysis de Bajas Emisiones)
MEER:	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MMSI:	Maritime Mobile Service Identity (Número de Identificación del Servicio Móvil Marítimo)
MUSD:	Millones de dólares
PEC:	Programa de Eficiencia Energética para Cocción por Inducción
PKM:	Pasajeros-Kilómetros
PLANEE:	Plan Nacional de Eficiencia Energética
PUFE:	Programa de Usos Finales de la Energía
RMG:	Reserva Marina de Galápagos
SCRI:	Código utilizado para la Isla San Cristóbal (Galápagos)
SCRU:	Código utilizado para la Isla Santa Cruz (Galápagos)
SPTMF:	Subsecretaría de Puertos y Transporte Marítimo y Fluvial
TKM:	Toneladas-Kilómetros
TRB:	Toneladas de Registro Bruto
TRN:	Toneladas de Registro Neto
VKM:	Vehículos-Kilómetros

RESUMEN EJECUTIVO

ANTECEDENTES

En el marco del proyecto “Mecanismos y Redes de Transferencia de Tecnología relacionada al Cambio Climático para América Latina y El Caribe” desarrollado por la división del BID de Cambio Climático, con financiación del GEF y ejecutado por la Fundación Bariloche a nivel regional, se trabaja en la elaboración de un estudio para la construcción del Plan de Acción para la Transición Energética Sostenible del Archipiélago de las Islas Galápagos, período 2020-2040.

El presente documento agrupa las actividades finales del plan de trabajo de la consultoría; la definición de los escenarios alternativos de demanda, las opciones de abastecimiento energético, las políticas de sustitución de combustibles fósiles, en un todo integrado para la elaboración de los lineamientos de un “Plan de Acción para la Transición Energética en las Islas Galápagos”.

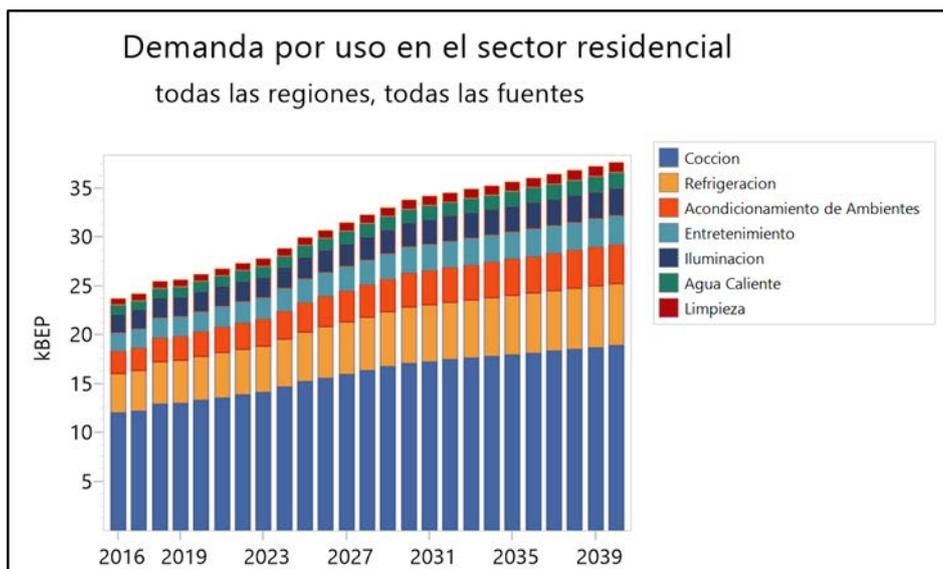
Luego de la recopilación de la información y elaboración de los balances energéticos del período 2009-2018 de las Islas Galápagos (Producto 2), y la elaboración del modelo de demanda energética para las Islas Galápagos y el análisis histórico de los subsidios en las Islas Galápagos (Producto 3), validada a través de talleres virtuales realizados en el mes de junio, se procedió a elaborar, de manera conjunta, los escenarios de demanda y oferta energética de las Islas.

ESCENARIOS DE DEMANDA

Para la elaboración de los escenarios de demanda, se trabajó sectorialmente dividiendo la demanda total de las islas en sectores bien diferenciados, cada uno con su lógica de consumo, proyecciones de crecimiento y políticas de sustitución asociadas. Estos sectores son: 1) Residencial, 2) Comercial y Público, 3) Transporte Terrestre y 4) Transporte Marítimo. De la información recolectada en el Producto 2 y el modelo realizado para el Producto 3, queda un residual de demanda energética que no puede explicarse con los datos recolectados, por lo que se trabajó en agrupándolo en “otros sectores energéticos”. Adicionalmente a los escenarios de demanda se trabajó con los escenarios de oferta energética.

Sector Residencial

En el sector residencial se trabajó en una estructura de hogares divididos por área rural-urbana, donde los hogares urbanos a su vez están subdivididos en casas y departamentos (o más de 130 kWh-mes y menos de 130 kWh-mes, de acuerdo con los datos recolectados del PUFÉ). Se trabajó de esta manera por la imposibilidad de establecer, de forma razonablemente fehaciente, las características habitacionales de cada arquetipo de vivienda. Con la estructura de hogares, luego se subdividieron los usos energéticos que se dan en ellos: 1) cocción de alimentos, 2) refrigeración de alimentos, 3) agua caliente sanitaria, 4) iluminación, 5) acondicionamiento de ambientes, 6) limpieza y 7) entretenimiento. Para realizar esta división, se hizo uso de los datos de censos nacionales y regionales y del estudio de usos finales de la energía en las islas Galápagos. Del estudio del PUFÉ se establecieron la cantidad de energía consumida por cada uso energético y los patrones de consumo, replicando las curvas de demanda provistas por ELEC GALÁPAGOS.



Una vez que se establecieron los usos y patrones de consumo, se propusieron 5 políticas que apuntan a una sustitución directa e indirecta de combustibles fósiles en las islas. Directamente, el principal combustible fósil que consumen los hogares es el GLP para cocción, y en mucho menor medida (menos de un 2%), para agua caliente sanitaria. Por lo que se trabajó con la modelación de escenarios de sustitución de equipamientos que consumen GLP por equipamientos que eléctricos y/o solares. De aquí salen las dos primeras medidas de política en el sector residencial, que no son nuevas, sino que ya fueron planteadas previamente en Ecuador. La primera es la continuación y profundización del programa de cocinas a inducción (PEC) y el segundo es la sustitución de calefones a GLP, calefones y duchas eléctricas por colectores solares.

Las otras políticas propuestas como parte de los escenarios de demanda en el sector residencial son la incorporación de lámparas LED en iluminación residencial (ya sea incentivando su uso en las islas de manera exclusiva, prohibiendo la comercialización de otro tipo de lámparas o la entrega y recambio a través de un programa gubernamental). Por otra parte, se plantean programas de recambio de electrodomésticos más eficientes, en aires acondicionados, refrigeradoras y lavadoras. Estos programas ya se implementaron en las islas, bajo el Proyecto Renovadora, con poco éxito.

Por último, la consultoría de Tecnalía presentó una propuesta de edificaciones sostenibles en las Islas Galápagos. Si bien el estudio apunta a la sostenibilidad ambiental de las construcciones, también se estudia, dentro de ese marco, la reducción de los consumos energéticos. En el análisis costo-beneficio de acuerdo con lo modelado, los costos del mismo superan a los ahorros generados por los mismos, por lo que no resultaría conveniente su implementación en viviendas ya construidas, sino que podría ser aplicado a partir de la implementación de normas y estándares constructivos para nuevas viviendas en Galápagos.

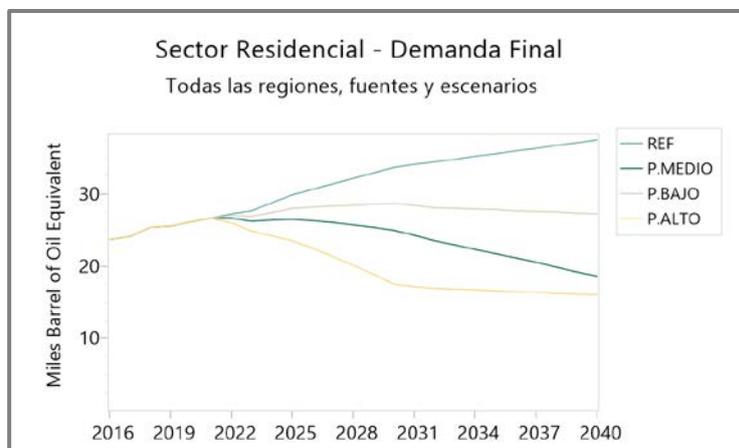
Salvo la política de iluminación, que está planteada como única¹, cada una de estas políticas se las trabajó en escenarios de baja, media y alta implementación. Para establecer estos escenarios

¹ Por la deriva tecnológica y económica de los precios de lámparas LED, no ameritaba plantear distintos escenarios de penetración de estas.

se tuvo en consideración cuestiones como la familiaridad en el cambio, costos y posibilidades tecnológicas de cambio. Esto se muestra en la siguiente tabla.

Medida \ Escenario	Sub-sector	Esc. BAJO	Esc. MEDIO	Esc. ALTO
Reemplazo de Cocinas a GLP	<i>U. Casas</i>	Reemplazo del 50% al año 2040	Reemplazo del 100% al año 2040	Reemplazo del 100% al año 2030
	<i>U. deptos</i>			
	<i>R. Casas</i>			
Sustitución de calefones a GLP, calefones eléctricos, duchas eléctricas e incorporación de colectores solares	<i>U. Casas</i>	Sustitución de todos los calefones a GLP y penetración del 25% de colectores solares al año 2040	Sustitución de todos los calefones a GLP y penetración del 50% de colectores solares al año 2040	Sustitución de todos los calefones a GLP y penetración del 75% de colectores solares al año 2040
	<i>U. deptos</i>			
	<i>R. Casas</i>			
Sustitución de Refrigeradores, Lavadoras y Aires Acondicionados	<i>U. Casas</i>	Reemplazo del 20% del equipamiento al año 2040	Reemplazo del 40% del equipamiento al año 2040	Reemplazo del 80% del equipamiento al año 2040
	<i>U. deptos</i>			
	<i>R. Casas</i>			
Edificaciones sostenibles	<i>U. Casas</i>	10% de hogares con intervenciones básicas	30% de hogares con intervenciones medias	60% de hogares con intervenciones superiores
	<i>U. deptos</i>			
	<i>R. Casas</i>			

Los resultados de la implementación de las políticas de demanda en el sector residencial son los siguientes. En el escenario de referencia, la demanda final del sector, al año 2040 es de 37,6 kBEP (18,7 kBEP eléctricos y 18,9 kBEP de GLP). Para el escenario de políticas bajo, la reducción es de un 28%, bajando la demanda final a 27,3 kBEP. En los escenarios de media y alta, las reducciones no son tan altas debido a que ambos llegan a disminuir en un 100% el consumo de GLP, que es aproximadamente la mitad de la demanda residencial en el escenario de referencia. El escenario medio merma la demanda final en un 50% (18,6 kBEP), mientras que el escenario de alta lo hace en un 57% (16 kBEP).



En términos de costos de implementación, el sector residencial plantea algunos ahorros en los escenarios de bajo y medio. El valor presente neto, al año 2040 con una tasa de descuento del 5%, de los ahorros en el escenario de baja es de 75 MUSD, mientras que para el escenario de media es de 59 MUSD. El escenario de alta se ve penalizado por el alto costo de implementación de las medidas de edificación sostenible que impactan en solo el 10% del consumo de electricidad final de los hogares, es por eso por lo que la implementación de ese escenario tiene un costo presente de 132 MUSD. Si a dicho escenario se le quita la carga de dicha medida, llevando a un escenario medio las edificaciones sostenibles, se tiene un ahorro neto equivalente al escenario de media, de 63 MUSD.

Sector Comercial y Público

El sector Comercial y Público está dividido en cuatro subsectores, dos relacionados con el principal motor económico de las islas, el turismo, y dos relacionados con la población en general. Así está el sector hotelero, dividido en hoteles (de mayor consumo), y en hostales y hospedajes (de menor consumo). También se presentan los consumos comerciales turísticos no relacionados con el alojamiento (“otros turísticos”), el sector comercial y público que no depende directamente de la influencia turística (escuelas, hospitales, centros de gobierno, etc.), y el alumbrado público. Para las proyecciones de población y turismo, se mantuvieron los patrones actuales, por lo que los consumos proporcionales entre islas y sectores no varían en cantidad.

El sector Comercial y Público fue modelado con dos agrupamientos de políticas de descarbonización: 1) medidas de sustitución tecnológica y 2) medidas de mejora de infraestructura. Las primeras buscan sustituir todos los consumos de GLP por consumos eléctricos o solares, de manera de propender a una descarbonización del sector. Las medidas analizadas son el reemplazo de equipos de agua caliente sanitaria, es decir, la sustitución de calderas (en Hoteles) y equipamientos de calentamiento de agua eléctricos de baja eficiencia (principalmente en Posadas y Hospedajes sencillos), en ambos casos por colectores de agua solares con almacenamiento. El otro uso que consume GLP es la cocción de alimentos, por lo que se trabajó en una política de la penetración de cocinas de inducción y hornos eléctricos para la sustitución del GLP en la cocción, tanto en Alojamientos, Actividades Turísticas y resto de Comercial y Público.

Medida \ Escenario	Sub-sector	Esc. BAJO	Esc. MEDIO	Esc. ALTO
Participación ACS Solar	<i>Hoteles</i>	30% al 2030 50% al 2040	60% al 2030 90% al 2040	90% al 2030 100% al 2040
	<i>Posadas y hospedajes</i>	18% al 2030 40% al 2040	30% al 2030 50% al 2040	75% al 2030 85% al 2040
	<i>Otros turísticos y resto CyP²</i>	4% al 2035	4% al 2030	4% al 2025
Participación ACS Eléctrica	<i>Hoteles</i>	50% al 2040	10% al 2040	0% al 2040
	<i>Posadas y hospedajes</i>	60% al 2040	50% al 2040	15% al 2040

² las medidas propuestas para resto de CyP son sobre el total de la energía consumida ya que no se tiene apertura por uso

Medida \ Escenario	Sub-sector	Esc. BAJO	Esc. MEDIO	Esc. ALTO
Participación ACS GLP	Hoteles	0% en 2030	0% en 2030	2.5% desde 2025 0% en 2030
	Posadas y hospedajes	0% en 2040	0% en 2030	0% en 2025
	Otros turísticos y resto CyP	0% en 2035	0% en 2030	0% en 2025
Penetración cocinas inducción y hornos eléctricos	Hoteles	30% al 2030 100% al 2040	50% al 2030 100% al 2035	95% al 2028 100% al 2035
	Posadas y hospedajes	30% al 2035 100% al 2040	30% al 2030 100% al 2035	65% al 2030 100% al 2035
	Otros turísticos y resto CyP	30% al 2025 100% al 2035	50% al 2025 100% al 2030	75% al 2025 100% al 2030
Láminas para ventanas	Alojamientos todos	100% al 2040	100% al 2035	100% al 2030
Acabado de superficies exteriores	Alojamientos todos	-	100% al 2035	100% al 2030
Aislamiento térmico	Alojamientos todos	-	-	100% al 2030

El otro grupo de medidas para el sector está compuesto por un subconjunto de las recomendaciones efectuadas por la consultoría de Tecnalía para edificaciones sostenibles en el sector. Dicha consultoría trabajó con arquetipos arquitectónicos de hoteles, escuelas y edificios de gobierno. Del listado de medidas analizadas se seleccionaron tres, vinculadas a su combinación conjunta de impacto en términos de ahorro, costo-efectividad en términos del indicador de valor de intervención por m² construido y complejidad/facilidad de implementación. Estas medidas son: 1) Láminas reflectivas para ventanas, 2) Intervención sobre el acabado de superficies exteriores y, 3) aislamiento térmico. Para la evaluación del impacto económico de las medidas implementadas, se utilizaron los valores de costos de aplicación y potencial de reducción de consumos energéticos por ellos determinados.

De los resultados analizados, las medidas de sustitución tecnológica son beneficiosas al conjunto del análisis energético por la sustitución de combustible importado. Esto genera grandes ahorros que sobrepasan a los costos incurridos de implementación de la política. Por el lado de las medidas de infraestructura, los ahorros generados no logran compensar los costos de implementación, como sucede en el sector residencial al aplicar mejoras de infraestructura en los hogares.

La demanda final del sector comercial y público es de 35 kBEP, repartidas en 30,2 kBEP para electricidad y 4,8 kBEP para GLP. En los escenarios de políticas bajo, medio y alto, la demanda final de energía es de 31,6 kBEP, 31,3 kBEP y 31 kBEP, respectivamente. Aunque parezca que los resultados son muy similares, esta demanda final contempla también la demanda de energía solar, que, si se la saca de la ecuación quedan las siguientes demandas finales para cada uno de los escenarios respectivos, 29,1 kBEP, 27,7 kBEP y 26,7 kBEP. En el escenario alto, la reducción de las fuentes comerciales alcanza un 25% del valor de referencia. En este caso, la reducción no es tan notoria como en el sector residencial ya que la cantidad de turistas incrementa mucho más que la población, y el GLP no participa más que en un 14% de la demanda final del sector.



De los análisis realizados para las políticas del sector, se reconstruye que la inversión requerida en el escenario alto es de USD 52 millones, en el medio de USD 29 millones mientras que en el bajo de USD 13 millones. Si bien es cierto que dicha inversión posiblemente corra a cuenta del sector privado, la metodología utilizada de contrastación de costos sistémicos contra ahorros producidos por dicha intervención, también a nivel sistema, permite visualizar la viabilidad de las políticas.

Sector Transporte Terrestre

El tercer sector analizado es el del transporte terrestre. En este sector se consideraron dos categorías; cargas y pasajeros, analizando la demanda de transporte en cada una. Para el transporte de cargas, se utilizaron las toneladas-kilómetros recorridos (TKM) y para el transporte de pasajeros, se utilizaron los pasajeros-kilómetro transportados (PKM). Esta medida de actividad permite, manteniendo los objetivos de transporte, realizar análisis comparativos tomando en consideración la cantidad de pasajeros transportados, la eficiencia del vehículo y las distancias medias recorridas. Así, por ejemplo, un bus que transporta 25 pasajeros a una distancia de 10 km (250 PKM), realiza la misma actividad de transporte que 10 camionetas, que en promedio transportan 2,5 pasajeros, cubriendo la misma distancia.

El modelo se ajustó considerando los datos disponibles de tipos de vehículos, combustibles consumidos por isla y cantidad de pasajeros transportados, luego, se estimaron las proyecciones de acuerdo con la población de cada isla y el turismo correspondiente en ellas. Así, se proyectaron los PKM y TKM de cada isla, realizando el análisis de forma específica.

Específicamente, para el sector de transporte terrestre se trabajaron cuatro medidas, tanto de carácter de sustitución tecnológica como estructural, para la reducción de los consumos de combustibles fósiles. Hay que destacar que el sector es el segundo mayor consumidor de combustibles en las islas, solo después del sector Marítimo, y uno de los que más crecieron en el último tiempo. Adicionalmente a la cuestión energética, la problemática del transporte

también abarca cuestiones de congestión en las áreas urbanas de las islas, debido a la cantidad de vehículos existentes.

Las medidas que se trabajaron son: 1) Implementación del transporte público masivo, 2) Uso de energéticos renovables (electricidad y biodiésel), 3) Mayor ocupación en vehículos de pasajeros y 4) Promoción de la movilidad no motorizada y la micro-movilidad. Todas las medidas están evaluadas en tres niveles de implementación, buscando una mayor eficiencia en el uso de los recursos y la descarbonización del transporte vehicular terrestre en las islas. De las cuatro medidas, la que trabaja directamente con la descarbonización es la medida número 2, es decir, la sustitución tecnológica de vehículos a combustión interna por vehículos que consuman electricidad o biodiésel. Si se aplicase esta medida, manteniendo todo lo demás constante, solamente se vería una sustitución tecnológica de vehículos, manteniendo toda la problemática de congestión y movilidad intacta.

Medida \ Escenario	2018	Bajo 2040	Medio 2040	Alto 2040
	%	%	%	%
Implementación de transporte masivo de pasajeros (porcentaje de reducción de los pasajeros transportados en vehículos individuales)	100	75	56	42
Reducción en la participación porcentual de vehículos que consumen combustible fósil, se sustituyen por vehículos eléctricos	100	70	40	0 (20*)
Incremento en el factor de ocupación de los vehículos	100	110 (120**)	120 (140**)	150 (130+)
Incremento en el porcentaje de transporte no motorizado y micro-movilidad	100	130 (500**)	160 (1000**)	200 (2000**)

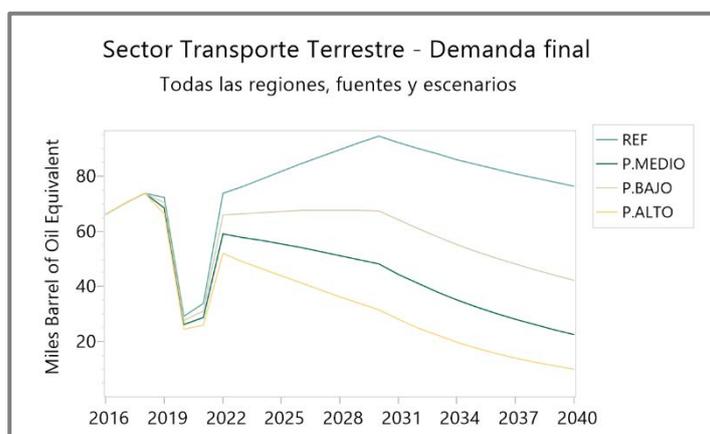
* Vehículos Especiales

** Buses Eléctricos

+ Camionetas

** Micromovilidad

Las otras medidas buscan cambiar estructuralmente el transporte terrestre haciendo crecer las participaciones de los transportes masivos (buses, medida 1) o promocionando la movilidad no motorizada (caminar y uso de bicicletas) en conjunto con la micro-movilidad (scooters, monopatines y bicicletas eléctricas). Esta última tiene un gran auge en planificación urbana territorial, y se espera que pueda llegar a crecer de manera sostenida en las islas. Por último, el incremento en el factor de ocupación de los vehículos es una medida de carácter regulatorio que afecta al nivel de actividad. Como se presentó anteriormente, la actividad representada en términos de PKM-TKM, es producto de la cantidad de vehículos por las distancias recorridas, por la cantidad de carga útil (pasajeros-toneladas). Si se establecen normativas para incrementar el factor



de ocupación de los vehículos, manteniendo la actividad y las distancias recorridas, necesariamente deben bajar la cantidad de vehículos.

En el escenario de referencia, la demanda final del transporte terrestre es de 76,5 kBEP, compuesta por 45,6 kBEP de gasolina, 30,8 kBEP de diésel y 0,1 kBEP de electricidad. De la implementación de las diferentes políticas de ahorro y sustitución, la energía final demandada por el sector es de 42,2 kBEP para el escenario bajo, 22,5 kBEP para el escenario medio y 9,9 kBEP para el escenario alto. Los grandes ahorros se producen tanto por la sustitución tecnológica (en términos de demanda final, los vehículos eléctricos son mucho más eficientes que los vehículos a combustión interna), como de cambios de modo de uso a otros tipos de transporte mucho más eficientes desde el punto de vista energético. En el escenario de políticas alto, la reducción de gasolinas y diésel es del 100%, llegando a la meta de cero combustibles fósiles en las islas. En este escenario, queda planteada una conversión total del parque automotor a electricidad y biodiésel.

Sector Transporte Marítimo

El último sector de demanda analizado es el transporte marítimo, de vital importancia para el archipiélago y el que mayor energía demanda. El sector marítimo está presente tanto por las características socioeconómicas de las islas (con el turismo como actividad principal) como por su característica de aislamiento geográfico respecto al continente.

Para efectuar un análisis objetivo del Transporte Marítimo en el Archipiélago de las Islas Galápagos, y definir alternativas de descarbonización es primordial realizar una contextualización de este sector a nivel internacional, incluyendo las regulaciones vigentes, las que serán el marco para el establecimiento de las normas y reglas a nivel nacional, puesto que Ecuador es miembro de la Organización Marítima Internacional(OMI) a la cual se rige.

A nivel del Transporte Marítimo existen factores de los cuales dependerá la descarbonización, por lo que estos serán definidos en esta sección. Además, es importante resaltar que, para lograr los objetivos generales de esta consultoría, de Cero Combustibles Fósiles del Archipiélago de las Islas Galápagos, y por consecuencia la reducción de GEI, se requiere una combinación de soluciones técnicas, operativas e innovadoras aplicables a la flota marítima, lo que será una restricción puesto que las tecnologías a nivel marítimo no se encuentran en un desarrollo tecnológico comparable con otros sectores del transporte. Por lo que las Alternativas energéticas disponibles, y aplicables al sector marítimo, para la descarbonización, son detalladas con sus ventajas y desventajas en este estudio. Esto es fundamental para la justificación de la selección de las alternativas de descarbonización para la disminución de emisiones de GEI. Los principales factores de los cuales dependen las políticas y escenarios adoptados son: 1) el tipo de servicio de las embarcaciones, 2) la edad de la embarcación, 3) la autonomía y 4) los tipos de motorización principal y auxiliar.

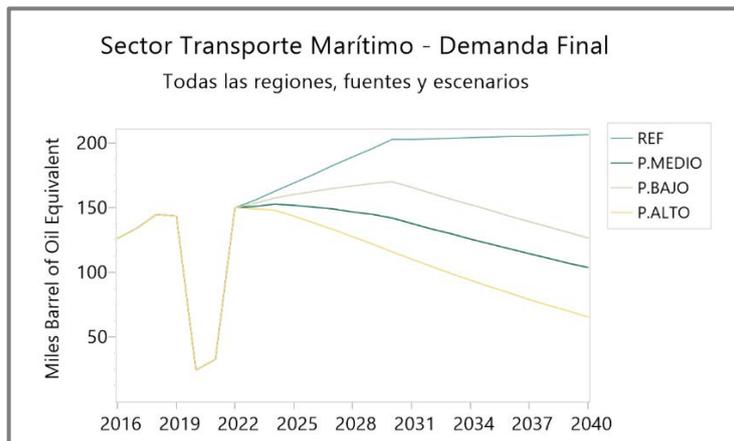
La selección de las alternativas de descarbonización como estrategias para la disminución de emisiones de GEI, serán aplicadas para cada tipo de embarcación de la flota marítima operativa del Archipiélago de las Islas Galápagos, esto se debe a que las embarcaciones son productos únicos, con características propias según el servicio, características técnicas, sistemas de propulsión y generación, etc. De esta propuesta de estrategias se derivan los escenarios propuestos para el cumplimiento de los objetivos.

Las embarcaciones, fueron identificadas de acuerdo con los factores mencionados. Este análisis es importante pues con esta información se puede clasificar las embarcaciones que actualmente operan en las islas permitiendo analizar las tecnologías existentes para posteriormente ser calculados los GEI de mayor importancia asociados al consumo de combustible de las embarcaciones de la flota autorizada y operativa en Galápagos.

Las estrategias de reducción de combustibles fósiles y de descarbonización son una combinación de soluciones técnicas, operativas e innovadoras aplicables a cada uno de los tipos de embarcaciones que se utilizan en las islas. Se analizaron siete estrategias para los 17 tipos de embarcaciones de las islas. Las estrategias analizadas se aplican de manera distintiva en cada embarcación y son: a) Slow Steaming (disminución de la velocidad máxima de operación), b) Velas (Sails Onboard), c) Eficiencia de Motor Principal (ME Efficiency), d) Paneles Solares para Motores Auxiliares, e) LNG (Gas Natural Licuado), f) Biocombustible Marítimo y g) Motores de propulsión Eléctrica (Electric Propulsion).

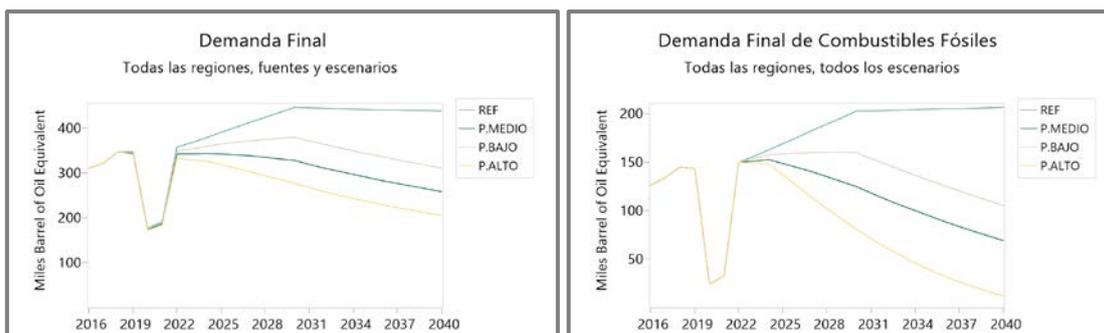
Con la combinación de las distintas estrategias de descarbonización se plantearon los escenarios de bajo, medio y alto impacto en la reducción de combustibles fósiles en el sector de transporte marítimo. Así, por ejemplo, para la reducción de velocidad de la flota, el escenario de bajo impacto implica una reducción del 15% de la velocidad media, en el escenario de impacto medio, la reducción es del 17,5% y en el escenario de alto impacto la reducción es del 30%. Este cambio operativo sobre algunos de los buques trae aparejada una reducción en el consumo de combustibles. Pero, en definitiva, todas las estrategias se aplican de manera individual, pero el análisis del sector se realiza en forma conjunta.

En términos agregados, el sector marino presenta una demanda final de 206, 5 kBEP en el escenario de referencia. En los escenarios realizados, esa demanda se reduce en un 39%, un 50% y un 68% para los escenarios de baja, media y alta respectivamente. Esta reducción viene principalmente por las políticas de eficiencia energética y reducción de uso de combustibles como el slow steaming o la implementación de velas para algunas embarcaciones.



Otras políticas de sustitución o eficiencia como los motores eléctricos, la implementación de motores eficientes o los paneles solares, participan en menor medida en la reducción de los consumos. Por último, el biodiésel sustituye el combustible fósil de algunas embarcaciones y el LNG se implementa como un combustible de transición, de acuerdo con las políticas globales del sector marítimo.

Si se realiza el análisis agrupado de los cuatro sectores anteriormente mencionados se observa la reducción, tanto en la demanda final como en la demanda de combustibles fósiles. Como se mencionó previamente, existen otros sectores de demanda energética que no pudieron ser modelados, por lo que no se pudo plantear estrategias de descarbonización en los mismos más allá de una sustitución de diésel por biodiésel. El análisis de estos sectores queda como tarea a futuro.



ESCENARIOS DE OFERTA ENERGÉTICA

El modelo de oferta energética eléctrica se estableció, en primera instancia, revisando la información disponible respecto a la generación y potencia disponible histórica por isla. Dicha información fue cargada como base en el modelo LEAP, describiendo la oferta eléctrica entre 2009 y 2018. Luego, se elaboró un escenario de referencia tomando en cuenta las expansiones previstas en el Plan Maestro de Electricidad del Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables de Ecuador.

En el caso particular de Santa Cruz, en el modelo se decidió incorporar finalmente una expansión de referencia distinta a la establecida en los planes eléctricos, en función de los avances registrados en los últimos meses en el proyecto Conolophus³. Dicho proyecto de generación solar fotovoltaica con almacenamiento, que equivaldría y reemplaza a varios proyectos que estaban en los planes de expansión.

A partir del primer año de simulación (2019), la energía generada en plantas que no pueden ser despachadas, sino que dependen de la existencia o no del recurso en un momento dado como ocurre con las plantas con generadores eólicos o fotovoltaicos, se calcula en el modelo utilizando la capacidad instalada por una curva característica. Estas curvas características, se estimaron utilizando datos históricos de plantas en operación e información meteorológica para reflejar la generación eólica y solar durante la estación seca y la estación húmeda en las Islas Galápagos.

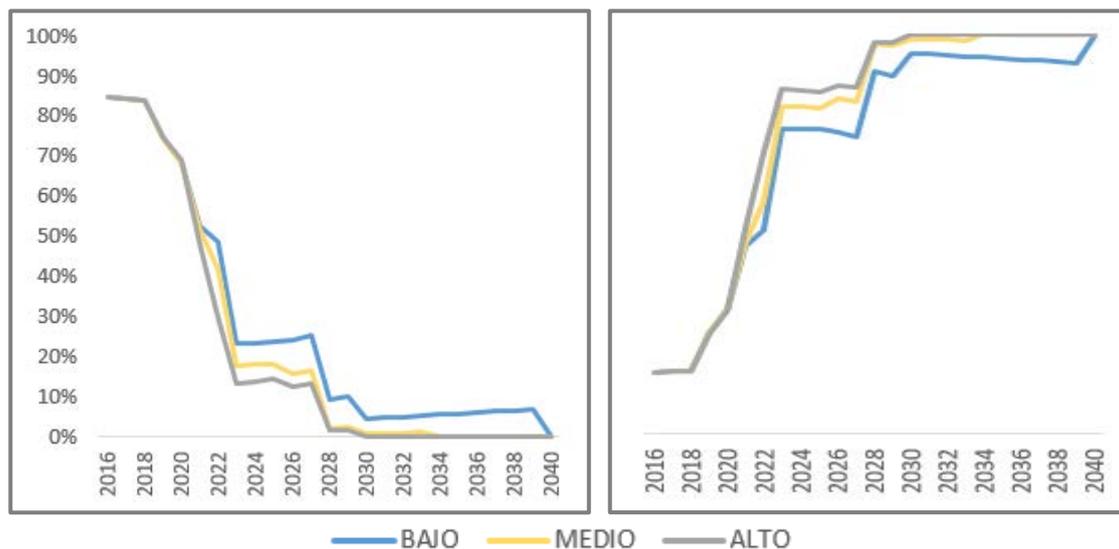
Se crearon tres escenarios principales con optimización de la oferta de generación eléctrica, los cuales heredan sus atributos principales del escenario de referencia, por lo que todos ellos poseen integrados los planes de expansión de la generación a partir de fuentes renovables de energía que llegan hasta el año 2026. A partir del año 2026, se realizó la optimización del modelo que integra la demanda con la oferta, bajo ciertas restricciones en cuanto a la capacidad máxima de incorporación anual por tecnología y el año a partir del cual pueden entrar en operación. Estas simulaciones determinaron en forma aproximada las necesidades de expansión en todo el período de estudio, hasta 2040.

Los escenarios bajo, medio y alto calculados con optimizaciones pueden dar como resultado necesidades de expansión de la potencia con valores pequeños que no son representativos de las inversiones en nuevas plantas de generación que se llevan adelante en la realidad. Por este motivo, a partir de los resultados de las optimizaciones para cada escenario, se propusieron escenarios más cercanos a una planificación energética real, los cuales van incorporando

³ <https://proyectos.recursosyenergia.gob.ec/conolophus.php>

equipamiento con valores discretos cada cierta cantidad de años y de esta forma se logran niveles similares de generación a partir de fuentes renovables de energía.

Los tres escenarios simulados en el modelo se forzaron a una descarbonización absoluta en la generación de electricidad, con distintas velocidades de incorporación de generación a partir de fuentes renovables. En el caso del escenario bajo, el abastecimiento de electricidad a partir de fuentes renovables se alcanza en el año 2040, mientras que, en los escenarios medio y alto, dicho hito se logra en 2035 y 2030, respectivamente.



Porcentaje de generación eléctrica con combustibles fósiles (izquierda) y porcentaje de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía (derecha) es el Archipiélago de las Islas Galápagos.

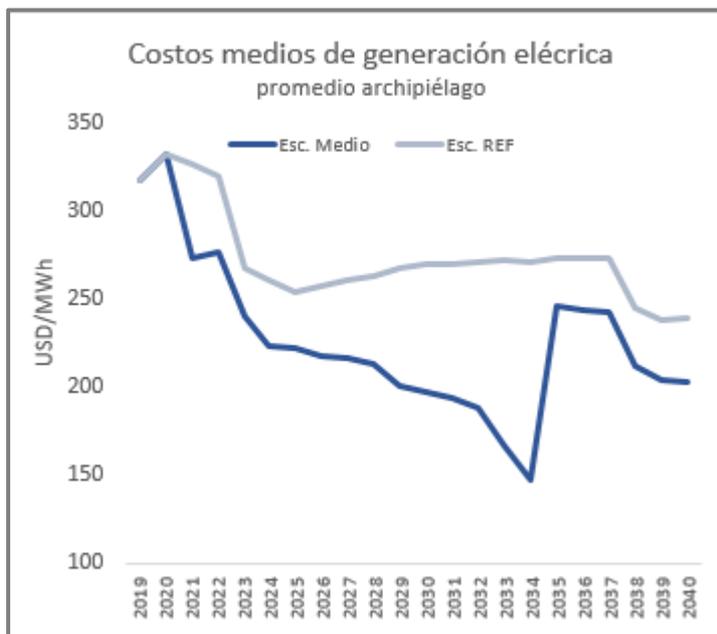
Las tecnologías que se utilizaron en las simulaciones para realizar las distintas expansiones de generación con renovables fueron tanto aquellas que se encuentran hoy en operación en el archipiélago como solar fotovoltaica y eólica, como otras tecnologías que se consideran aptas para brindar el servicio en las islas, como la geotérmica y la solar térmica concentrada (o CSP por sus siglas en inglés *Concentrated Solar Power*). Asimismo, los escenarios incorporaron almacenamiento de energía eléctrica en baterías, con ciclos de carga/descarga de al menos 4 horas, de modo de trabajar en conjunto con la generación con solar fotovoltaica y eólica.

En cuanto a la generación con energía geotérmica, se tuvo en cuenta específicamente a partir de información existente respecto a la posibilidad de contar con el recurso en la isla Isabela. Dicho recurso podría abastecer el consumo eléctrico en dicha isla, y también -mediante una interconexión eléctrica entre islas- podría ser utilizado para dar respuesta a la demanda eléctrica en Santa Cruz. Esto fue analizado parcialmente en los tres escenarios principales, y también en un escenario específico con mayor profundidad simulando dicha interconexión. La alternativa resulta atractiva y podría ser conveniente desde un punto de vista de costos, sin embargo, el proyecto evaluado presentaba altos costos de instalación transformando dicha opción en una peor alternativa a la expansión con CSP.

La tecnología CSP, fue considerada dado el nivel de desarrollo que posee a nivel mundial, la conveniencia respecto al recurso solar existente en las islas, y los beneficios que brinda respecto a la posibilidad de almacenamiento de energía y complementación con generación térmica tradicional durante la transición energética hacia las renovables.

Finalmente, en cuanto a los costos de inversión que implican los tres escenarios, los resultados mostraron necesidades de inversión crecientes en función de la profundidad y plazos para la descarbonización en la generación eléctrica. Las necesidades de inversión para los tres escenarios, actualizados al inicio de la simulación con una tasa del 5%, mostraron valores aproximados de USD 97, 110 y 136 millones para los escenarios BAJO, MEDIO y ALTO, respectivamente.

Los costos totales de generación surgidos en la simulación producen costos medios decrecientes y menores a los del escenario de referencia debido a la alta participación de diésel en este último. Sin embargo, la situación de alcanzar la sustitución total del hidrocarburo muestra un salto



importante en los costos medios, en todos los escenarios, tal como puede apreciarse en la figura a modo de ejemplo, en 2035 para el escenario de políticas medio. Cabe destacar adicionalmente que los costos medios permanecerán muy por encima de los valores continentales, por lo que mantener para mantener una tarifa para el usuario final equivalente a la de región costera continental se precisarán transferencias del sistema continental para cubrir los costos no recaudado vía tarifas.

ANÁLISIS DE SUBSIDIOS

Los subsidios energéticos en la provincia de Galápagos, de acuerdo con el análisis histórico presentado, representan para el Estado ecuatoriano una erogación en promedio anual de USD. 10,8 MUSD (2012 – 2019) destinado a combustibles fósiles, mientras que, en energía eléctrica, de acuerdo con los subsidios establecidos por ley para usuarios finales ascienden en promedio anual a USD 67.982. Considerando la tendencia de los subsidios de combustibles y la de energía eléctrica a través de los programas establecidos por ley y, si le sumamos la estimación del 2019 en la cual el subsidio por generación eléctrica ascendería a cerca de los 3 MUSD, el Estado ecuatoriano destina anualmente para la provincia de Galápagos cerca de 14 MUSD en subsidios energéticos.

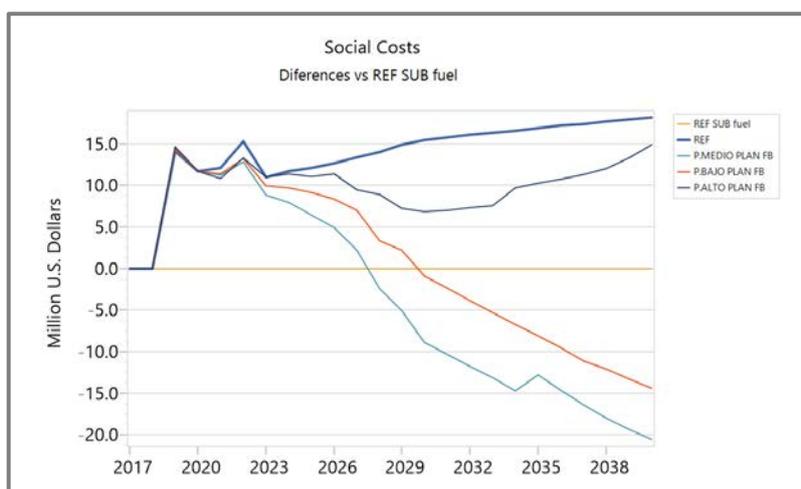
Un factor importante al momento de establecer las políticas energéticas es la restricción que se tiene en las islas para el traslado a precios finales de los costos de energía. Por normativa, los precios de electricidad y GLP están regulados a nivel nacional, por lo que la empresa de generación y distribución eléctrica no puede cubrir sus costos de generación. Esto implica que anualmente se destinen el monto mencionado para cubrir los costos de generación que no serán recuperados a través de la facturación.

Esta situación hace que se produzcan distorsiones en relación al punto de implementación de una política de eficiencia energética. Si el usuario pagase la tarifa plena, sería el mismo, quien, con los incentivos económicos pertinentes, tenga la iniciativa para realizar los cambios mencionados, beneficiando eventualmente a todo el conjunto del sistema. En este caso, es la empresa generadora la que incurre en el déficit operativo por no poder recuperar sus costos de generación. Por esta razón, el incentivo de aplicar las distintas políticas debería recaer en la empresa, impulsando los planes de sustitución y eficiencia energética, de manera tal que el usuario se beneficie indirectamente, pero la empresa reduzca el mencionado déficit.

Por estas razones, se elaboró un escenario con costos de energéticos “subsidiados” (GLP y diésel para generación eléctrica), de manera tal que dicho costo represente al usuario final la tarifa que paga (0,10 USD/usuario promedio en electricidad y 0,10 USD/kg GLP).

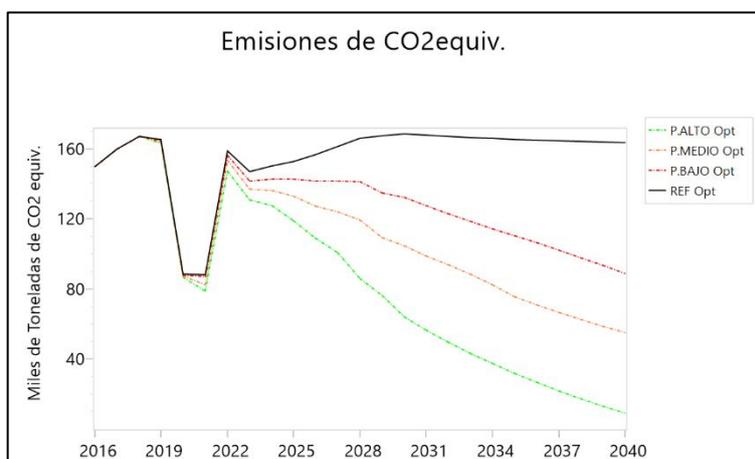
Los resultados de dicho escenario se pueden observar en la figura precedente. El escenario de referencia (REF) con los precios establecidos, presenta un mayor costo, entre 10 y 15 MUSD por año y creciendo después de 2030, de manera constante.

Esto puede interpretarse como los costos en los que se incurre sistémicamente (por Elecgalápagos y Petroecuador) para abastecer de electricidad y GLP a las islas. En cambio, comparando con los escenarios de políticas, el escenario subsidiado sólo presenta costos mayores en la primera década del estudio, hasta el año 2030, donde prácticamente se deja de consumir combustibles fósiles en generación y las políticas de sustitución de GLP todavía no son aplicadas en su totalidad. Cuando ello ocurre, los escenarios presentados comienzan a generar ahorros.



EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

Uno de los indicadores directos de la transición energética es la contabilización de las emisiones de gases de efecto invernadero, medidas en toneladas de CO₂ equivalentes. La siguiente figura contempla las emisiones de los cuatro escenarios analizados en el modelo. Se observa que, en el escenario de referencia, las emisiones se mantienen, así como previamente se había observado que la demanda energética final se mantenía constante. En el resto de los escenarios



En el resto de los escenarios

presenta una sostenida declinación en consonancia con las correspondientes propuestas de sustitución y eficiencia energética en los sectores, tanto de demanda como de oferta energética.

Si se analizan las emisiones per cápita, las islas presentan, por su consumo particular, un consumo de más del doble a las continentales. Las emisiones per cápita de las islas son de 6 t CO₂ equivalente contra las 2,5 t CO₂ equivalente del continente. La particularidad de Galápagos es su condición turística y los consumos energéticos que de eso se deriva. Al año 2040, en el escenario de referencia, las emisiones bajan por menor cantidad de combustible usado en la generación eléctrica y las ganancias de eficiencia en el sector transporte, llegando a un valor per cápita de 4,2 t CO₂ equivalente. Para los escenarios de baja, media y alta aplicación de políticas, las emisiones per cápita, respectivamente son de 2,3, 1,4 y 0,25 t CO₂ equivalente. La descarbonización ocurre inicialmente en los sectores de generación eléctrica y de consumos de edificios (residencial y comercial y público) ya que los procesos de sustitución son más conocidos, y existen ganancias en eficiencia y costos por ellos. En cambio, el sector de transporte es un sector que presenta una gran inercia para el cambio y donde más se nota la dificultad de descarbonización.

OPCIONES DE POLÍTICA ENERGÉTICA

A las alternativas de sustitución o reducción de demanda se las puede clasificar de acuerdo a seis grandes grupos, que son los siguientes:

- 1. Información y educación:** se refiere a las medidas destinadas a incrementar el grado de conocimiento y formación en relación con la tecnología en cuestión. De hecho, una parte importante de las barreras del mercado está relacionada con los costos de transacción asociados con la capacitación de funcionarios y las asimetrías de información. Asimismo, los instrumentos de certificación de productos y procesos se incluyen en esta categoría de políticas.
- 2. Instrumentos económicos:** son los instrumentos y medidas que estimulan determinadas actividades, modifican el comportamiento de los agentes económicos a través de señales de precio (por ejemplo, internalización del costo del carbono) e incentivos o financiamiento fiscal. También buscan lidiar con los diferentes costos de oportunidad de capital que existen en la economía, en gran parte debido a las diferentes condiciones de acceso al capital (también asociadas a la escala de los agentes económicos). Estos instrumentos incluyen financiamiento directo, tarifas de carbono e incluso mercados de carbono (asociados a cuotas y certificados). En este último caso, referido a los mercados de carbono, es evidente que normalmente no se trata de una política sectorial, sino de una política intersectorial, donde las cuotas se asignan entre sectores según diferentes criterios, y existe la posibilidad de canjear certificados de emisión entre instalaciones industriales. y/o energía incluida en el mercado de carbono (el llamado *cap-and-trade*).
- 3. Arreglo institucional:** esta política es referente a la creación de una institucionalidad capaz de orientar e incluso apoyar la implementación de determinadas medidas de reducción de emisiones. Los ejemplos incluyen la creación de agencias de financiación, planes sectoriales, organismos reguladores, etc.
- 4. Investigación, desarrollo y demostración (ID&D):** se refiere al apoyo al desarrollo tecnológico tanto con medidas disruptivas innovadoras como con medidas que dependan de la demostración y el aprendizaje tecnológico. Incluyen inversión directa, incentivos fiscales, creación de nichos de mercado mediante compras gubernamentales, etc.
- 5. Instrumentos regulatorios:** describe las metas, obligaciones, estándares, que son instrumentos de comando y control, cuyo objetivo es definir estándares u objetivos de emisión,

o desempeño, en términos de producto o proceso. Los ejemplos incluyen estándares mínimos de eficiencia, estándares máximos de emisión, definición de valores mínimos para la participación de determinadas opciones tecnológicas en el portafolio tecnológico de las empresas (por ejemplo, cuotas mínimas de electricidad producida a partir de fuentes renovables en compras a concesionarias de distribución de electricidad), etc. Esto también incluye la obligación de mantener y actualizar inventarios de emisiones atmosféricas. También se incluyen los estándares técnicos.

6. Acuerdos voluntarios: son las medidas adoptadas voluntariamente por ambos organismos públicos, y por el sector privado, ya sea de forma unilateral o mediante negociación. En el primer caso, suele ser cuestión de anticipar cambios tecnológicos o incluso generar valor para el accionista (por ejemplo, valor de imagen). En el segundo caso, se trata de adherirse a propuestas de acuerdos voluntarios para objetivos específicos (por ejemplo, ganancias de productividad, reducción de la intensidad de las emisiones, etc.) realizadas por un agente público.

Cada política energética considerada abarca diversos aspectos de las categorías mencionadas previamente. Por ejemplo, toda política debe basarse en acuerdos negociados y buscar que su aplicación sea lo más voluntaria posible. Para ello debe presentarse un aspecto clave que es la información y educación en conjunto con los incentivos económicos y regulatorios.

Las políticas aquí propuestas entran en dos grandes grupos también, medidas de cambio tecnológico (una cocina a GLP por una cocina a inducción, o un automóvil a gasolina por uno eléctrico), donde simplemente se realiza un cambio tecnológico, manteniendo demandas útiles y usos finales iguales. Las otras medidas son de infraestructura o cambios estructurales, es decir, cambiar la lógica del consumo energético a partir de cambios a nivel estructural. Esto puede graficarse con las políticas de edificaciones sostenibles, o las de micro-movilidad, donde se cambia drásticamente la estructura de la actividad. Estas políticas son mucho más costosas de implementar y requieren un aspecto de negociación, información y educación mucho mayor que las anteriores.

1. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo se presenta como la continuidad del producto anterior, el análisis de la demanda tendencial (o de referencia) del estudio a largo plazo de la matriz energética de las Islas Galápagos, trabajando tanto los escenarios de demanda y oferta energética de manera simultánea.

El capítulo 2 resume, de manera sucinta, los principales resultados del modelo de demanda energética en las Islas Galápagos y las principales variables y resultados de este. También se plantea un escenario de oferta energética contemplando los principales proyectos ya planteados en trabajos anteriores (PLANEE, PME, Proyecto Conolophus). Esto conforma el escenario base, o de referencia que servirá de punto de comparación con el resto de los escenarios y medidas de descarbonización planteadas.

El capítulo 3 presenta los cuatro sectores principales de consumo de las Islas: Residencial, Comercial y Público, Transporte Terrestre y Transporte Marítimo. Se realiza un análisis de cada uno, de las posibilidades de implementación de políticas de sustitución de combustibles fósiles y de eficiencia energética. Para cada uno de los mencionados sectores, además, se plantea un análisis costo beneficio de las medidas implementadas. Se presentan 18 medidas analizadas, 17 en tres niveles distintos de penetración y una sola medida (iluminación, en el sector residencial) que no contempla diferentes niveles. De las 18 medidas, 5 son del sector residencial, 2 del sector comercial y público, 4 del sector transporte terrestre y 7 del sector transporte marítimo.

Los escenarios de demanda se elaboran tomando, para cada una de las políticas modeladas, su penetración baja, media o alta, de acuerdo con los criterios establecidos en cada una de ellas. Esto no significa que todas las medidas tengan un componente equivalente en término de ahorros o de costo-beneficio, ya que difieren sustancialmente en su tratamiento. Pero se trabajó con el objetivo de hacer coincidir al escenario de alta penetración con una eliminación completa de los combustibles fósiles en las islas Galápagos, aunque algunos sectores y políticas sean extremadamente costosas o complejas desde un punto de vista tecnológico y social.

En el capítulo 4 se presenta el análisis de la oferta energética en las islas Galápagos. Como región insular aislada en más de 100 km del continente, las islas no tienen acceso a recursos energéticos fósiles de origen propio, por lo que deben importar todos (GLP, gasolinas y diésel). Los recursos a los cuales tienen acceso son el solar, el eólico y la geotérmica, los cuales son contemplados en la generación eléctrica. Los escenarios de oferta energética se relacionan con los escenarios de demanda. En el escenario de referencia, no se establece ningún objetivo de penetración de energías renovables en la matriz eléctrica, mientras que, en los escenarios de baja, media y alta, se establece que se debe llegar al 100% de generación eléctrica renovable en los años 2040, 2035 y 2030 respectivamente. Además de los escenarios mencionados, se presentan otras alternativas de oferta de generación eléctrica en escenarios que presentan distintos tipos de restricciones. Se establecen escenarios alternativos de oferta, sin considerar ningún tipo de restricción (tanto de objetivo renovable como tecnológico), considerando un subsidio al combustible fósil para obtener un precio de energía equivalente al costo medio ponderado en las islas y también un escenario que contempla una planta geotérmica en Isabela, con una interconexión marina con la Isla de Santa Cruz.

También se presentan los costos usados en la modelación. Se establecen las referencias para los precios del GLP, la gasolina y el diésel, así como también el GNL y el biodiésel como posibles

alternativas a los combustibles actuales. Por el lado de la generación eléctrica, se establecen los precios de diferentes tipos de tecnologías de generación, tanto en los costos de capital, como de operación y mantenimiento. Tecnológicamente también se definen sus formas de operación, y capacidades máximas de incorporación anual en las islas. Por último, se incluyen los costos de transformación del sector del transporte terrestre, no solo en el costo del equipamiento (vehículos), sino también del mantenimiento y la infraestructura (electrolineras) necesaria para los escenarios planteados.

Al finalizar el capítulo se repasa, así como se realizó para cada una de las mediadas consideradas, el análisis costo-beneficio de cada escenario en general, considerando tanto las medidas de oferta como de demanda, que impactan mutuamente en la estimación de los costos.

En el capítulo 5, se detallan todas las opciones de política energética modeladas dentro del presente trabajo y las características de cada una. Asimismo, se realiza un análisis del impacto de los subsidios sobre las políticas analizadas. Esto se hace por la diferencia que existen entre los costos de importación y producción de los energéticos y los precios finales que ven los usuarios del sistema.

2. ANÁLISIS DE LA DEMANDA Y OFERTA ENERGÉTICA EN LAS ISLAS GALÁPAGOS.

El escenario de referencia establece un modelo de demanda energética basado en el supuesto que el principal impulsor del sistema socioeconómico de las islas Galápagos es el turismo. Esta explicación se basa en los trabajos de (Epler, 2007) y (Pizzitutti, 2016) donde se menciona que el 60% de los residentes están relacionados con actividades turísticas y el turismo participa con cerca del 80% de la economía local.

Esta representación permite tener en consideración las causas de los consumos energéticos en los diferentes sectores que se establecieron y modelar los patrones de demanda energética considerando la evolución de la variable principal del modelo. La cantidad de turistas. A modo de resumen de las variables clave y las proyecciones estimadas en las islas, se presentan las siguientes tablas resumen.

El modelo recopila la información socioeconómica y energética ocurrida en el período 2009-2018 (10 años) como histórica y se utiliza para realizar los ajustes necesarios a las proyecciones 2019-2040. La modelación se realizó por islas, considerando la información disponible de las mismas. Donde no se pudo recabar información para la validación de los modelos, se realizaron supuestos que luego se ajustaron para respetar los patrones históricos de consumo. El turismo, población, hogares, y vehículos terrestres fueron modelados por isla, mientras que el turismo y el transporte marítimo fueron modelados de forma global, ya que no se pudo establecer la forma de abastecimiento de los diferentes tipos de naves que circulan en Galápagos.

Tabla 2.1: Turismo, Población y Hogares proyectados en las Islas Galápagos.

Variable \ Año	2009	2018	2030	2040
Turismo (pasajeros anuales)				
En tierra	81.000	207.000	300.000	300.000
A bordo	81.000	69.000	100.000	100.000
Total	163.000	276.000	400.000	400.000
Población (habitantes permanentes)				
Santa Cruz	13.395	17.552	21.700	23.971
San Cristóbal	6.509	7.930	9.804	10.829
Isabela	2.081	2.624	3.245	3.584
Floreana	133	148	166	184
Total	22.118	28.254	34.915	38.568
Hogares				
Santa Cruz	3.784	5.910	8.037	8.878
San Cristóbal	1.793	2.782	3.631	4.011
Isabela	648	987	1.202	1.327
Floreana	36	72	62	68
Total	6.261	9.751	12.932	14.284

El escenario realizado contempla un crecimiento de la cantidad anual de turistas a 400 mil turistas anuales al año 2030 para luego sostener esa cifra hasta el final del estudio. Tomando como base del estudio el año 2018, la población, al año 2040 crece un 36%, manteniendo las

proporciones actuales entre islas. En cuanto a la cantidad de hogares, estos crecen en un 46% al año 2040, que crecen más que la población debido a las tendencias de disminución en la cantidad de personas por hogar.

Las estimaciones de cantidades de vehículos en la modelación surgen de las distancias recorridas en los diversos modos de transporte, tanto para pasajeros como para cargas. Los vehículos de pasajeros contabilizan tanto a vehículos de transporte privado (automóviles a combustión interna y eléctricos), camionetas y buses. Los vehículos de carga contabilizan tanto a los camiones como a los vehículos especiales (tractores, topadoras, etc.). Las motocicletas se contabilizan por separado. Esto se visualiza en la siguiente tabla.

Tabla 2.2: Vehículos de Pasajeros, de Carga y Motocicletas proyectados en las islas Galápagos.

Variable \ Año	2009	2018	2030	2040
Vehículos (Pasajeros)				
Santa Cruz	515	726	996	1.014
San Cristóbal	278	417	571	581
Isabela	73	144	205	208
Total	866	1.287	1.772	1.803
Vehículos (Carga)				
Santa Cruz	90	181	256	260
San Cristóbal	38	71	101	103
Isabela	21	46	66	67
Total	149	298	423	430
Vehículos (Motocicletas)				
Santa Cruz	500	1.314	2.202	2.243
San Cristóbal	393	889	1.252	1.275
Isabela	61	181	128	130
Total	954	2.384	3.582	3.648

Para el año 2040, la cantidad de vehículos será de 5.881 vehículos, de los cuales 1.803 serán vehículos de pasajeros (automóviles particulares, camionetas, taxis y buses), 430 vehículos de carga y especiales y 3.648 motocicletas.

Del análisis de la demanda y oferta energética realizada para el escenario de referencia, el modelo arrojó los siguientes resultados, expresados en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3: Demandas de energéticos en las Islas Galápagos.

Variable \ Año	2009	2018	2030	2040
Demanda eléctrica (MWh)				
Santa Cruz	17.839	32.339	43.590	47.043
San Cristóbal	10.783	16.758	21.990	23.811
Isabela	3.204	5.635	7.378	7.869
Floreana	118	240	257	275
Total	31.943	54.972	73.215	78.999

Variable \ Año	2009	2018	2030	2040
Combustibles Fósiles (miles de toneladas GLP)				
Santa Cruz	782	1.256	1.716	1.869
San Cristóbal	376	600	798	866
Isabela	135	213	268	290
Floreana	7	14	13	14
Total	1.299	2.083	2.794	3.039
Combustibles Fósiles (miles de galones gasolinas)				
Santa Cruz	775	1.373	1.742	1.357
San Cristóbal	381	746	945	735
Isabela	20	51	65	50
Floreana	0	0	0	0
NAG*	1.313	2.379	2.956	3.085
Total	2.489	4.549	5.708	5.227
Combustibles Fósiles (miles de galones diésel)				
Santa Cruz	1.947	2.955	2.856	2.951
San Cristóbal	675	1.345	983	1.039
Isabela	251	490	406	439
Floreana	8	23	10	11
NAG*	5.497	7.142	9.039	9.094
Total	8.378	11.955	13.294	13.534

*NAG: No Asignado Geográficamente. Combustible usado en el sector del transporte marítimo u otros sectores.

En términos agregados, el escenario de referencia plantea un crecimiento de la demanda de electricidad de un 43% al año 2040, llegando a 79 GWh en ese año, comparada contra los 55 GWh del año 2018.

La demanda total de combustibles fósiles (incluyendo el combustible para la generación eléctrica) crece en un 46% para el GLP, un 15% para la gasolina y 13% para el diésel. En el caso del crecimiento del GLP ocurre en línea con los crecimientos poblacionales y turísticos, ya que son estos sectores los que consumen GLP para cocción. En lo que respecta al menor crecimiento de gasolina, esto se explica por las mejoras planteadas en la eficiencia del parque automotor.

En cuanto al menguado crecimiento del diésel, se explica en parte por una sustitución de diésel en generación eléctrica, ya contemplado en los planes de expansión de generación existentes (incorporados al escenario de referencia) y por otra parte en estancamiento del sector turístico a largo plazo. Existe una cantidad de combustibles (gasolina y gasoil) que no se lograron contabilizar de acuerdo con las estimaciones realizadas en el modelo y que se asignan a “otros sectores”.

La demanda energética final de referencia se muestra, agregada para todos los sectores de consumo, en la Figura 2.1.

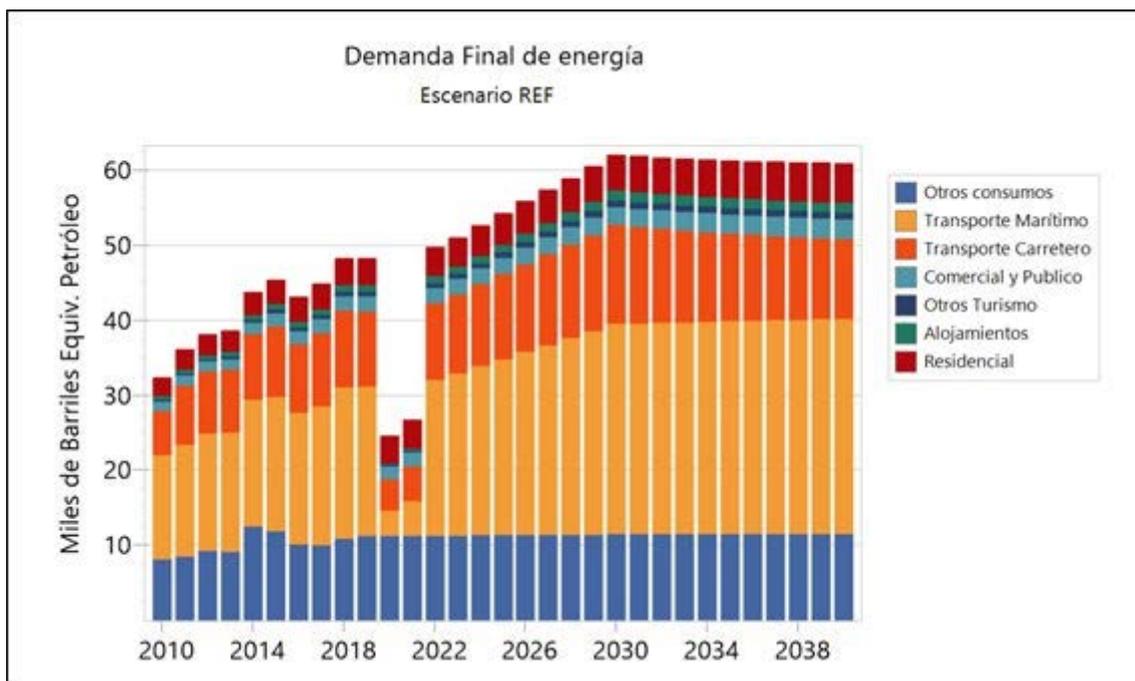


Figura 2.1: Demanda Energética Final 2018-2040. Escenario de Referencia

Por el lado de los consumos energéticos, la misma demanda final se muestra en la Figura 2.2. Los principales energéticos utilizados son el diésel y la gasolina, combustibles usados mayoritariamente en el transporte, ya sea terrestre o marítimo. La electricidad y el GLP son energéticos usados en edificios (hogares, comercial y público) y en mucha menor medida, en el transporte terrestre (autos eléctricos).

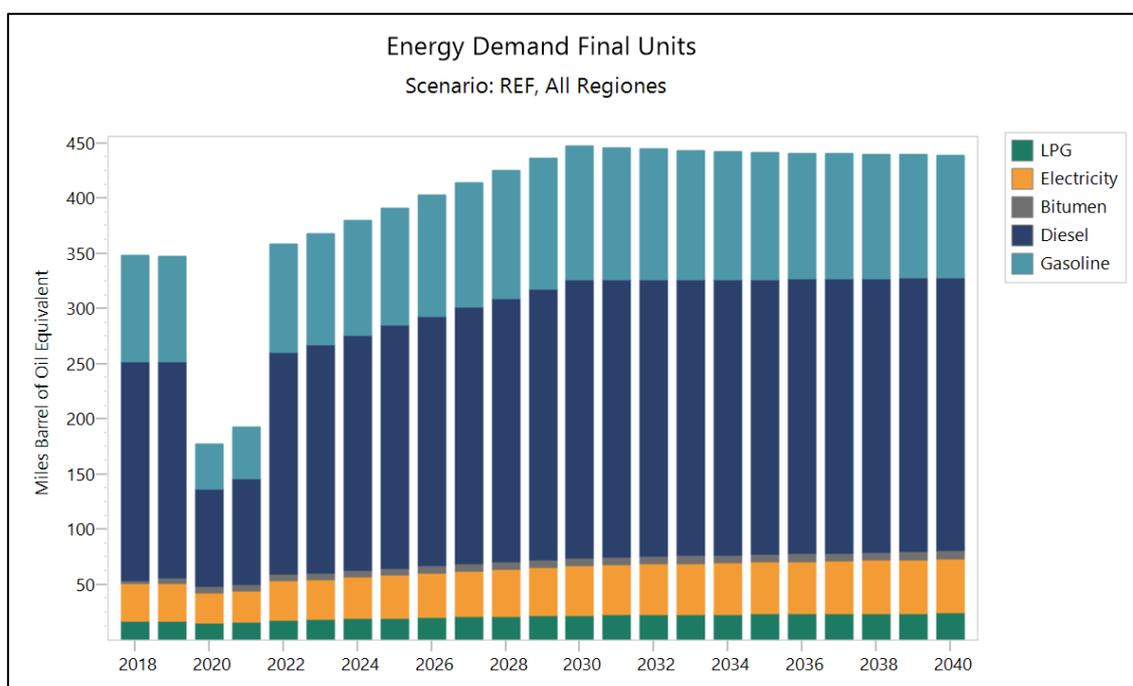


Figura 2.2: Demanda Final por tipo de energético

Las emisiones del escenario de referencia llegan a 192 kT CO_{2eq} al año final del estudio, un 20% más que el año base (2018), de acuerdo con (IIGE, 2020). Si se dividen por la cantidad de habitantes, las emisiones per cápita pasan de 5,46 t CO_{2eq} en el año 2018 a 4,61 t CO_{2eq} para el año 2040. Las emisiones consideradas, duplican las emisiones de Ecuador, evaluadas de acuerdo con datos del Banco Mundial⁴ en 2,49 t CO_{2eq} para el año 2016. La influencia y la cantidad de turistas que reciben las islas distorsiona los valores mencionados, si se quitan aquellos sectores que dependen exclusivamente del turismo las emisiones per cápita disminuyen en un 40% y se alinean con las nacionales.

El escenario de referencia no contempla ningún tipo de política de sustitución de combustibles fósiles ni gestión de demanda. Existen ganancias por eficiencia en algunos sectores debido a la normal deriva tecnológica en mejoras de eficiencia.

En el escenario de referencia se realizan las incorporaciones de acuerdo a lo determinado en los planes del Gobierno de Ecuador (MERNNR, 2020) y posteriores⁵. Tomando la demanda calculada y los mencionados proyectos, el escenario referencia en oferta de generación eléctrica no necesita realizar ninguna ampliación nueva, ya que con las plantas instaladas y los proyectos considerados se llega a abastecer la demanda de las islas. Esto no considera que se deban realizar actualizaciones en las plantas actuales para poder mantenerlas operativas hasta el año 2040. La potencia total se muestra en la Figura 2.3.

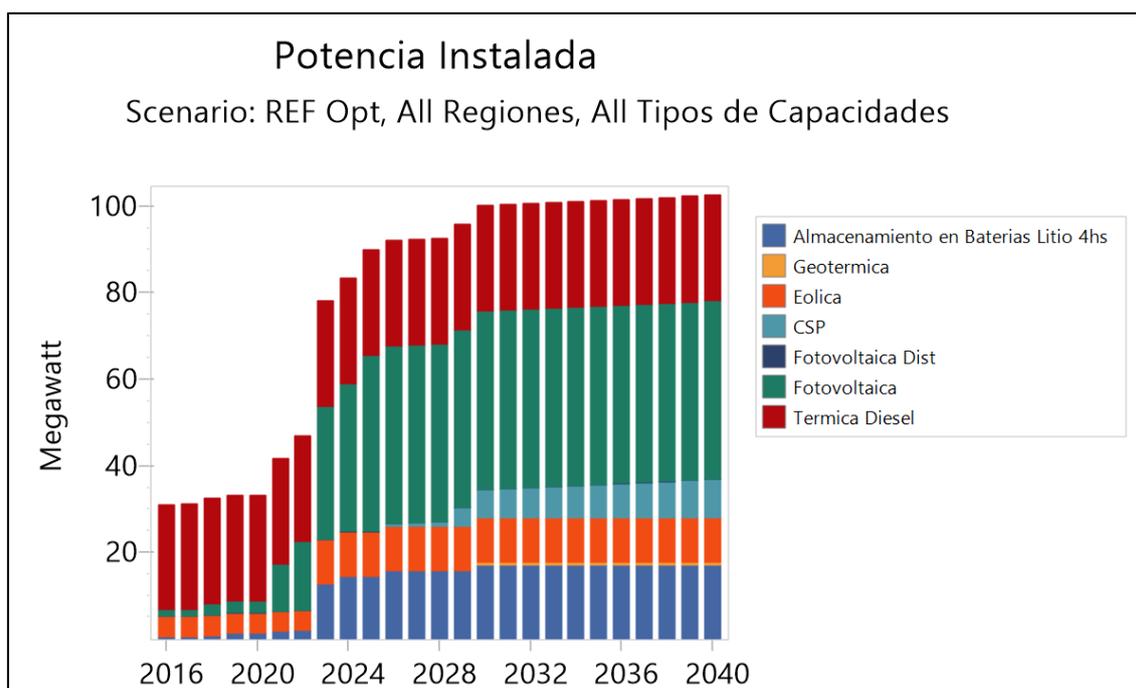


Figura 2.3: Potencia Instalada total en las islas, en MW.

La generación total de las islas se muestra en la Figura 2.4. Se observa que los mencionados proyectos a incorporar incrementan la generación eólica y fotovoltaica, desplazando a la generación térmica diésel. Esta generación queda disponible luego para abastecer el crecimiento de la demanda eléctrica hasta la finalización del período.

⁴ <https://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.CO2E.PC?locations=EC>

⁵ Proyecto Conolophus. <https://proyectos.recursosyenergia.gob.ec/index.php>

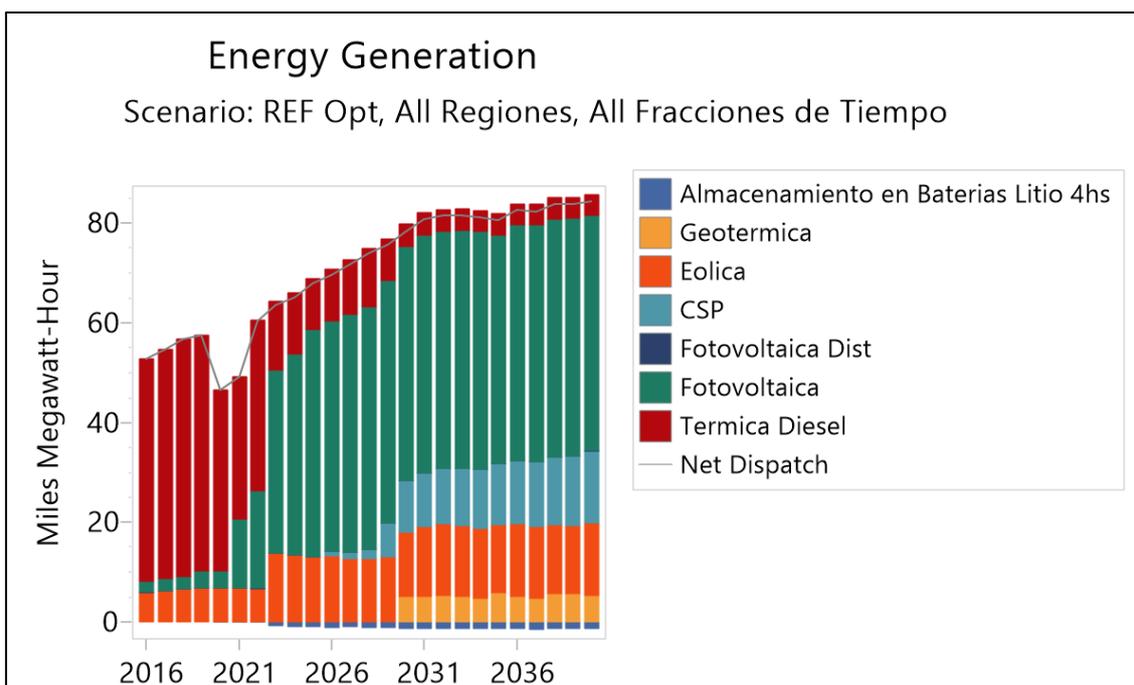


Figura 2.4: Generación Eléctrica total por fuentes.

2.1. ESCENARIOS DE REDUCCIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES

El modelo elaborado contempla cuatro sectores de demanda bien diferenciados cada uno con una lógica propia de demanda energética y un sector de oferta energética, la generación eléctrica. Estos sectores son el Residencial, el Comercial y Público, el Transporte Terrestre y el Transporte Marítimo. Estos sectores consumen determinados tipos de energéticos, de acuerdo al equipamiento (tecnológico y de infraestructura) y modos de uso que poseen.

En el siguiente capítulo se repasan las opciones de reducción y sustitución de combustibles fósiles en cada uno de los sectores mencionados, analizando la conveniencia, posibilidades e impactos de cada cambio. A su vez, para cada una de las medidas elaboradas se proyectan tres escenarios diferentes de acuerdo con diferentes características, entre las que se encuentran la facilidad de su implementación, los costos de la iniciativa, la familiaridad con el recambio o la cantidad de energía sustituida. Por estas razones, no se puede generalizar un progreso para la descarbonización en términos genéricos.

Aunque todos los sectores de demanda y oferta energética tienen como objetivo final la realización de la iniciativa “Cero Combustible Fósiles en las Islas Galápagos”, al año 2040, en algunos sectores se utilizan combustibles de transición que permitirían un mejor acercamiento al cumplimiento de la iniciativa.

3. OPCIONES DE POLÍTICA DE REDUCCIÓN DE DEMANDA O SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES

En el presente capítulo se presentan todas las opciones de gestión de energía, reducción de demanda y conversión de equipamientos para lograr el objetivo de cero combustibles fósiles en las Islas Galápagos.

El escenario de referencia (REF) presenta una tendencia, de acuerdo con el modelo elaborado en el Producto 3, de la demanda energética de las islas. En dicha tendencia, no existen cambios en la forma de consumo de la energía.

Como se mencionó en el capítulo anterior, cada sector tiene su propia lógica de consumo de combustibles para satisfacer necesidades, algunos sectores se mueven con una clara lógica comercial, donde la variable económica es la que tiene un mayor peso a la hora de tomar decisiones de equipamiento e infraestructura energética mientras que otros están más relacionados con usos y costumbres, donde el componente principal para el uso energético es su facilidad y familiaridad con el mismo, como es en el caso de los consumos residenciales o del transporte particular.

La iniciativa CCFG, en una primera instancia, implica la sustitución, tanto en oferta como en demanda energética, de los combustibles fósiles. Esto implica la sustitución de la generación eléctrica basada en energía térmica diésel y reemplazarla por recursos renovables: Energía Solar, Eólica, Biomasa, Biocombustibles y Almacenamiento Energético. Por el lado de la demanda, se busca disminuir la dependencia de los combustibles fósiles en los diversos sectores.

Sobre todo, la sustitución y reemplazo de los combustibles fósiles también debe ir acompañado por un uso racional de los recursos (aunque sean de origen renovable), lo que contribuye a la sustentabilidad del crecimiento de las islas y una menor huella energética. El marco general, se plantea dentro de las Políticas Nacionales del Buen Vivir, donde se promueven *“las modalidades de consumo y producción sostenibles acorde a las particularidades de cada ecosistema, particularmente, en las islas Galápagos”* (Secretaría Nacional de Planificación, 2017).

Es por esto que algunas políticas no están solamente orientadas a la sustitución de los combustibles fósiles sino a un uso racional y eficiente de los recursos, independientemente de si son de origen fósil o renovable.

En términos generales, las políticas pueden estar orientadas a instrumentos regulatorios, sustituciones tecnológicos o cambios en la infraestructura. Cada medida tiene una evaluación económica que considera individualmente el costo-beneficio de cada medida y están determinadas en tres niveles de implementación. Luego, con la combinación de cada uno de los factores se elaboran los escenarios alternativos de sustitución de los combustibles fósiles.

3.1. SECTOR RESIDENCIAL

El sector residencial participa con el 8% de la energía demandada total de las islas, dividiéndose en partes aproximadamente iguales la electricidad y el GLP. En las Figuras 3.1 y 3.2 se muestra la evolución del escenario de referencia elaborado. El sector residencial está subdividido en área urbana o rural, con una subdivisión subsecuente en el área urbana en casas y departamentos. Se muestra también la evolución por isla, marcando una estrecha relación con las islas con mayor población y centros urbanos, y por último también se muestra la evolución de la demanda de los equipamientos residenciales, para todos los usos.

Los principales *drivers*⁶ de la demanda son la población, la cantidad de habitantes por hogar, y el tipo de equipamientos en los hogares. Todo esto, de acuerdo con lo desarrollado en el Producto 3 en el modelo de estimación de las demandas.

La demanda energética del sector residencial está dividida en partes prácticamente iguales de electricidad y GLP. El GLP se usa básicamente en cocción de alimentos, con más del 90% de los hogares usándolo, en cambio, los calefones a GLP con minoritarios en cuanto al uso para ACS.

La principal demanda energética se encuentra en las áreas urbanas, siendo las de mayor crecimiento y de mayor uso intensivo. La demanda por islas está directamente relacionada con la cantidad de hogares y población urbana existentes en las mismas. La isla de Santa Cruz representa más del 60% del consumo global residencial, seguida por la isla de San Cristóbal con un 30%. Isabela participa con alrededor de un 10% y Floreana con menos del 1% del consumo global. El modelo, en todos los escenarios, mantiene las proporciones de habitantes y hogares de cada isla. Esto eventualmente puede ser modificado si existen cambios notorios en la distribución de la población en las islas.

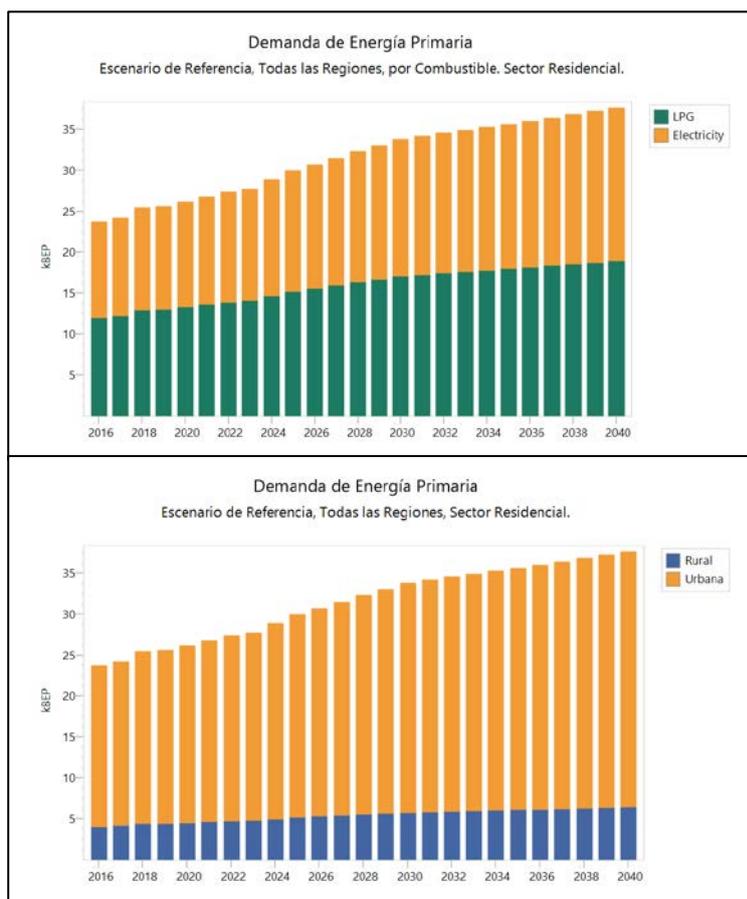


Figura 3.1: Demanda Energética Final del sector Residencial por combustible y por área.

⁶ Drivers son los factores que determinan la demanda de energía.

De acuerdo a los usos energéticos del sector residencial, el principal es la cocción de alimentos, que se lleva adelante en cocinas a GLP y contabiliza casi el 50% de la demanda de los hogares. Los usos que le siguen son la refrigeración de alimentos y el acondicionamiento de ambientes, seguido por la iluminación, entretenimiento, agua caliente sanitaria y limpieza.

En una primera instancia, el cumplimiento de la iniciativa “Cero Combustibles Fósiles en las Islas Galápagos” implicaría un plan de reducción de los combustibles fósiles e implicaría reducir o sustituir la demanda de GLP por demanda eléctrica. En un esquema de planificación energética sostenible, además se deben tener en cuenta las opciones de generación eléctrica y las reducciones de la demanda final.

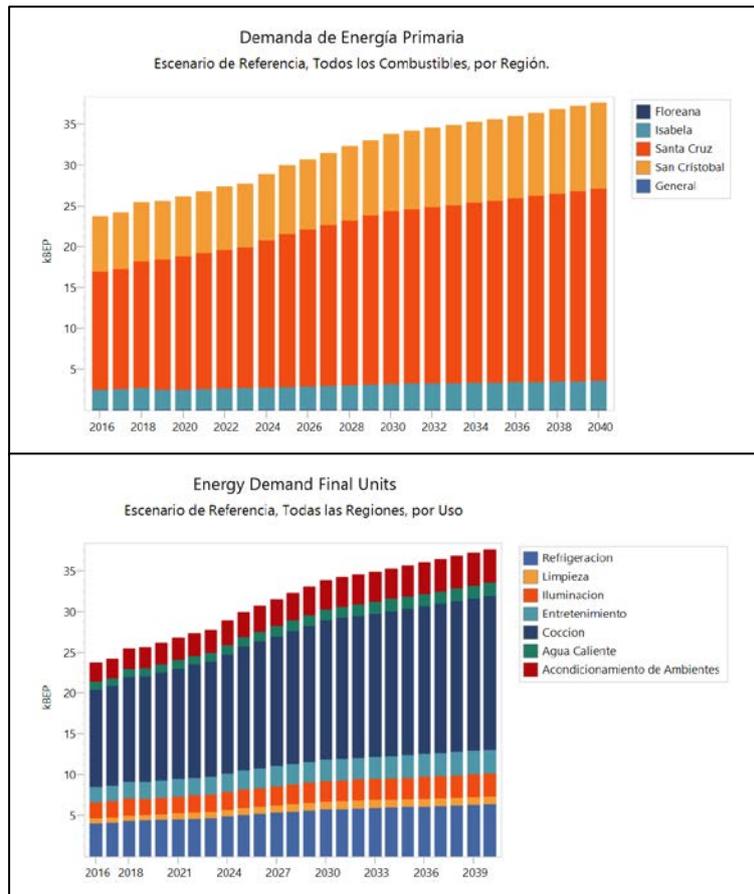


Figura 3.2: Demanda Energética Final del sector Residencial por isla y por uso.

3.1.1. Antecedentes de políticas de eficiencia energética y sustitución de combustibles fósiles

El sector energético residencial es uno de los más estudiados respecto a las opciones de descarbonización y sustitución de fuentes energéticas, encontrándose numerosos antecedentes de implementación de políticas. Entre los principales antecedentes podemos mencionar a:

- Programa de sustitución de focos incandescentes por focos ahorradores

Entre 2008 y 2013, se sustituyeron 25.000 unidades, logrando un ahorro de energía de 400 MWh/año con emisiones evitadas totales de 268 ton CO₂/año. De acuerdo con los datos del censo 2010, expresados en el Producto 2 (Fundación Bariloche, 2019), de cantidades de focos convencionales y ahorradores existentes en las viviendas de las islas Galápagos, el 88% de los focos ya eran ahorradores, siendo el 12% de los focos restantes convencionales. Para el año 2016, año de las encuestas del PUFÉ (Echeverría Zavala, 2016), el 96% de los focos eran ahorradores, 2%, eran focos fluorescentes, y menos del 1% eran focos convencionales (incandescentes) y LED. Esta estructura de consumo es la que se mantuvo para hacer las proyecciones

- **Proyecto Renova**

Este programa aspiraba sustituir a nivel nacional 330.000 refrigeradoras de consumo ineficiente por otras de alta eficiencia, para lo cual se entregaba un estímulo a los usuarios del sector residencial que consuman hasta 200 kWh/mes en un periodo de 5 años. De ese total, a las Islas Galápagos le correspondía 3.000 refrigeradoras.

El proyecto de sustitución de refrigeradoras eficientes Renova en Galápagos (ELECGALAPAGOS, 2014), tuvo como objetivo reemplazar un total de 3.000 refrigeradoras de uso doméstico ineficientes por equipos nuevos y eficientes. Este proyecto permitiría la disminución de la demanda de energía y de potencia eléctrica en las Islas Galápagos, se inició el año 2012 y se suspendió durante el año 2013. Entre las razones que llevaron a la suspensión del programa se encuentran las características típicas de la región en cuanto costos de distribución y bodegaje, distribución de los productos y falta de servicio técnico, entre otros.

- **Programa de eficiencia energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad en la isla San Cristóbal**

El “Programa de eficiencia energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad” (PEC) se implementó a partir del año 2014 con el objetivo de reducir la demanda de GLP (ELECGALAPAGOS, 2014) creando incentivos tarifarios para el cambio tecnológico a cocinas a inducción en las islas. El PEC estimaba que la cocción eficiente se practique al 100% en el sector residencial, para esto se consideraba una potencia de placa de 3.000 W y un factor de potencia de 0,95. Esto implicaba una sustitución total del GLP para cocción de alimentos por electricidad. Además, se contemplaba un cambio tecnológico de calefones a GLP por duchas eléctricas.

De acuerdo con datos de ELECGALAPAGOS⁷, los usuarios con tarifa PEC, al año 2018 eran 75.

- **PLAN NACIONAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA 2016-2035 ((PLANEE)**

El PLANEE consideraba diversas iniciativas para la reducción de demanda energética en el sector residencial, con un eje especial para el consumo de las islas.

En el sector residencial se consideraban diferentes iniciativas para todo el país, entre las que podemos mencionar a los instrumentos regulatorios de normalización de eficiencia energética para garantizar la comercialización de equipos domésticos e industriales de mayor rendimiento, la reconversión tecnológica en iluminación residencial, los programas de renovación de equipos de consumo energético eficiente, el programa PEC, y el MEER incluía una norma de eficiencia energética para la construcción NEC (Norma Ecuatoriana de la Construcción).

El eje Galápagos consideraba la incorporación de potencia de origen renovable (solar fotovoltaica, eólica y almacenamiento en baterías), la sustitución de focos incandescentes, programa de recambio de refrigeradores y mejoras en el alumbrado público.

⁷ <http://www.elecgapagos.com.ec/newsite/>

El objetivo sectorial del PLANEE para las islas era la reducción de un consumo respecto a la línea de base, con una meta de 0,78 MBEP de energía acumulada en el período de estudio del plan.

- **Programa de Usos Finales de la Energía (PUFE)**

Este programa, si bien no contemplaba acciones para la reducción de la demanda, realizó un análisis exhaustivo de los equipamientos en hogares y comercios en las islas. El presente estudio elaboró todas sus proyecciones considerando los equipamientos y consumos que resultaron de dicho estudio, con la estructuración de los sectores energéticos evaluados en el *Producto 3*.

- **Consultoría para el levantamiento y desarrollo de Estándares de comportamiento sostenible de edificaciones del Archipiélago de Galápagos (consultoría TECNALIA)**

El objetivo de la consultoría fue realizar estudios de levantamiento de información que permitiesen: *“generar los insumos necesarios para fijar estándares de comportamiento sostenible de edificaciones del Archipiélago de Galápagos en Ecuador, en los sectores residencial, comercial y de servicios públicos que sean aplicables en la zona costera de Ecuador mediante el relevamiento y análisis de la información disponible”*. El estudio realizó una recolección de información, análisis de datos, revisión de antecedentes, establecimiento de edificios representativos y presentación de soluciones de sostenibilidad con el objetivo de reducir consumos energéticos en las islas y mejorar el confort y habitabilidad de los edificios.

Para la elaboración de los escenarios de reducción de demanda energética en las islas, se tomaron en consideración todos los trabajos previamente mencionados.

El modelo LEAP elaborado considera siete usos energéticos residenciales (iluminación, agua caliente sanitaria (ACS), cocción de alimentos, refrigeración de alimentos, acondicionamiento de ambientes, limpieza y entretenimiento), en consonancia con el PUFE. Los hogares fueron separados de acuerdo con su ubicación (urbano, rural) y una subdivisión en los hogares urbanos entre casas y departamentos que se relaciona de alguna manera con los hogares que consumen más de 130 kWh/mes y menos de 130 kWh/mes, respectivamente, establecidos por los niveles de consumo en el PUFE.

Los consumos de dichos usos fueron ajustados por los datos de ELECGALAPAGOS y el PUFE, establecidos por isla y sector, con las correspondientes curvas de carga para cada uso específico de acuerdo con lo relevado en el PUFE. A estos valores se les realizó un ajuste final para que las curvas globales de consumo energético sean aquellas que se elaboraron para el PUFE y el Plan Maestro de Electricidad.

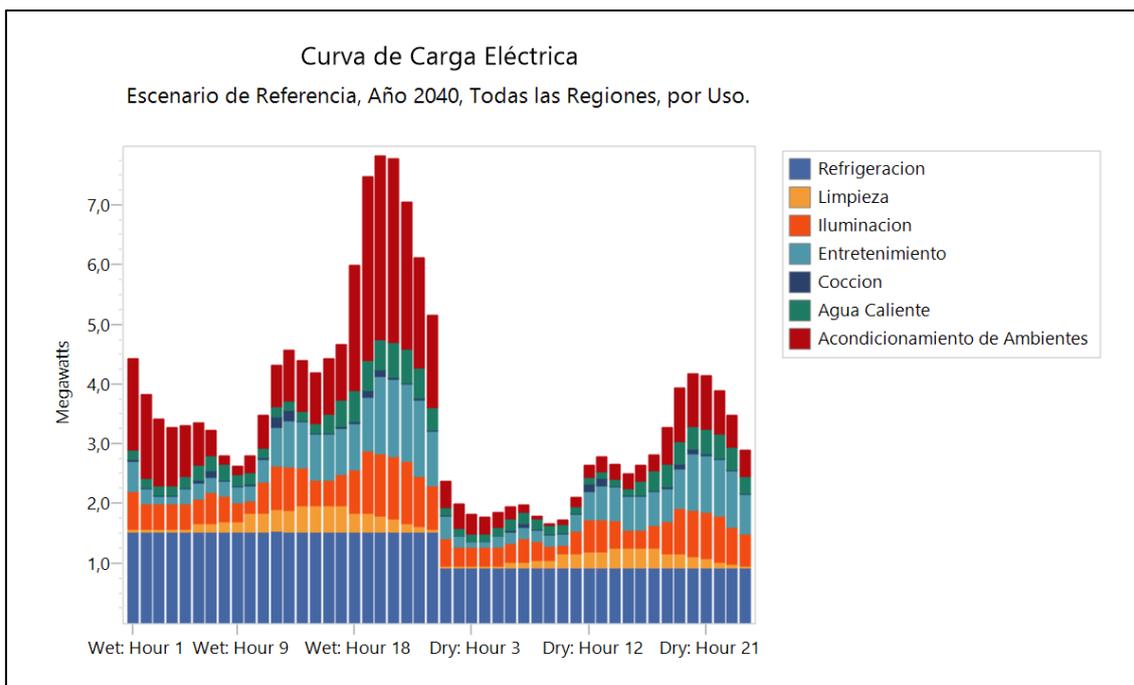


Figura 3.3: Curva de Carga eléctrica residencial, año 2040, Isla de Santa Cruz

3.1.2. Opciones de política y escenarios del sector residencial

3.1.2.1. Cocción de Alimentos. Reemplazo de cocinas a GLP por cocinas a Inducción

El principal consumo de GLP en el sector residencial es la cocción de alimentos. Del total de energía demandada para el mismo (12,8 kBEP para el año base, 18,8 kBEP para el año 2040) el 99% pertenece a GLP. El GLP usado para cocción representa, asimismo, el 98% del GLP total consumido en el sector residencial.

La primera política de descarbonización es la continuidad y profundización de los programas de sustitución de cocinas a GLP por cocinas a inducción. De acuerdo con lo establecido en el Proyecto de Edificaciones Sostenibles, las cocinas a inducción son más de un 40% más eficientes en términos energéticos que la cocina a GLP. El costo estimado de reemplazo, también de acuerdo con dicho proyecto, fue estimado en 355 USD/unidad cambiada.

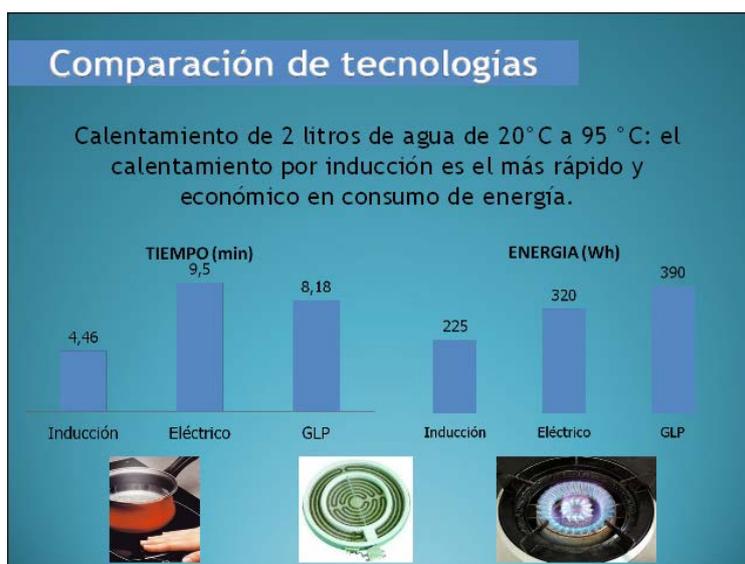


Figura 3.4: Comparativa consumo energético sistemas para cocinar (TECNALIA, 2018)

A los cálculos del modelo, se considera este costo (355 USD), anualizado en cuotas iguales durante 10 años en conjunto con los costos de provisión de energía de GLP y electricidad de cada escenario respectivamente. Por cada cocina reemplazada, se supone un costo anual de 46 USD, con un ahorro de 182 kg de GLP anuales y un consumo de 660 kWh de Electricidad.

El consumo eléctrico de las cocinas a inducción fue elaborado de acuerdo con lo presentado en el PME 2017-2028 y a medida que se realiza el recambio de las cocinas se produce un cambio en las curvas de carga.

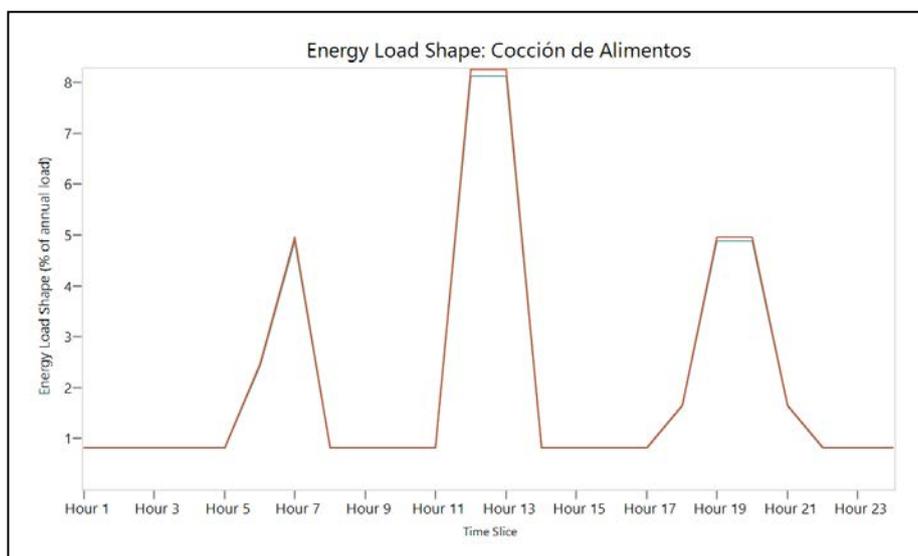


Figura 3.5: Curva de carga de cocinas a inducción

Se realizaron tres escenarios para la introducción de cocinas a GLP, considerando que se comienza con una política de sustitución de las mismas a partir del año 2022. Se realizó el supuesto que se mantiene el porcentaje de hogares, en cada uno de los subsectores, que cocinan.

Tabla 3.1: Escenarios de cocción de alimentos

Medida \ Escenario	Subsector	Esc. BAJO	Esc. MEDIO	Esc. ALTO
Reemplazo de Cocinas a GLP	Urbano Casas	Reemplazo del 50% al año 2040	Reemplazo del 100% al año 2040	Reemplazo del 100% al año 2030
	Urbano Departamentos			
	Rural Casas			

Si bien el resultado final de los escenarios medio y alto son iguales, implica un esfuerzo mayor para la sustitución de la totalidad de las cocinas a GLP en un tiempo menor.

La demanda energética final para el sector residencial, considerando todas las fuentes energéticas, se presenta en la Figura 3.6. En los diversos escenarios de sustitución de cocción de alimentos se observa como reduce la demanda final en prácticamente el 50%, relacionada con la eliminación total del GLP usado para cocción de alimentos.

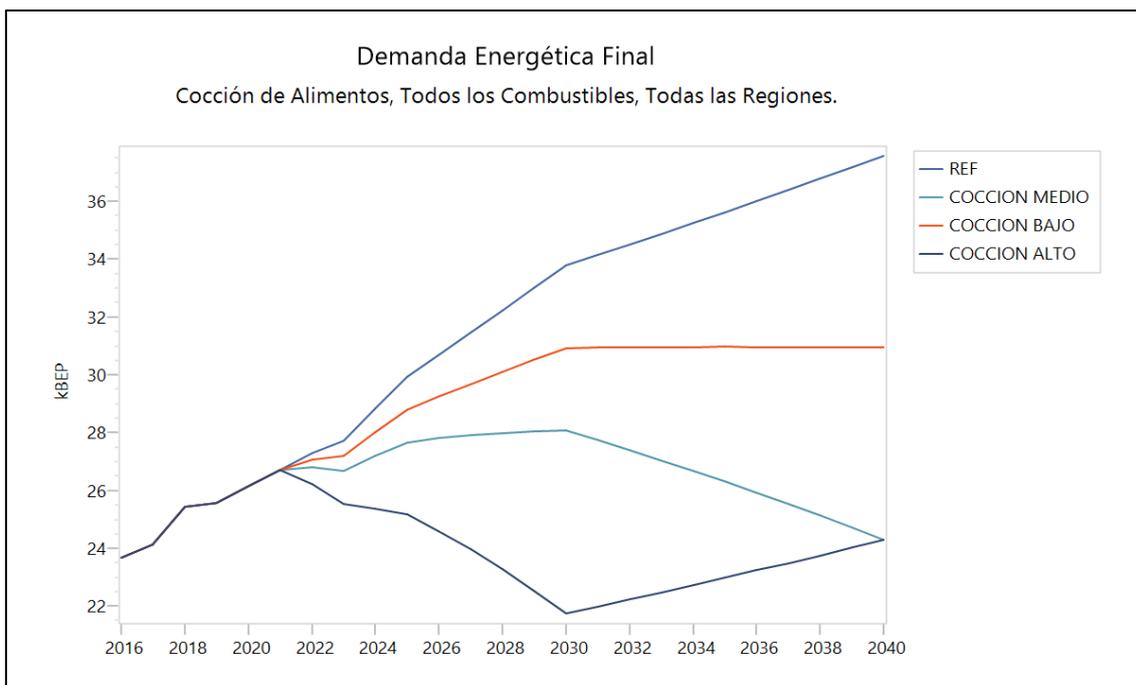


Figura 3.6: Energía demandada por sector residencial, todos los escenarios de cocción

Si consideramos solamente el GLP, podemos observar en la Figura 3.7 cómo disminuye la demanda de dicho energético en los tres escenarios. Si consideramos los escenarios medios y alto, la demanda baja prácticamente a cero al año 2040, quedando un 2% remanente perteneciente al calentamiento de agua, que será tratado en un apartado posterior.

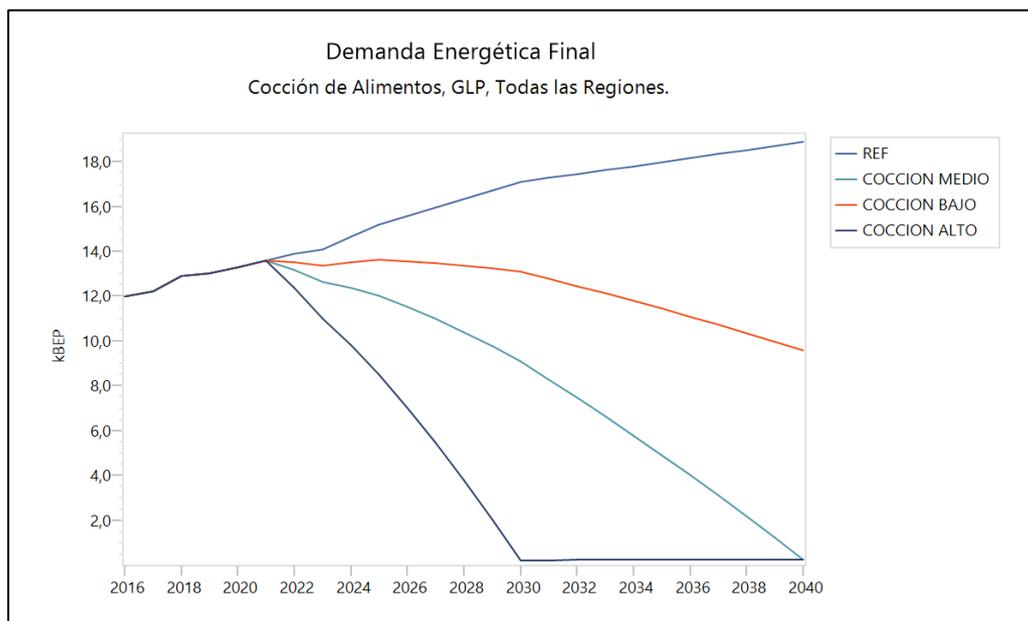


Figura 3.7: Consumo de GLP residencial, todos los escenarios.

En la Figura 3.8 se muestra el desglose de los costos de implementación de una política del tipo de recambio de cocinas. Se incurren en mayores costos debido al recambio de equipamientos (Cocción), donde se contabiliza una cuota de capital por cada cocina cambiada. Luego también se incurren en mayores costos en generación eléctrica, por la sustitución tecnológica. En este

caso, eso deriva en mayores costos de combustible (diésel EE). Por el lado de los ahorros, se contempla únicamente la reducción del consumo de GLP en las cocinas sustituidas. El valor neto de la implementación de la política es un ahorro neto acumulado de USD 21 millones.

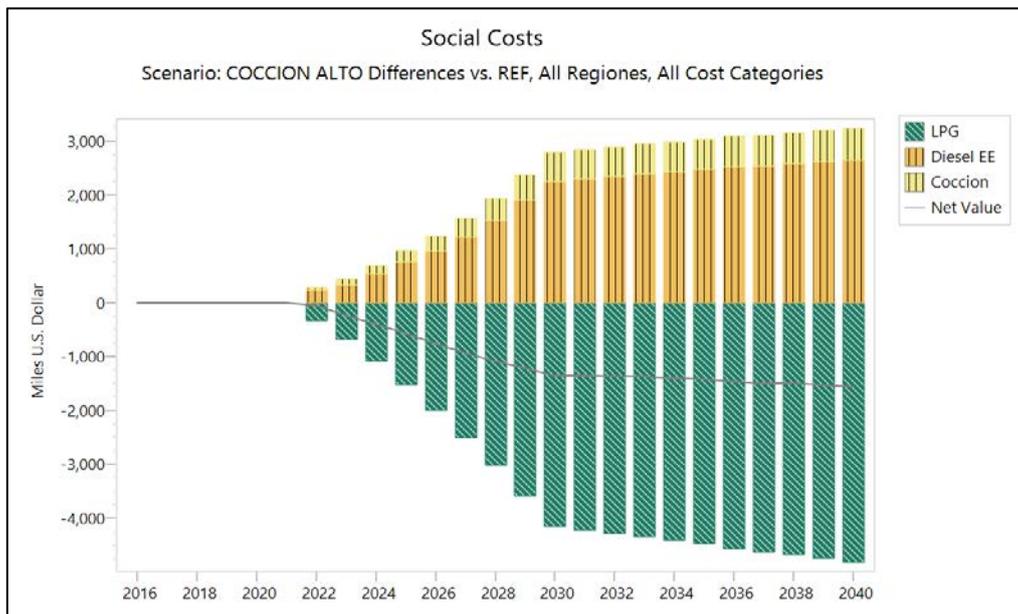


Figura 3.8: Desglose de costos de la implementación de la política alta de recambio de cocinas a inducción.

La comparación de los ahorros globales contra el escenario de referencia para los tres escenarios planteados se presenta en la Figura 3.9. Esta figura agrupa todos los costos que se contabilizan; los de recambio de equipamiento -considerando una cuota anual de capital-, los costos de importación de GLP y los costos de combustibles usados para generación eléctrica.

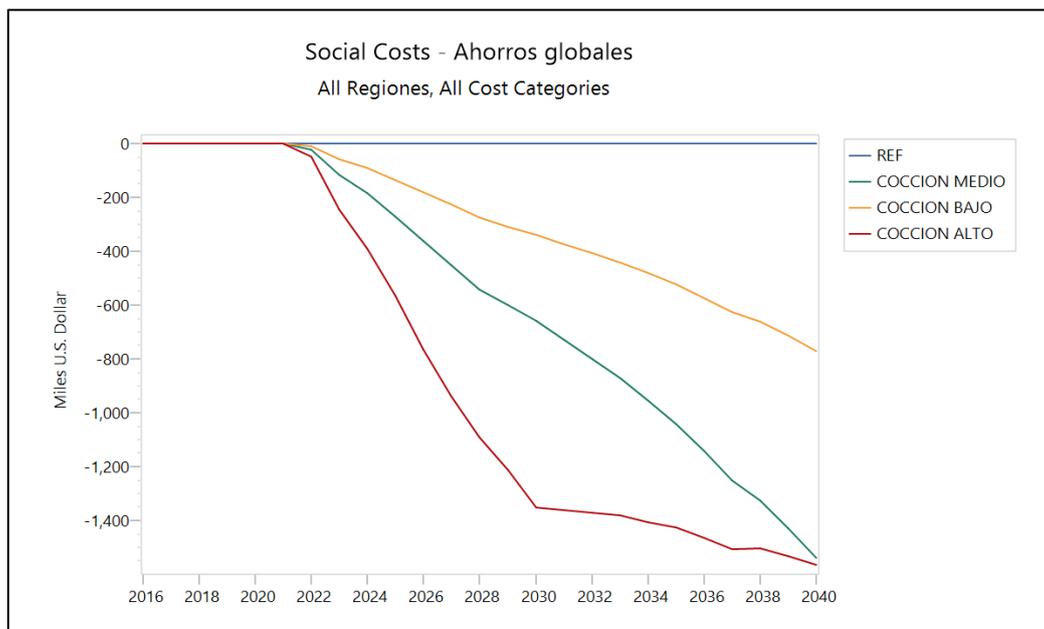


Figura 3.9: Costos actualizados de las políticas de recambio

3.1.2.2. Agua Caliente Sanitaria (ACS). Reemplazo de calefones a GLP por calefones solares

El otro sector que consume GLP es el de agua caliente sanitaria con calefones a GLP y, como se mencionó previamente, este consumo no llega al 2% anual del GLP residencial, como se muestra en la Figura 3.10.

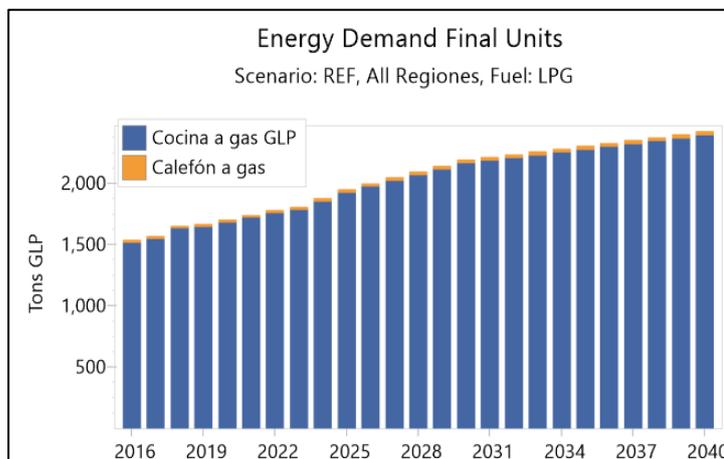


Figura 3.10: Usos de GLP sector Residencial

En cuanto a la demanda final de ACS, esta se muestra en la Figura 3.11. Se observa que la participación de los Calefones a GLP es minoritaria, siendo las duchas eléctricas el equipamiento que mayor energía consume. Por último, el equipamiento presente en menor medida es el calefón que utiliza electricidad.

Si bien es baja la cantidad de hogares que cuentan con ACS dentro de sus equipamientos, es uno de los equipos que crece a un ritmo de 0,5% anual⁸, por lo que su demanda, relativamente va en aumento.

Las políticas establecidas en este caso van a reemplazar el consumo de dichos calefones, pero al mismo tiempo también se busca reducir el consumo energético de las duchas y calefones eléctricos con colectores solares.

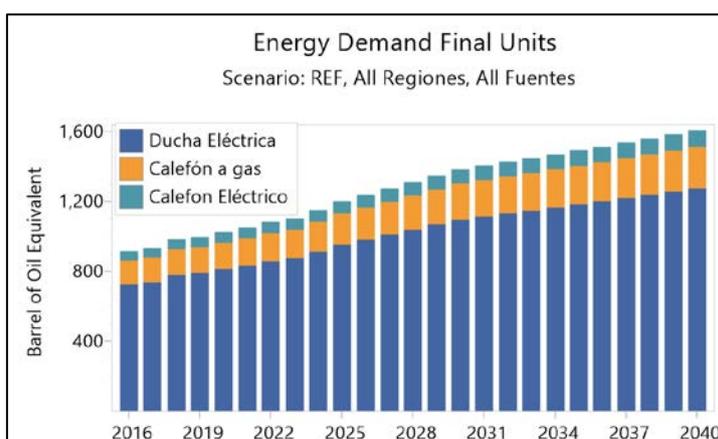


Figura 3.11: Demanda final de Agua Caliente Sanitaria, por tipo de equipamiento. Escenario de Referencia

⁸ Crecimiento establecido de acuerdo al PLANEE.

De acuerdo con la consultoría de TecNALIA, el costo de recambio de un colector solar es de aproximadamente USD 800 por equipo con una vida útil entre 15 y 20 años. Para el cálculo de las anualidades, se realizó el supuesto, así como en cocción eficiente, que el costo del equipamiento debe ser recuperado en 10 años.

Se plantearon tres objetivos de sustitución de la demanda de ACS a GLP y electricidad, reduciendo de esta manera la demanda global de energía. Las políticas apuntan a una penetración de los colectores solares como método principal de calentamiento de agua, con penetración de la tecnología de 25, 50 y 75% de acuerdo con cada uno de los escenarios planteados. Por una cuestión de eficiencia energética y consumos globales, los objetivos plantean un reemplazo de todos los calefones (eléctricos y a GLP) y luego se sustituyen las duchas eléctricas para llegar a los porcentajes mencionados. Esto se resume en la Tabla 3.2.

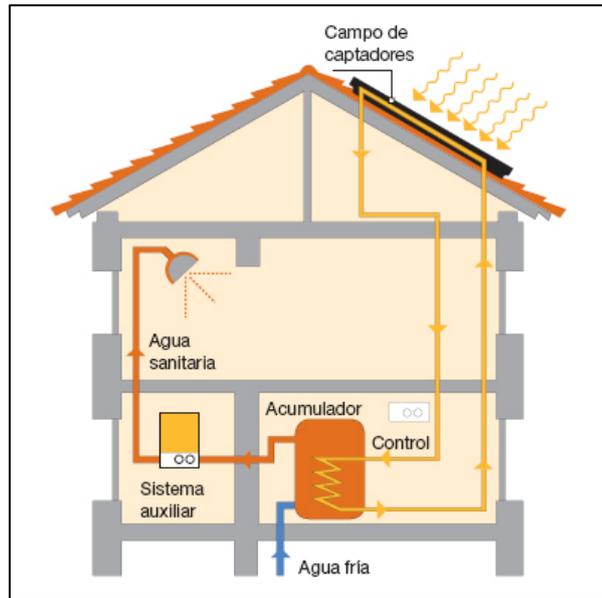


Figura 3.12: Esquema funcionamiento sistema colector solar (TECNALIA, 2018)

Tabla 3.2: Escenarios de agua caliente sanitaria

Medida \ Escenario	Subsector	Esc. BAJO	Esc. MEDIO	Esc. ALTO
Sustitución de calefones a GLP, calefones eléctricos, duchas eléctricas e incorporación de colectores solares	Urbano Casas	Sustitución de todos los calefones a GLP y penetración del 25% de colectores solares al año 2040	Sustitución de todos los calefones a GLP y penetración del 50% de colectores solares al año 2040	Sustitución de todos los calefones a GLP y penetración del 75% de colectores solares al año 2040
	Urbano Departamentos			
	Rural Casas			

La demanda final de ACS es del orden del 4% de la demanda final residencial, por lo que su impacto en el agregado es menor que la cocción de alimentos. Aun así, en todos los escenarios se elimina la demanda de GLP y parte de la demanda eléctrica, alcanzando ahorros de más del 40% en el escenario de alta penetración de los colectores solares, como se muestra en la Figura 3.13.

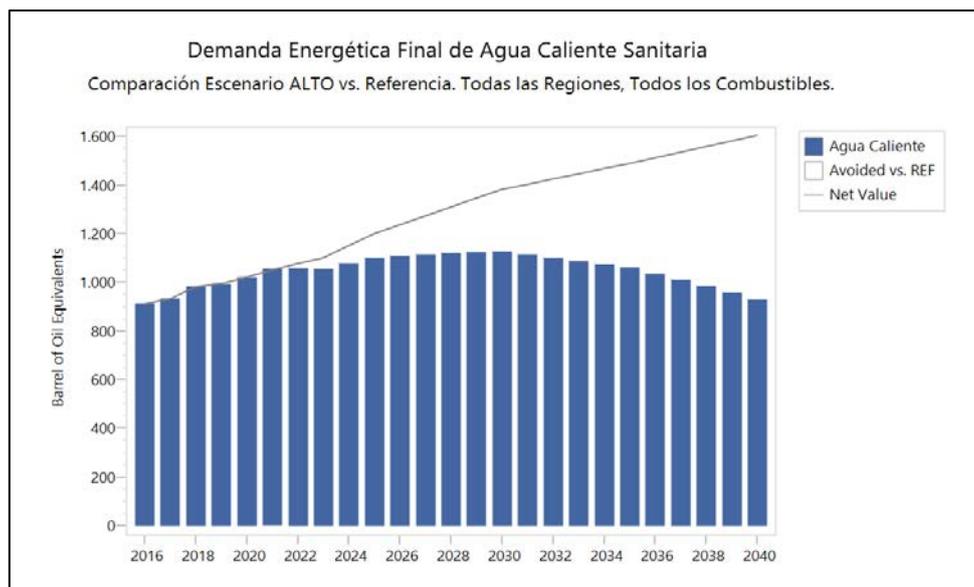


Figura 3.13: Demanda energética final para agua caliente sanitaria

La contabilización de los costos se muestra para dos escenarios, los de baja y alta penetración en la Figura 3.14. El escenario de baja penetración tiene la particularidad que prácticamente todo el equipamiento reemplazado es calefones a GLP, mientras que, en el escenario de alta, la sustitución también alcanza a gran parte del equipamiento de ACS que utiliza electricidad para el calentamiento de agua.

Los costos contemplados son los costos de sustitución de equipamientos y los costos de suministro de energía (tanto GLP, como diésel para la generación eléctrica). En el escenario de baja, se observa que los costos de sustitución de equipamiento (reemplazo de calefones a GLP por colectores solares) son mayores que los ahorros generados por la disminución del consumo de GLP. En cambio, en el escenario de alta, donde, además de la sustitución de los calefones a GLP se sustituyen calefones y duchas eléctricas, el ahorro por menor consumo de diésel para generación eléctrica comienza a ser más significativo que los costos de reemplazo de equipamiento, con un ahorro neto por la implementación de la política.

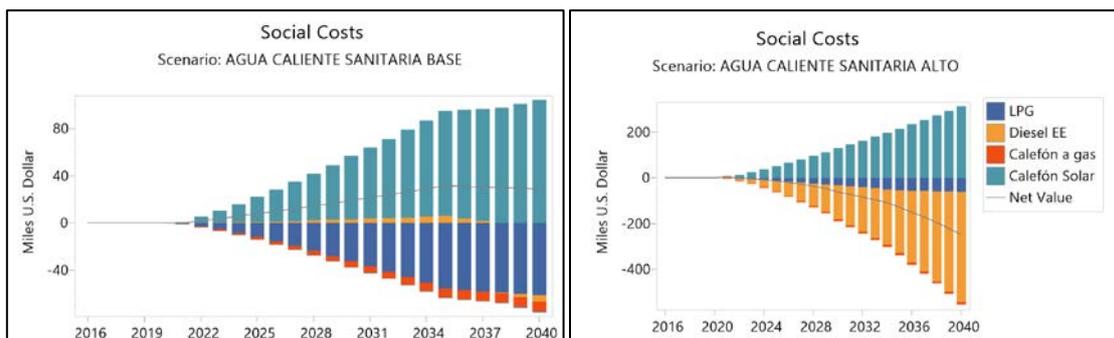


Figura 3.14: Costos de reemplazo de las políticas analizadas.

3.1.2.3. Iluminación, política de reemplazo de lámparas de bajo consumo por lámparas LED

La iluminación es uno de los usos energéticos sobre los cuales mayores esfuerzos de eficiencia energética se realizaron en los últimos años. Con la aparición de las lámparas de bajo consumo y últimamente con las lámparas LED, el sector generó enormes ganancias de eficiencia. La demanda de iluminación residencial se estima en un 8% de la demanda total energética o un 17% de la demanda eléctrica.

La evolución de los precios de lámparas LED, ya equivalentes a los de las lámparas de bajo consumo hicieron que se plantee un solo escenario de reemplazo de lámparas LED. El costo de la medida no se contabiliza, por la mencionada equiparación de costos.

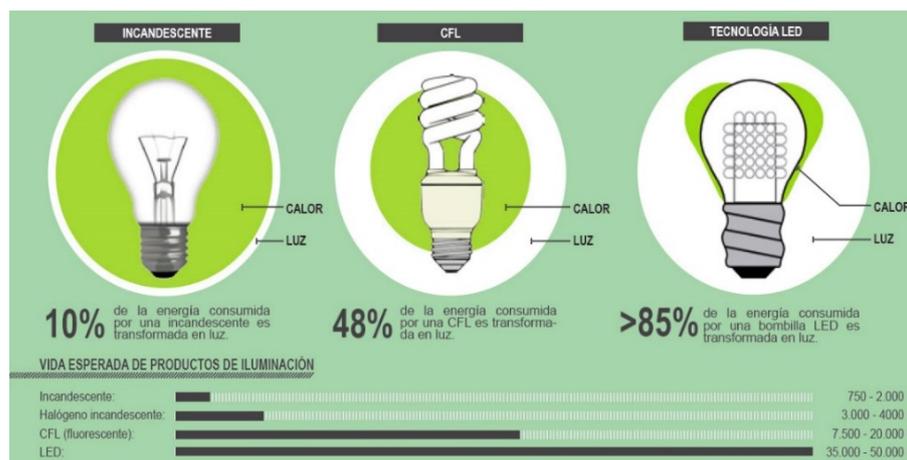


Figura 3.15: Comparativa sistemas de iluminación (TECNALIA, 2018)

La medida deberá ser presentada como una prohibición de comercialización de otras lámparas que no sean LED en las islas (incandescentes, halógenas y de bajo consumo). El reemplazo natural del casi 100% de las lámparas de bajo consumo e incandescentes que quedan en las islas, podría ser realizado a lo largo de 10 años, considerando una vida útil de 8000 horas y un uso promedio del 10% del tiempo anual de los focos mencionados.

Al finalizar la totalidad de los reemplazos, la demanda de iluminación será del 4% de la demanda eléctrica total, reduciendo su participación porcentual en más del 75%, respecto del escenario de referencia.

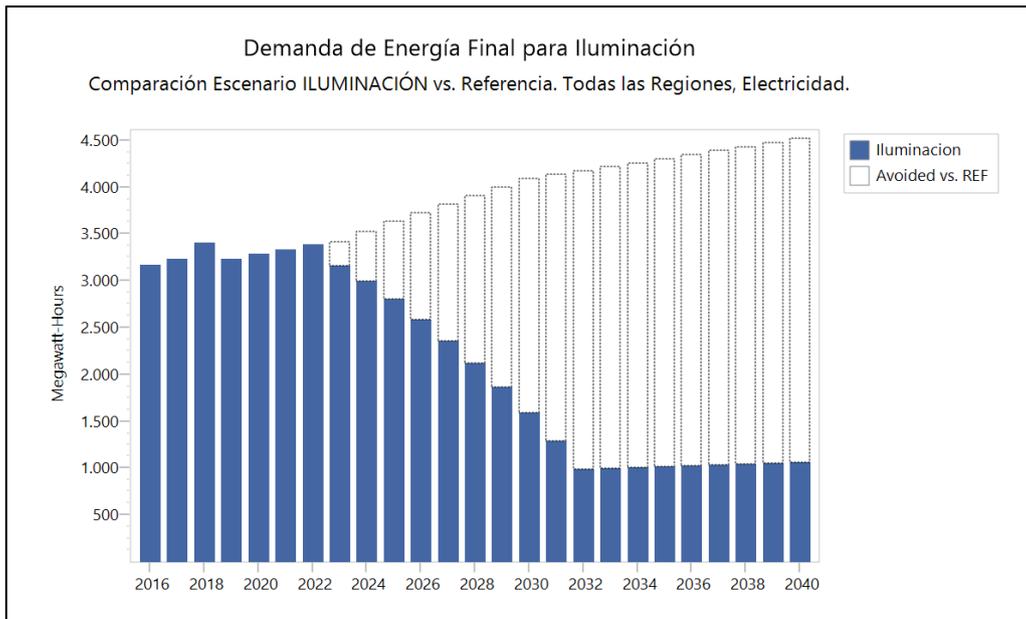


Figura 3.16: Demanda energética final para iluminación residencial

3.1.2.4. Equipamiento eficiente

Los electrodomésticos, especialmente las refrigeradoras, son los elementos domésticos que más energía consumen y que, consecuentemente, representan el máximo potencial de ahorro. Además del uso responsable de los mismos, la clasificación energética determina cuales consumen menos energía. La información proporcionada por la etiqueta energética clasifica los productos desde la A hasta la G, siendo la primera la más eficiente y la segunda la menos eficiente. En comparación, los electrodomésticos con una clasificación G consumen más de un 125% respecto a los electrométricos con la clasificación A. En la actualidad, dentro de las refrigeradoras y electrodomésticos del hogar ya se están comercializando equipos de alta eficiencia energética clasificados con la letra A+, A++ o incluso A+++.



Figura 3.17: Etiquetado Energético (TECNALIA, 2018)

Un equipamiento con categoría A consume el 50% de un equipamiento clase D. Si bien existen numerosas iniciativas para el etiquetado de equipamientos eficientes, en estos escenarios se plantean sólo aquellos equipos que más energía consumen en los hogares. Estos equipos son lavadoras, refrigeradores y aires acondicionados.

En este sentido, la política que se plantea es similar al Proyecto Renova, de sustitución de equipamientos viejos e ineficientes, por otros equipamientos nuevos de mejores características energéticas. Ante la falta de información respecto a las características de los equipamientos existentes en los hogares de las islas, se hace el supuesto simplificador que el equipamiento eficiente tiene un 60% del consumo final de los equipamientos actuales.

Como todos los equipamientos consumen electricidad, la reducción de combustibles fósiles se realiza de manera indirecta a través de la reducción de la demanda eléctrica, en conjunto con los escenarios de eliminación de la generación de origen fósil.

Los costos de equipamientos utilizados fueron los propuestos en el proyecto Tecnalía, considerando el costo de una refrigeradora eficiente aproximadamente USD 770 por unidad, las lavadoras eficientes con un costo de aproximadamente USD 600 por unidad y los aires acondicionados eficientes, considerando un modelo Split de 12000 BTU con un costo aproximado de USD 1920 por unidad.

Los escenarios planteados en este estudio son distintos objetivos de reemplazo de este tipo de equipamiento. El objetivo del Escenario BAJO es un reemplazo del 20% de los equipamientos mencionados, mientras que el Escenario MEDIO es el 40% y el objetivo de recambio de equipamiento eficiente en el Escenario ALTO es de un 80%.

Tabla 3.3: Escenarios de la política de reemplazo de equipamientos

Medida \ Escenario	Subsector	Esc. BAJO	Esc. MEDIO	Esc. ALTO
Sustitución de Refrigeradores, Lavadoras y Aires Acondicionados	Urbano Casas	Reemplazo del 20% del equipamiento al año 2040	Reemplazo del 40% del equipamiento al año 2040	Reemplazo del 80% del equipamiento al año 2040
	Urbano Departamentos			
	Rural Casas			

La disminución de la demanda eléctrica residencial por las políticas aplicadas se observa en la Figura 3.18. La disminución en la demanda eléctrica es proporcional a la cantidad de equipamiento reemplazado. En el caso de mayor recambio de equipamiento, la cantidad de energía eléctrica ahorrada en el sector residencial llega a un 17% en el año 2040.

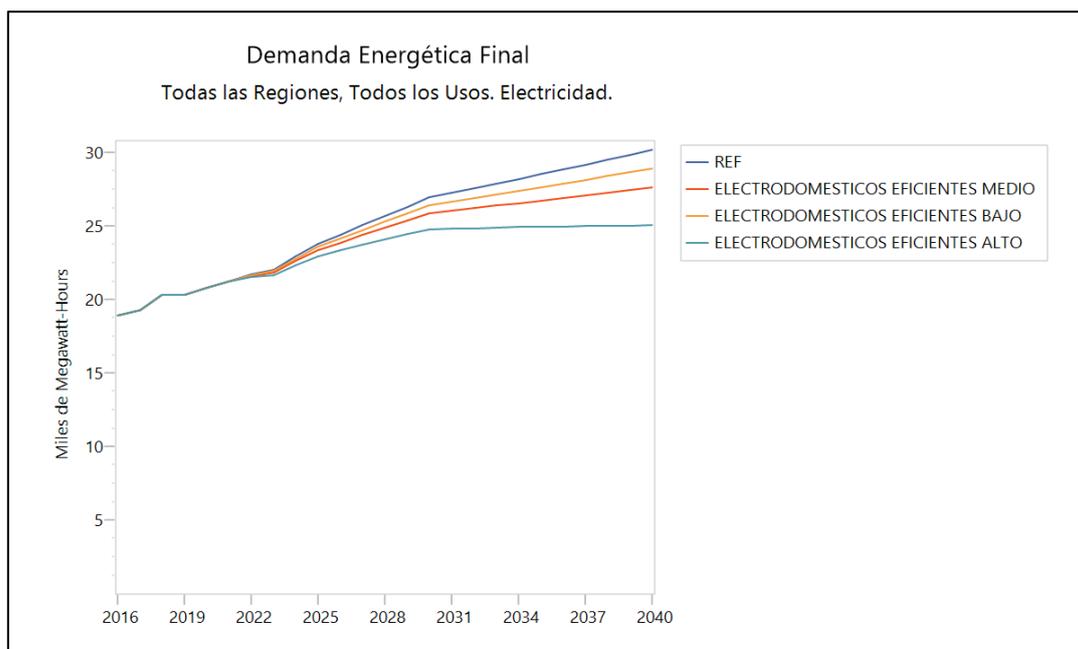


Figura 3.18: Demanda eléctrica residencial para escenarios de sustitución de electrodomésticos eficientes

Si se analiza por el lado de los costos, esta medida no es costo-efectiva. Si se observa la Figura 3.19, se ven las categorías de costos incurridas en el escenario de reemplazo de equipamientos eficientes alto en relación al escenario de referencia. Por el lado de costos se contabilizan las cuotas de capital de los equipamientos reemplazados, los aires acondicionados, refrigeradoras y lavadoras. El monto erogado está en directa relación con el porcentaje de hogares que tienen dicho equipamiento. Por el lado de los ahorros, estos se dan considerando los combustibles usados para la generación eléctrica. Se observa claramente que, para el escenario considerado, los costos de sustitución son mayores a los ahorros por ganancias de eficiencia. Esta situación también se presenta en los escenarios de media y baja.

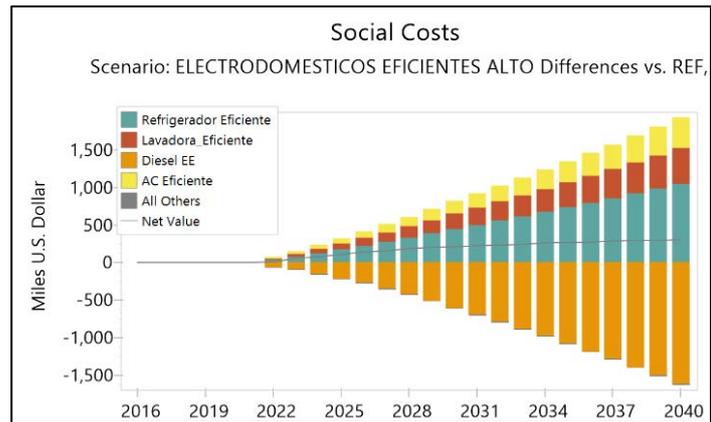


Figura 3.19: Análisis de costo-efectividad de las medidas de reemplazo de equipamientos eficientes.

3.1.2.5. Edificaciones sostenibles

La consultoría de Tecnia sobre edificaciones sostenibles realizó un exhaustivo trabajo en la caracterización de los edificios en las islas, llegando a determinar dos arquetipos para los hogares residenciales, casas y departamentos. Se evaluaron las características de los edificios y se identificaron cuatro grandes focos de ganancias térmicas en los edificios:

- Cubiertas (tejados, techos) con alta transmitancia térmica, con materiales tipo chapa o fibrocemento. Las cubiertas construidas con materiales más adecuados presentan ganancias menores a través de estos elementos. A través de las cubiertas se producen aproximadamente el 46% de las ganancias totales.
- Ventanas, foco muy importante de ganancias, y más cuando la envolvente tiene una relación medio-alta entre superficie cristalina y superficie opaca (\approx del 50% de superficie acristalada). A través de las ventanas se producen aproximadamente el 26% de las ganancias totales.
- Fachadas y muros con muy poca resistencia térmica, y una elevada inercia térmica, que provoca que tanto de día como de noche se produzcan ganancias a través de ellas. A través de las fachadas se producen aproximadamente el 16% de las ganancias totales.
- Cargas internas (tipo: iluminación, electrodomésticos, ocupación), sobre todo en hoteles y centros educativos. Representan el 14% restante de las ganancias totales.

De acuerdo a las características socioeconómicas de los hogares, o bien ven reducido su confort por las ganancias térmicas o lo mejoran a través del consumo de energía en acondicionamiento de ambientes. A partir de estas características, la consultoría de Tecnia evaluó las estrategias de sostenibilidad para dar respuesta a los retos energéticos, sociales, medioambientales y económicos a los que se enfrenta la edificación en Galápagos.

Estos retos, de acuerdo a la consultoría, se centran en los siguientes aspectos: i) reducción del consumo de la energía no renovable; ii) mejora del confort y aceptación ciudadana; iii) reducción del impacto ambiental de los edificios; y iv) reducción del impacto económico de las soluciones.

Para esto se definen diversas estrategias de intervención específicas para cada tipo de edificación, considerando cuatro aspectos principales: i) las características propias de la edificación de las islas; ii) los condicionantes climatológicos, paisajísticos, medioambientales y geográficos (incluyendo la dificultad añadida que la insularidad y las políticas de protección medioambiental suponen para la obtención de materiales y equipos); iii) las conclusiones de los talleres de socialización celebrados a lo largo del desarrollo del presente proyecto y iv) las características constructivas y formales de cada tipología edificatoria, y la situación energética de las mismas.

Finalmente, la consultoría define catorce tipos distintos de intervenciones, soluciones y estándares. Estas propuestas se detallan en la Tabla 3.4. En dicha tabla se muestra el porcentaje de reducción de demanda (relacionada al consumo de acondicionamiento de ambientes), la mejora del confort, la posibilidad de reducción de emisiones debido al consumo energético (tomando en consideración una matriz de generación tendencial), los posibles impactos visuales de las medidas y una estimación de los importes incurridos para incorporar la medida en un hogar.

Tabla 3.4: Medidas de reducción de demanda y mejora de confort

	Reducción de demanda	Reducción de consumo total	Mejora Confort	Reducción CO ² kg/m2año	Impacto Visual	Importe
Acabado en colores claros con alto índice de reflectancia solar	41%	19%	47%	5,6	1	28 USD/m ²
Aislamiento térmico	28%	28%	19%	2,18	1	26 USD/m ²
Cubierta vegetal	5%	4%	3%	0,7	2	68 USD/m ²
Fachada vegetal	24%	11%	22%	3,2	2	110 USD/m ²
Reducir superficie ventanas en fachadas este y oeste	17%	2%	18%	0,55	-1	0 USD/m ²
Aplicación de láminas de control solar	24%	8%	25%	1,9	0	22,5 USD/m ²
Ventanas de alto rendimiento	24%	8%	25%	2,2	1	259,5 USD/m ²
Generación de sombra mediante vegetación	12%	6%	13%	1,64	2	58 USD/U
Voladizos ligeros	12%	6%	13%	1,64	1	166,5 USD/U
Porches y terraza cubierta	2%	1%	3%	0,27	2	3000 USD/U
Ventilación cruzada	10%	5%	13%	1,64	0	
Grandes superficies de ventanas, vidrio simple y mosquiteras	10%	5%	13%	1,64	0	
Particiones interiores operables	10%	5%	13%	1,64	0	45 USD/m ²
Bajo cubierta ventilado	73%	35%	88%	9,96	1	67 USD/m ²

La consultoría Tecnalía evaluó, en base a las características constructivas y formales de cada tipología edilicia, la situación energética de las mismas, así como aspectos de usos, paquetes de medidas o estándares de intervención para cada tipología edilicia definida. Estos tres paquetes son diferenciados en tres niveles de intervención denominadas básica, media y superior:

- **Intervención Básica:** Se trata de intervenciones de menor envergadura, tanto en cuanto a la obra como respecto a la inversión económica, lo cual a su vez supone una ambición energética y de confort básicas, pero a su vez significativas para los ocupantes y usuarios de los edificios.
- **Intervención Media:** Estas estrategias incluyen las acciones incluidas en la Intervención Básica y a su vez se añaden intervenciones de mayor envergadura de obra y, por lo tanto, mayor inversión económica. Esto supone una ambición de mejora energética y de confort mayor que la Intervención Básica.
- **Intervención Superior:** En este caso, además de incluirse las acciones recogidas en los niveles de intervención anteriores, se añaden acciones de mayor implicación de obra y económicas, como por ejemplo el uso de fuentes de energía renovables y cubiertas vegetales. Esto, como es lógico, resulta en un mayor ahorro energético.

Tabla 3.5: Tipos de intervenciones en edificaciones sostenibles

	Intervención Básica	Intervención Media	Intervención Superior
Acabado en colores claros con alto índice de reflectancia solar	♦	♦	♦
Aislamiento térmico		♦	♦
Cubierta vegetal			♦
Fachada vegetal			♦
Reducir superficie ventanas en fachadas este y oeste	♦	♦	♦
Aplicación de láminas de control solar		♦	
Ventanas de alto rendimiento			♦
Generación de sombra mediante vegetación	♦	♦	♦
Voladizos ligeros	♦	♦	♦
Porches y terraza cubierta			♦
Ventilación cruzada	♦	♦	♦
Grandes superficies de ventanas, vidrio simple y mosquiteras	♦	♦	♦
Particiones interiores operables			♦
Bajo cubierta ventilado		♦	♦

Como se analizaron por separado, no se consideran las medidas de reemplazo de equipamiento, sino que solamente se consideran las medidas relacionadas con las intervenciones constructivas en los hogares.

El cálculo presentado está en relación con las unidades de intervención (un voladizo ligero, por ejemplo) o los metros cuadrados construidos de las viviendas. En este ejercicio se tomó como superficie construida media de referencia 70 m² para las casas y 50 m² para los departamentos. Con esto se pudo calcular el costo medio de las intervenciones básicas, medias y altas tanto para casas como para departamentos, que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3.6: Costo de intervención por tipo de vivienda en USD

	Básico	Medio	Superior
Casas	2.185	10.270	45.470
Departamentos	1.625	7.400	33.400

Como se observa, las intervenciones superiores tienen un costo muy superior a las restantes. Como son medidas constructivas enfocadas en mejorar el confort de los hogares, estas medidas afectan exclusivamente a la demanda de acondicionamiento de ambientes. Los escenarios que se plantearon son los siguientes:

Tabla 3.7: Escenarios de la política de mejoras en las edificaciones

Medida \ Escenario	Sub-sector	Esc. BAJO	Esc. MEDIO	Esc. ALTO
Edificaciones sostenibles	Urbano Casas	10% de hogares con intervenciones básicas	30% de hogares con intervenciones medias	60% de hogares con intervenciones superiores
	Urbano Departamentos			
	Rural Casas			

Siendo el impacto únicamente notado en términos energéticos por los aires acondicionados, este tipo de medidas pueden ser inconvenientes para evaluar desde el punto de vista energético. La mejora de confort de los hogares no está monitorizada y muchas de las medidas resultan en beneficios referidos a otros aspectos de las viviendas.

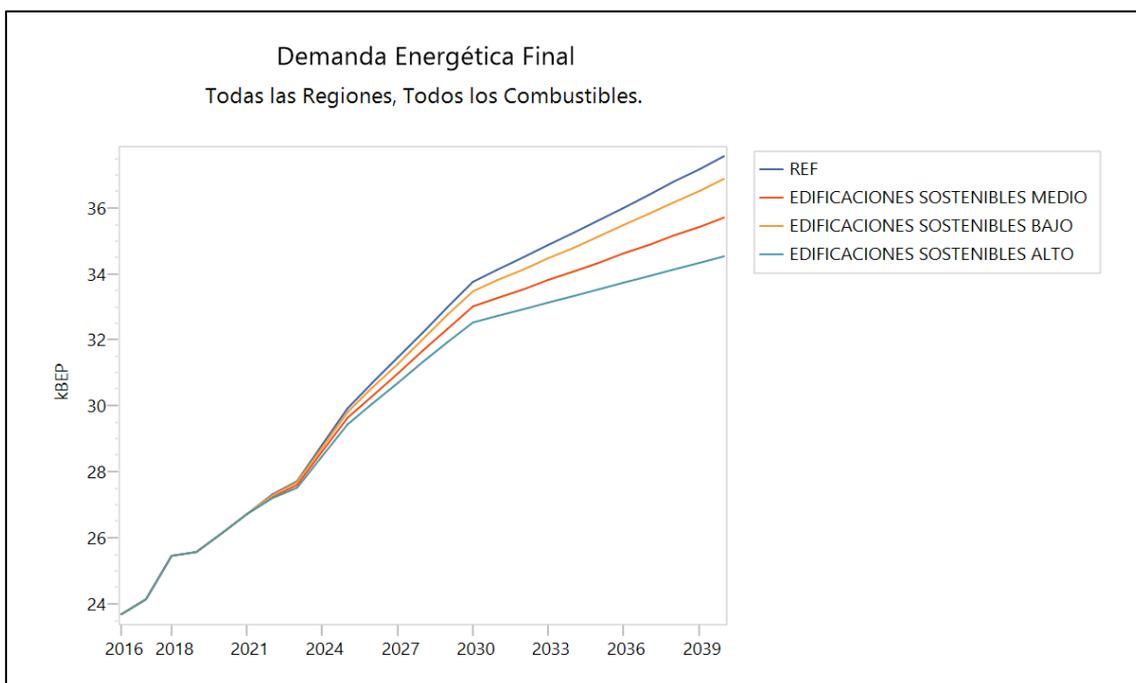


Figura 3.20: Demanda eléctrica residencial para diferentes escenarios de mejoras en las edificaciones

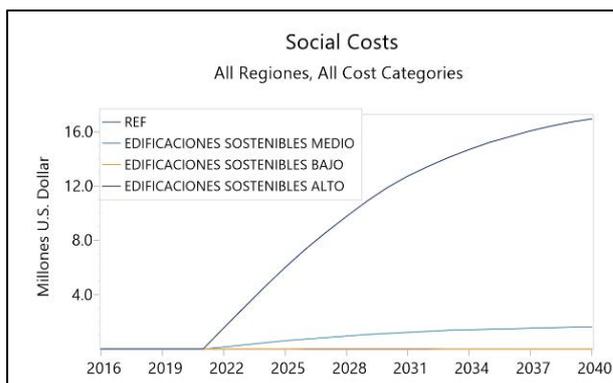


Figura 3.21: Diferencial de costos

La propuesta de edificaciones sostenibles, solamente analizada desde un punto de vista energético, representa mayores costos que no pueden ser compensados solamente por los ahorros energéticos. En términos globales esto ocurre por dos motivos: 1) El consumo de energía para mejorar el confort no está ampliamente difundido en las islas Galápagos (menos del 20% de hogares tiene aires acondicionado y los costos mencionados

3.1.3. Análisis costo-beneficio de las medidas en el sector residencial.

En las siguientes figuras, se observa un análisis de costo-beneficio de los escenarios elaborados para el sector residencial. En estas figuras se presentan todos los costos asociados a los escenarios de políticas bajo, medio y alto del sector residencial. Para todas las medidas se contabilizan los costos de consumo de energía, los costos de transformación, los costos del recambio de equipamiento y los ahorros producidos por la sustitución o el ahorro energético.

Para individualizar los escenarios y evaluar solamente las políticas del sector residencial se realizó la comparación de costos con el escenario de referencia optimizado. Como las medidas analizadas pertenecen a dos grandes grupos (sustituciones tecnológicas y medidas de infraestructura) es posible analizarlas por separado, ya que en el modelo contabilizan en diferentes ramas.

En la Figura 3.22 se observan dos tipos de costos descontados, figura inferior solamente abarca los costos de medidas de sustitución tecnológica en el sector residencial además de las medidas de transformación y de importación de combustibles. El mayor ahorro en las políticas está dado en la sustitución de GLP para cocción de alimentos, mientras que los costos están divididos de acuerdo con las medidas implementadas de

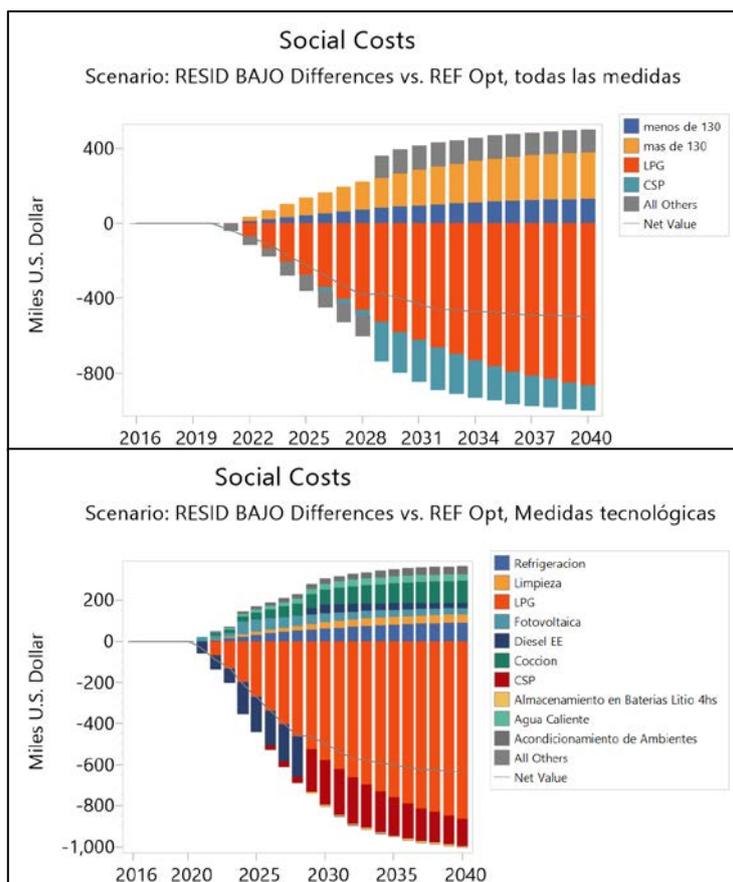


Figura 3.22: Análisis costo-beneficio del sector residencial, escenario de políticas bajo

sustitución (Cocción de alimentos, iluminación, ACS y equipamiento eficiente). En la figura superior, se observa, bajo la denominación de “más de 130” y “menos de 130” los costos de la implementación baja de medidas de edificaciones sostenibles en el sector residencial. Aunque no llegan a desplazar completamente a los ahorros, se observa como los ahorros netos se reducen respecto a los ahorros debido solamente a la sustitución de equipamiento.

En la contabilización de costos del escenario de políticas medio, comparado con el escenario de referencia optimizado ocurre algo previsible de acuerdo con los costos de las medidas de edificaciones sostenibles. Mientras en el agregado, las medidas tienen un costo mayor a los ahorros, si nos centramos solamente en las medidas de sustitución de equipamiento, los ahorros superan ampliamente a los costos erogados.

Lo mismo sucede con el escenario de políticas alto, con lo cual se puede inferir que, la aplicación masiva de una política de modificaciones de hogares no resulta conveniente, o por lo menos no mirarla únicamente desde el punto de vista energético. Para su implementación se deberá trabajar con estándares constructivos y normas que regulen la construcción de nuevas viviendas. Las intervenciones a las viviendas ya construidas deben mantenerse en lo que la consultoría de Tecnalia llamó “intervenciones bajas”.

Los ahorros en el escenario BAJO para el sistema energético globales son de 7,1 MUSD (ahorros de 8,9 MUSD solamente considerando el equipamiento), mientras que en los escenarios MEDIO se tiene un costo extra de 9,3 MUSD (pero ahorros de 15,3 MUSD si se contempla solamente la sustitución de equipamientos) y en el ALTO, el costo extra en relación con el escenario de referencia es de 201 MUSD (con ahorros de 21,1 MUSD para las medidas de sustitución de equipamiento).

Esto se explica principalmente por el costo de las medidas de edificaciones sostenibles, que se enfocan en el ahorro de un sector (el de acondicionamiento de ambientes) que, si bien crece, es un 10% de la demanda final residencial.

La conclusión general es que todas las medidas de artefactos son altamente convenientes.

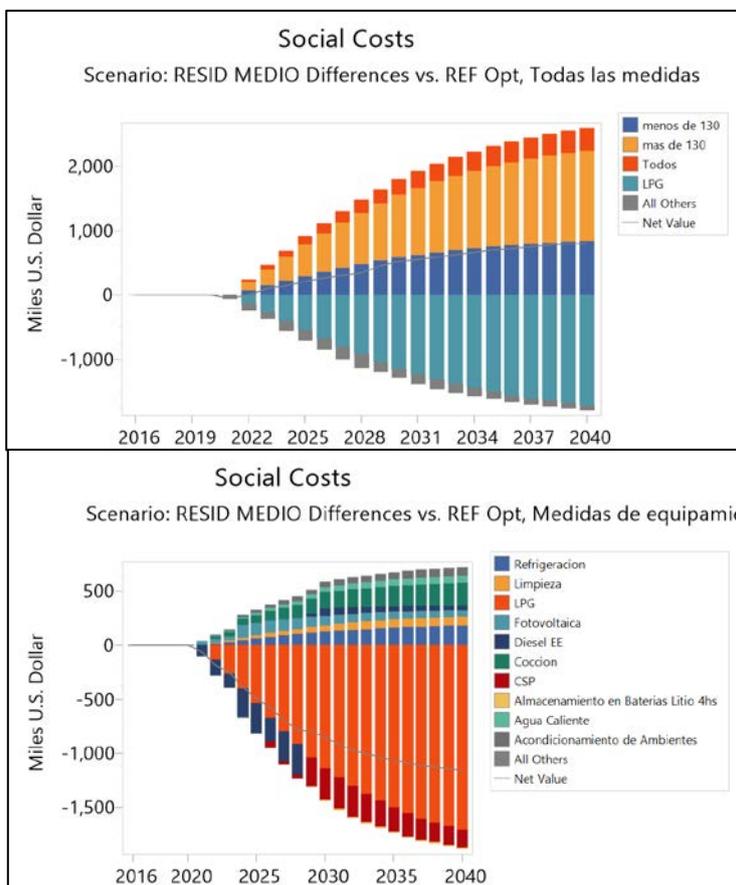


Figura 3.23: Análisis costo-beneficio del sector residencial, escenario de políticas medio

3.2. SECTOR COMERCIAL Y PÚBLICO

El consumo del sector Comercial y Público está fuertemente influenciado por la actividad turística, destacando en primer lugar el consumo energético realizado en Hoteles y Posadas como principal consumo identificable de forma individualizada según la información procesada. En segundo lugar, se encuentra el consumo en otras instalaciones directamente relacionadas al turismo de actividades más generales (locales comerciales, actividades gastronómicas, etc.). No obstante, una porción importante del consumo del sector comercial y público corresponde a actividades no directamente relacionadas a éste y altamente heterogéneas. Entre ellas, se encuentran las actividades comerciales de bienes diversos, actividad oficial y pública, salud, educación y seguridad, entre otras.

Tal como fue explicado en el documento de metodología de análisis del año base, el consumo del sector comercial y público se proyectó con relación a la población total de cada isla, la que incluye a los residentes estables y la población “flotante” causada por el influjo turístico durante su estadía. Para las actividades directamente turísticas el *driver* de proyección fue el número de turistas esperados. Como puede observarse en la Figura 3.30, la demanda final total de energía para el escenario de Referencia alcanza prácticamente los 35 kBEP hacia 2040, correspondiendo dicho crecimiento una tasa implícita de del 2.1 % anual acumulado (a.a.) tomando 2018 como año base.

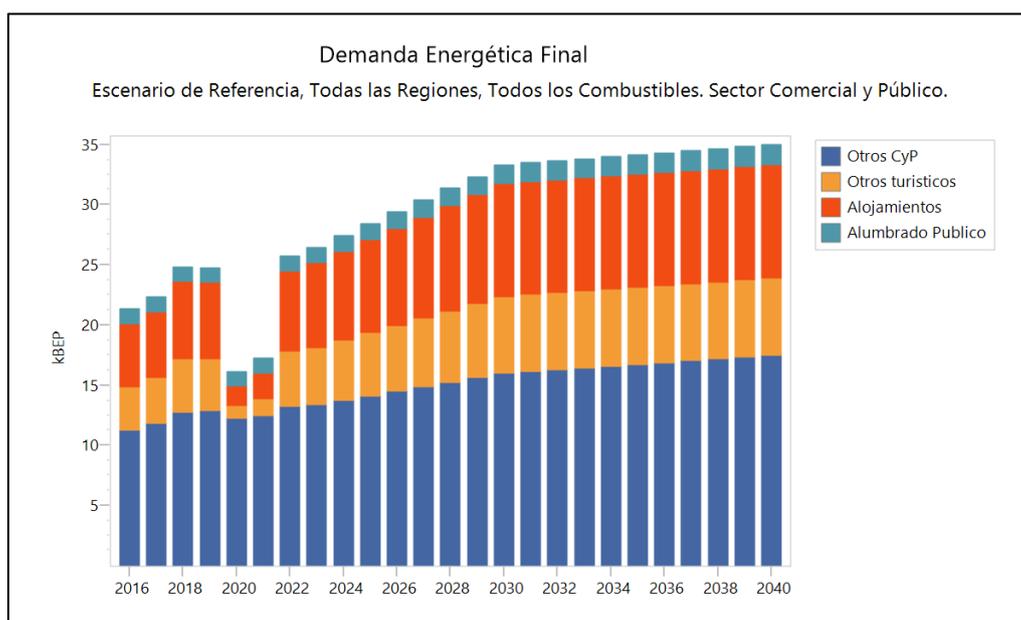


Figura 3.24: Proyección Esc. REF demanda total Comercial y Público por subsector

Puede apreciarse también, a partir del análisis de la Figura 3.24 que los sectores directamente relacionados al turismo aumentan gradualmente su participación relativa en la demanda de energía consolidándose en alrededor del 50% de la misma.

En lo que respecta a las fuentes energéticas, la electricidad es el combustible más consumido al interior del sector comercial y público, representando más del 85% del consumo, como se presenta en la Figura 3.25.

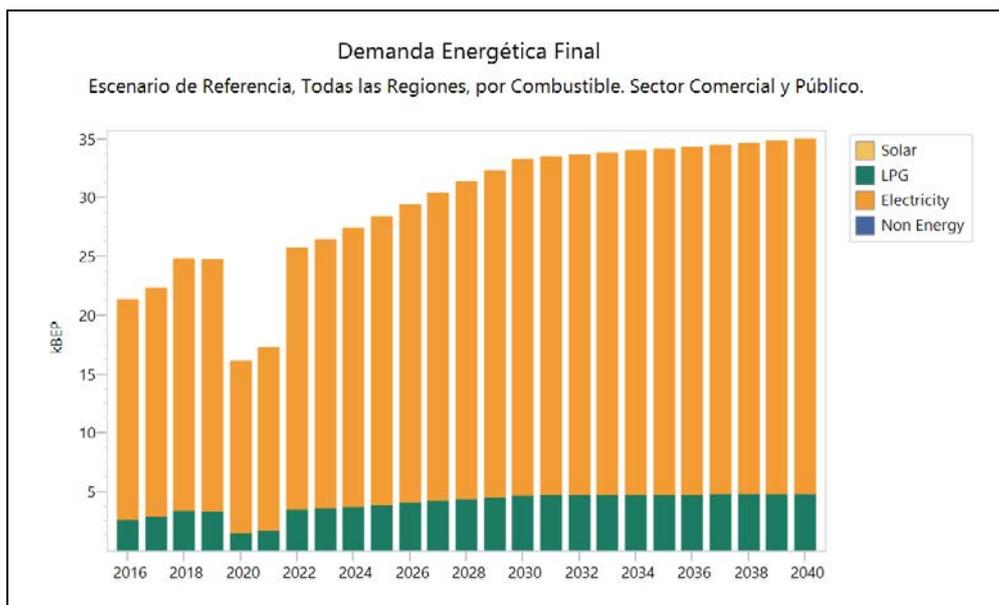


Figura 3.25: Proyección Escenario de REF demanda total Comercial y Público por energético

Si bien pareciera que las proporciones se mantienen constantes, la proyección tendencial muestra un leve crecimiento de la participación de la electricidad, hecho reflejado en la tasa implícita de 2.2 % a.a. frente al 1.9% a.a. que muestra el GLP. Esta dinámica de equilibrio es producto de la permanencia del GLP para suplir los usos calóricos de cocción y parte del calentamiento de agua presentes en el año base a lo largo del escenario de Referencia. En este sentido, las políticas perseguidas en los escenarios de política modelados apuntan a su sustitución.

En lo que respecta a la evolución regional de la demanda por isla, la proyección es constante dado que no se establecieron hipótesis de modificación del patrón vinculado con la estadía promedio por isla o patrón de visita típico del turista arribado. De este modo, las proyecciones por isla mantienen las proporciones del año base, mostrándose un crecimiento parejo por isla como el presentado en la Figura 3.26. Cabe destacar, sin embargo, que el modelo construido quedó estructurado para poder obtener resultados diferenciales a partir de hipótesis de modificación de la estadía total y su proporción por isla, pudiéndose calcular fácilmente las demandas que dichas modificaciones producirían.

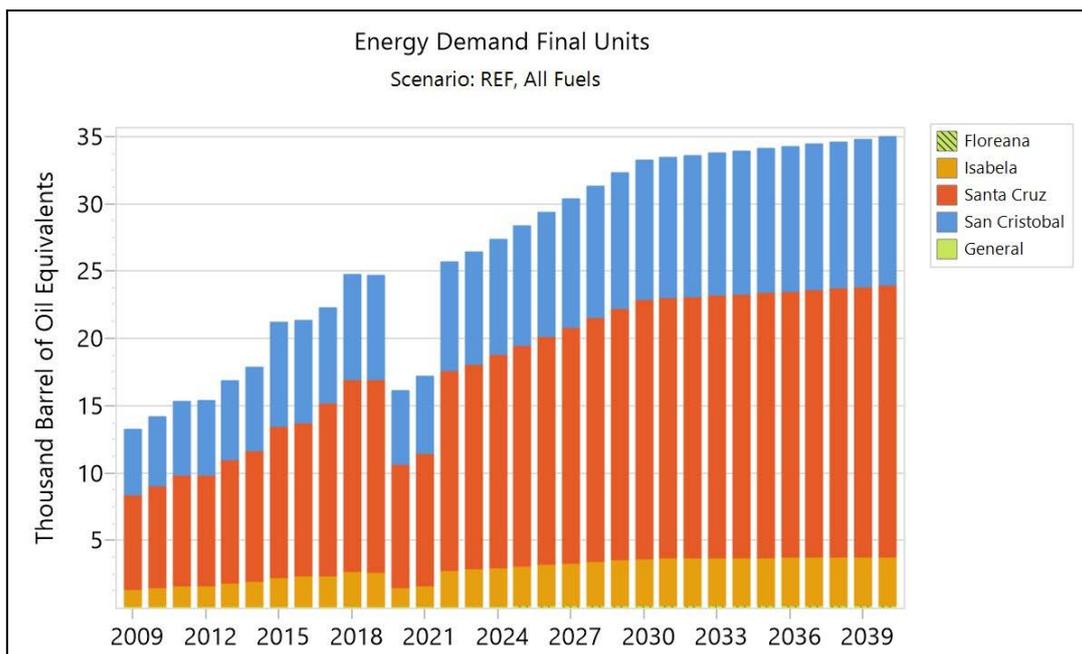


Figura 3.26: Proyección Escenario de REF demanda total Comercial y Público por isla.

En lo relativo a la contribución en las emisiones de gases de efecto invernadero del sector Comercial y Público, como todo sector de demanda final, están compuestas por las emisiones directas vinculadas al uso de combustibles fósiles, GLP en este caso, y a las indirectas por el uso de electricidad y su factor de emisión. La Figura 3.27 muestra la evolución proyectada para las mismas.

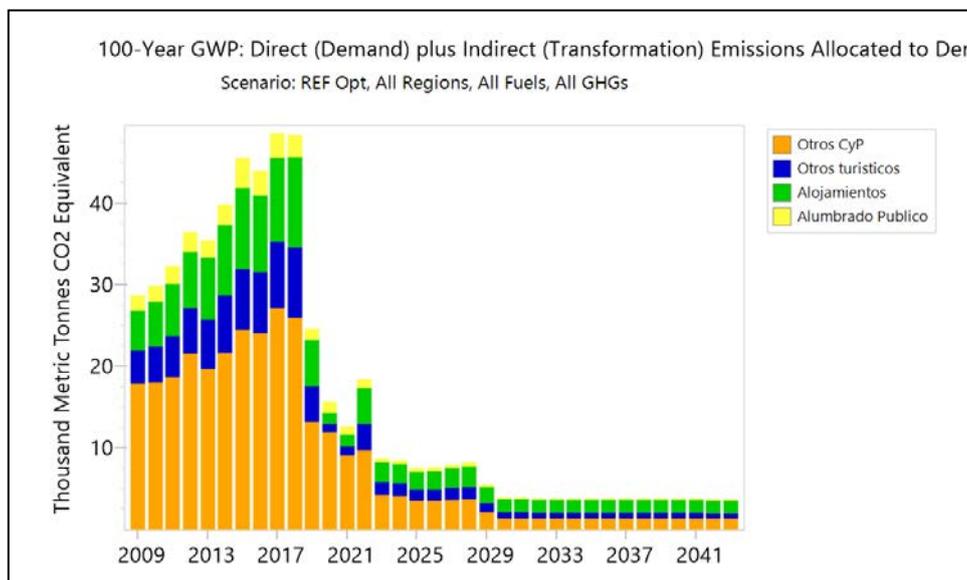


Figura 3.27: Proyección Escenario de REF emisiones directas e indirectas del sector CyP

Puede notarse en la Figura 3.27 que las emisiones disminuyen fuertemente, incluso en el escenario de Referencia, por la fuerte descarbonización implícita en la generación eléctrica, subsistema que se analizará en detalle más adelante. Sin embargo, el sector Comercial y Público presenta un valor remanente de emisiones producto del consumo tendencial proyectado en usos cautivos del GLP.

Los tres escenarios de políticas de descarbonización y cero combustibles fósiles definidos en el estudio para el archipiélago permean en el sector Comercial y Público en la forma de dos iniciativas principales. Por un lado, a partir de la sustitución tecnológica de equipamientos con el objetivo de reemplazar el GLP en los usos térmicos (calentamiento de agua y cocción) por energía eléctrica y energía solar; y por otro, acompañando a la sustitución, la promoción de acciones de eficiencia energética sobre el requerimiento de energía para acondicionamiento de ambientes (principal uso energético del sector) en la forma de medidas arquitectónicas/infraestructurales definidas en la reciente consultoría sobre edificaciones sostenibles para el archipiélago (TECNALIA, 2018).

Se describirán a continuación las medidas analizadas, las hipótesis usadas y su forma de representación en el modelo energético realizado. Así mismo, en la sección siguiente se presentará el resultado de la combinación de las acciones en los tres escenarios de políticas de cero fósiles denominados Bajo, Medio y Alto según su ambición.

3.2.1. Medidas analizadas en el sector comercial y público

Tal como fuera adelantado, el conjunto de acciones propuesto se dividió en iniciativas de sustitución tecnológica y obras de modificación de infraestructura tendientes a mejorar la envolvente térmica.

3.2.1.1. Medidas de sustitución tecnológica

Las medidas de sustitución tecnológicas analizadas fueron dos:

- la sustitución de calderas (en Hoteles) y equipamientos de calentamiento de agua eléctricos de baja eficiencia (principalmente en Posadas y Hospedajes sencillos), en ambos casos por calentadores / colectores solares de agua caliente con almacenamiento
- la penetración de cocinas de inducción y hornos eléctricos para la sustitución del GLP en la cocción, tanto en Alojamientos, Actividades Turísticas y resto de Comercial y Público.

Dado que el análisis de los consumos y la calibración de las demandas según el balance energético efectuado para para el año base se realizó en términos de energía útil, la sustitución de los equipamientos fue modelada en términos de nivel de actividad, ya que al ser modelado el requerimiento de energía por unidad de variable explicativa del consumo (en el caso de los alojamientos el pasajero alojado) la sustitución planteada en término de proporciones es directamente asimilable al grado de penetración de la tecnología en los establecimientos.

3.2.1.1.1. Equipos para Agua Caliente Sanitaria (ACS)

En lo que respecta a los equipos existentes a ser sustituidos (calderas o pequeños calentadores de paso directo), la eficiencia considerada en el uso del GLP fue adoptada en 65% para el caso de hoteles (bajo el supuesto de equipos de mayor capacidad y mejor estado), mientras que en Posadas y Hospedajes fue asumido un 50%. En el caso de los equipos eléctricos, para la

electricidad consumida en ambos tipos de establecimientos, imputada al consumo para agua caliente, se asumió una eficiencia de 100%, suponiendo que la misma representa el consumo en duchas eléctricas. Si bien es posible considerar que podría haber algún grado de subestimación de la misma de existir equipos tipo bombas de calor, en ninguna de las estadísticas analizadas del PUFÉ surgió la presencia de dicho equipamiento para ACS.

El equipamiento propuesto para introducirse fuertemente fue un colector solar. Se utilizó una metodología de homogeneización tecnológica, para realizar una estimación en términos de valor unitario por plaza de alojamiento. Esto es, se definió un equipamiento calculado para abastecer una instalación de 40 plazas suponiendo un requerimiento 100% abastecido por energía solar. El cálculo luego se computa en términos unitarios por pasajero alojado y se afecta por el factor de ocupación, ya que un alojamiento preparado para recibir una capacidad nominal turística se asume equipa el establecimiento para la situación de ocupación plena. El corolario de este análisis es que la figura de costo beneficio sistémico de las medidas de sustitución de equipamiento mejorará según se logre mejorar el factor de ocupación turístico.

Las estimaciones energéticas realizadas concluyeron que un alojamiento característico de 40 plazas requeriría una inversión de aproximadamente USD 7500 para el aprovisionamiento de agua caliente. Esta inversión se convierte a una anualidad durante la vida útil del equipo, asumiendo que el equipo es financiado a la tasa de descuento sistémica, establecida para el estudio en 5% (parámetro compartido en todos los análisis de costo del presente estudio). Esta inversión implica un costo incremental diario por pasajero alojado de aproximadamente 0,1 USD/Pax-día. Las otras tecnologías en competencia con este sistema también implican un costo de uso (principalmente pensando en la ampliación necesaria del servicio a medida que crece la capacidad de alojamiento), y los valores obtenidos son levemente inferiores, apenas un 10 o 15% más bajos dependiendo del factor de ocupación considerado. Esto muestra la virtual equivalencia en la situación actual de costos tecnológicos para la prestación del servicio energético considerado. Al considerar el costo de combustible esta situación se vuelve claramente ventajosa, como veremos en el análisis de los resultados.

Con los parámetros obtenidos es posible ser ambicioso en la penetración propuesta para los escenarios analizados, lo que se verá en el apartado siguiente.

Por último, es relevante destacar que podría ser interesante realizar una estimación del costo incremental de equipamiento asumiendo costo cero para los equipos alternativos al solar, suponiendo que las tecnologías existentes de calentamiento de agua implican costos hundidos y su sustitución sólo sería a expensas de un costo incremental (sería el caso en que los equipos existentes superaran en cantidad ampliamente a los que serán necesarios incorporar, por crecimiento del requerimiento o simplemente por recambio por vida útil). Esta estimación implicaría una cota de costo incremental máximo.

3.2.1.1.2. Equipamientos para cocción

Los equipos de cocción se asumen estándar a GLP, con una eficiencia del 50% independientemente del tamaño del establecimiento. La hipótesis asumida para el cierre del año base fue que el 100% de los requerimientos de cocción en hoteles, posadas y otros establecimientos turísticos es realizado con cocinas tradicionales a GLP. A esta situación se la contrapone en los escenarios de política a una posible sustitución por equipos híbridos de cocina

a inducción y horno eléctrico que puedan reemplazar en prestaciones a las cocinas actuales. Se asume para dichos equipos sustitutos una eficiencia de 100% (con lo que bajará la cantidad de energía neta utilizada, pero se mantendrá la energía útil estimada reflejando el requerimiento real de cocción).

En términos de la estimación del costo de transición, los equipamientos de cocción actuales consisten en cocinas tradicionales, posiblemente muchas de ellas semi-industriales de tamaño medio/grande funcionando a GLP. La decisión de modelado adoptada para este reemplazo es que siendo la cocina un equipamiento de poca renovación y poco escalable en término da factor de ocupación o crecimiento de las plazas ofertadas, se supone a todos los equipos existentes con costo hundido. Es decir, todos los reemplazos planteados serán a costo completo de sustitución. La hipótesis de costo asociado fue analizada en términos unitarios, suponiendo un alojamiento medio de 40 plazas. Para el mismo se estima un equipamiento compuesto por dos cocinas con hornillas de inducción y horno eléctrico de unos 500 USD por unidad, asumiendo una vida útil para las mismas de 20 años. Esta situación en términos de costo unitario por Pax-día implica un valor de aproximadamente 0,03 USD por Pax-día en términos de sustitución.

3.2.1.2. Medidas de mejora de infraestructura

El otro paquete de acciones introducidas en el modelado está compuesto por un subconjunto de las recomendaciones efectuadas por la consultoría de TECNALIA mencionada previamente, utilizando los valores de costo de aplicación y potencial de reducción de consumos energéticos por ellos determinados.

Del listado de medidas analizadas se seleccionaron tres, vinculadas a su combinación conjunta de impacto en términos de ahorro, costo-efectividad en términos del indicador de valor de intervención por m² construido y complejidad/facilidad de implementación.

Las acciones seleccionadas y modelizadas sólo para el subsector de alojamiento fueron

- Láminas reflectivas para ventanas
- Intervención sobre el acabado de superficies exteriores
- Aislamiento térmico

De cada una de estas medidas, según el estudio citado, se cuenta con ahorro energético potencial y con una estimación de costo unitario de aplicación, según los valores presentados en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8: Parámetros de las medidas de infraestructura consideradas para alojamientos

Medida	Ahorro [%]	Costo [USD/m ²]
Láminas para ventanas	29%	22.5
Acabado de superficies exteriores	14%	28
Aislamiento térmico	16%	26

Las medidas consideradas intervienen directamente sobre el requerimiento de energía considerado para acondicionamiento de ambientes ya que son medidas que afectan la envolvente térmica de las instalaciones. De allí que puede aproximarse que el ahorro de energía

estimado para las mismas se presentará como una disminución directa de la energía útil requerida para el acondicionamiento de ambientes.

Por otro lado, como las medidas implican intervenciones completamente independientes y desvinculadas, los ahorros proporcionados por las mismas pueden sumarse, en realidad multiplicarse. Así, si una instalación lleva adelante la instalación del laminado de las ventanas requeriría sólo un 79% de la energía útil para el acondicionamiento de ambientes y a su vez, por menor calentamiento (al aumentar la reflectividad del edificio) dicho consumo bajaría un 14% del resultante, implicando respecto al consumo original un 61% del mismo, es decir un 39% de ahorro. Así, la superposición de medidas incrementales independientes implicará un efecto compuesto en términos de ahorro que estará descrito por la siguiente ecuación:

$$\text{Ahorro}(\%) = 1 - (1 - \text{Ahorro}_1) * (1 - \text{Ahorro}_2) * \dots * (1 - \text{Ahorro}_n)$$

Adicionalmente, la hipótesis de independencia también se hace extensiva a la situación de costos, entendiendo que es una buena aproximación, aunque podría no ser perfecta. Es verosímil pensar que no habrá muchas economías de alcance por realizar simultáneamente la aplicación de láminas a los vidrios y el acabado de superficies exteriores. Sin embargo, podrían existir ahorros al aislar térmicamente y simultáneamente modificar el acabado superficial de las construcciones. Por supuesto estos costos serán altamente dependientes de la instalación a intervenir, con lo cual para este nivel de análisis tipo prefactibilidad / estimación de impacto agregado se considera razonable asumir su independencia. De este modo el costo unitario de aplicación de n medidas independientes será la suma del costo unitario de cada una de ellas.

3.2.1.3. Estimación de la superficie de aplicación

Una dificultad de modelado que surgió para representar el impacto de las medidas de infraestructura propuestas fue la carencia de información relativa a los tamaños de las instalaciones de alojamientos existentes, es decir, los metros cuadrados que requerirían intervención.

Para subsanar dicha dificultad y construir una aproximación preliminar de la inversión a afrontar en el subsector alojamiento al perseguir las políticas de eficiencia energética en infraestructuras, se estimó la superficie construida a partir de las plazas de alojamiento. Para dicha tarea se utilizaron estadísticas internacionales de la asociación internacional de hoteles y restaurantes. A partir de la revisión bibliográfica y de los datos recabados, se propuso una relación entre el GFA (*gross floor area*, es decir el espacio cubierto total del hotel / posada) y la cantidad de plazas. El mismo es un indicador que posee amplia dispersión y presenta dificultad en su calibración. Por dicha razón, se dejó como un parámetro principal (o grado de libertad) del modelo para poder modificar los resultados fácilmente al cambiar dicha hipótesis. Los valores preliminares adoptados fueron 65 m² totales por plaza de hotel y 35 m² totales por plaza de posada. Es decir, se supone que un hotel de 40 plazas tendría 2600 m² cubiertos totales, mientras que una posada de 20 plazas estimativamente tendría 700 m².

De este modo, con dicho indicador (que en principio se lo propone constante para toda la proyección, aunque podría considerarse una evolución de existir indicios para respaldarlo), en conjunto con la evolución de los turistas anuales recibidos, la estadía media de los mismos y el factor de ocupación de los alojamientos se estima la evolución de los m² de hoteles y posadas

construidos. Esa superficie sirve como *driver* para contabilizar la inversión necesaria, según la intervención que se plantee sobre los edificios en cada escenario.

Como el ahorro conseguido, tal como fue indicado en la Tabla 3.8 es proporcional a la superficie intervenida o superficie del edificio, el camino adoptado fue calcular un costo por energía ahorrada y así dejar como único grado de libertad el porcentaje de la superficie de hoteles y posadas que en cada escenario se supone intervenido. De este modo, al postular una cantidad de superficie como parámetro exógeno, se estima el ahorro que se producirá en el requerimiento de energía para acondicionamiento de ambientes y se contabiliza el costo estimado que debería afrontarse para cumplir con la intervención que posibilita dicho ahorro.

La programación del modelo se realizó con la suficiente flexibilidad como para poder modificar los valores de la medida: sus costos unitarios, sus ahorros esperados y el año objetivo de intervención de toda la superficie construida. A partir de dichos parámetros es posible calcular los ahorros totales conseguidos y la contabilizar los costos asociados.

3.2.2. Escenarios de descarbonización para el sector Comercial y Público

En el marco del estudio, fueron planteados tres escenarios de descarbonización, proponiéndose en estos distintos grados de penetración y velocidad de implementación de las medidas de sustitución tecnológica y modificación estructural propuestas para el sector Comercial y Público.

Los escenarios denominados *Bajo*, *Medio* y *Alto*, estudian un creciente grado de ambición en lo que respecta a la eliminación del GLP para usos calóricos, así como a la intervención sobre la envolvente para ahorro de electricidad en el uso de climatización.

La Tabla 3.9 sintetiza la conformación propuesta para los escenarios.

Tabla 3.9: Parámetros de las medidas de infraestructura consideradas para alojamientos

Medida \ Escenario	Subsector	Esc. BAJO	Esc. MEDIO	Esc. ALTO
Participación ACS Solar	Hoteles	30% al 2030 50% al 2040	60% al 2030 90% al 2040	90% al 2030 100% al 2040
	Posadas y hospedajes	18% al 2030 40% al 2040	30% al 2030 50% al 2040	75% al 2030 85% al 2040
	Otros turísticos y resto CyP ⁹	4% al 2035	4% al 2030	4% al 2025
Participación ACS Eléctrica	Hoteles	50% al 2040	10% al 2040	0% al 2040
	Posadas y hospedajes	60% al 2040	50% al 2040	15% al 2040
Participación ACS GLP	Hoteles	0% en 2030	0% en 2030	2.5% desde 2025 0% en 2030
	Posadas y hospedajes	0% en 2040	0% en 2030	0% en 2025

⁹ las medidas propuestas para resto de CyP son sobre el total de la energía consumida ya que no se tiene apertura por uso

Medida \ Escenario	Subsector	Esc. BAJO	Esc. MEDIO	Esc. ALTO
	Otros turísticos y resto CyP	0% en 2035	0% en 2030	0% en 2025
Penetración cocinas inducción y hornos eléctricos	Hoteles	30% al 2030 100% al 2040	50% al 2030 100% al 2035	95% al 2028 100% al 2035
	Posadas y hospedajes	30% al 2035 100% al 2040	30% al 2030 100% al 2035	65% al 2030 100% al 2035
	Otros turísticos y resto CyP	30% al 2025 100% al 2035	50% al 2025 100% al 2030	75% al 2025 100% al 2030
Láminas para ventanas	Alojamientos todos	100% al 2040	100% al 2035	100% al 2030
Acabado de superficies exteriores	Alojamientos todos	-	100% al 2035	100% al 2030
Aislamiento térmico	Alojamientos todos	-	-	100% al 2030

Tal como se desprende de la lectura de la tabla, cada uno de los escenarios presentados incluye una combinación de penetración diferenciada en profundidad y diferimiento temporal, logrando resultados de sustitución de fósiles y disminución de requerimientos primarios diferenciados.

El criterio adoptado para la propuesta de las medidas fue normativo, evaluando qué impacto en términos de ahorro energético y costos sistémicos implicaría. A partir de un enfoque de estas características puede evaluarse la magnitud de recursos disponibles para ser canalizados a su instrumentación. Las propuestas son realistas en tanto que la costo-efectividad que presentan las medidas es *a priori* atractiva en relación con el costo de la energía ahorrada que cada medida implica y los valores tarifarios que debieran afrontar los usuarios si enfrentaran los costos completos de abastecimiento. De todos modos, este resultado es el que busca obtenerse y evaluarse.

En la Figura 3.28 se presenta el impacto global agregado en términos de disminución de demanda energética del sector Comercial y Público de la suma de las medidas de cada escenario.

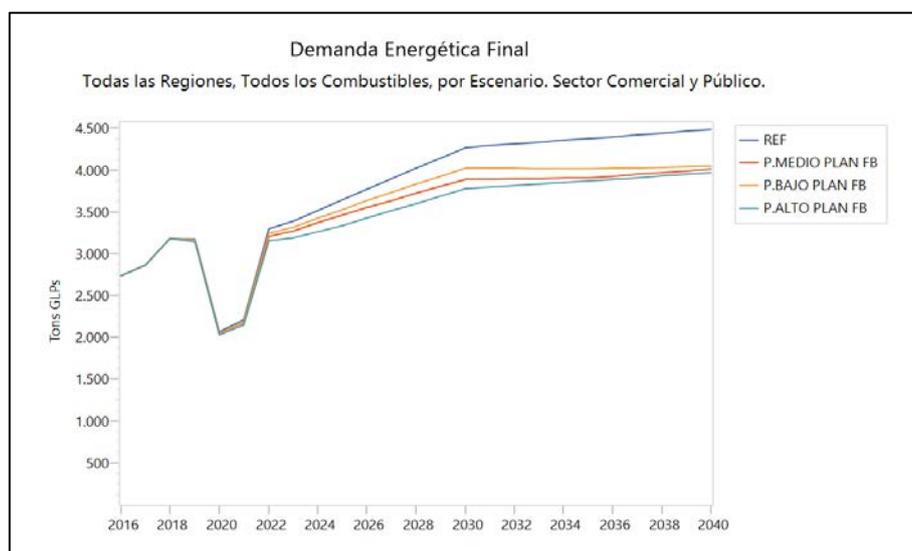


Figura 3.28: Proyección demanda final sector Comercial y Público por escenario de política

Tal como puede apreciarse en la Figura 3.28, las ganancias de eficiencia energética de los tres escenarios de política implican aproximadamente un 10% respecto a la proyección de referencia. Esta situación está determinada por el alto peso de la electricidad en el sector, donde la sustitución de electricidad por energía solar (asumiendo para ésta una eficiencia del 100% en términos de recurso) no implica una mejora de eficiencia. El efecto más notorio del impacto de los escenarios propuestos se manifiesta en la sustitución completa, como objetivo de política de la iniciativa cero fósiles, del GLP.

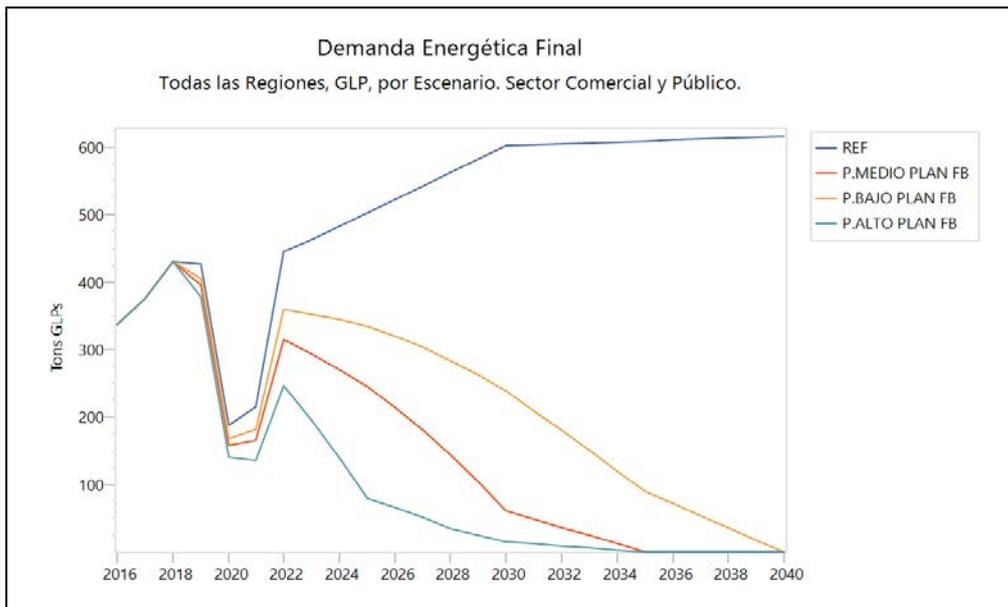


Figura 3.29: Proyección demanda de GLP sector Comercial y Público por escenario de política

Como se muestra en la Figura 3.29, la ambiciosa política de sustitución de GLP libera un total promedio de 500 Ton de GLP por año para el escenario de Alta ambición, lo que implican cuantiosos recursos para el archipiélago que podrían destinarse a la implementación de las medidas. Así, dichos recursos energéticos, valorizados según el escenario de precios planteado, proporcionan un volumen de recursos económicos que en caso de compensar los costos incrementales vinculados con la sustitución tecnológica y la adecuación de infraestructura planteada configurarían un sendero de transición costo-efectivo, donde la inversión necesaria para la transformación se compensa con el ahorro obtenido.

Con esta visión y bajo las consideraciones de costo unitarios e hipótesis de estimación planteadas en la sección previa, se presenta en la Figura 3.30, a continuación, el flujo anual de recursos necesario para financiar la transición de la infraestructura necesaria (equipamientos y obras sobre la envolvente) a una tasa de descuento del 5%, según el escenario considerado, en valores corrientes de cada año.

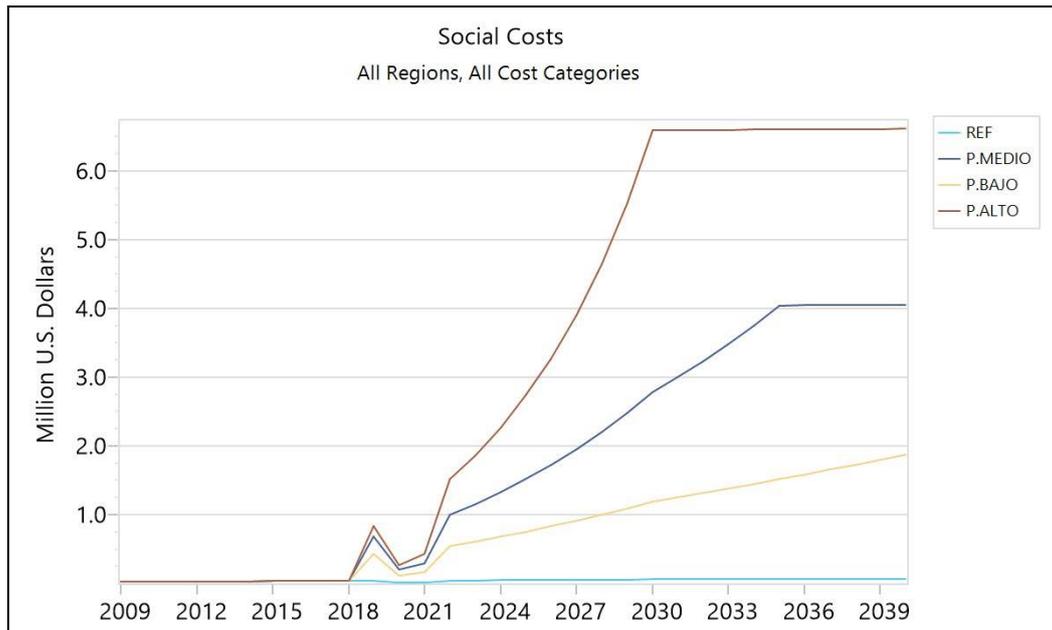


Figura 3.30: Estimación del flujo anual de recursos para financiar la transición de equipamiento e infraestructura propuesta para el sector Comercial y Público según el escenario

La Figura 3.30 debería pensarse como el flujo de fondos económico que paga la anualidad de la inversión resultante del escenario propuesto, habiendo financiado dicho programa con una cuota de anual constante para cada equipo/intervención (en caso de las políticas de infraestructura) durante la vida útil del mismo. Este flujo anual, si es descontado año por año a la tasa de descuento del estudio, construye en valor presente el monto necesario para afrontar dicha inversión. De allí, se reconstruye que la inversión requerida en el escenario alto es de USD 52 millones, en el medio de USD 29 millones mientras que en el bajo de USD 13 millones. Si bien es cierto que dicha inversión posiblemente corra a cuenta del sector privado, la metodología utilizada de contrastación de costos sistémicos contra ahorros producidos por dicha intervención, también a nivel sistema, permite visualizar la viabilidad de las políticas. De allí, si los beneficios obtenidos (en términos de ahorros por el no consumo y no importación de combustibles) compensan o más que compensan los costos para poder lograrlo, puede inferirse que la medida sería potencialmente llevada adelante si las condiciones presentadas a los actores protagonistas de la implementación son favorables, es decir, si los beneficios de implementarlas pueden canalizarse hacia éstos.

Analizando cada uno de los tres escenarios en detalle, se presentan las gráficas siguientes, con las estimaciones resultantes del costo beneficio sistémico, comenzando con la Figura 3.31 para el escenario Bajo. En la figura, los valores positivos representan costos incrementales en valor corriente con relación al escenario de referencia (es decir con relación a no llevar adelante las acciones propuestas), mientras que los valores negativos reflejan beneficios o ahorros, por haberlas implementado. A su vez el gráfico está abierto por sector y uso indicando la contribución relativa de cada elemento de la demanda o el abastecimiento.

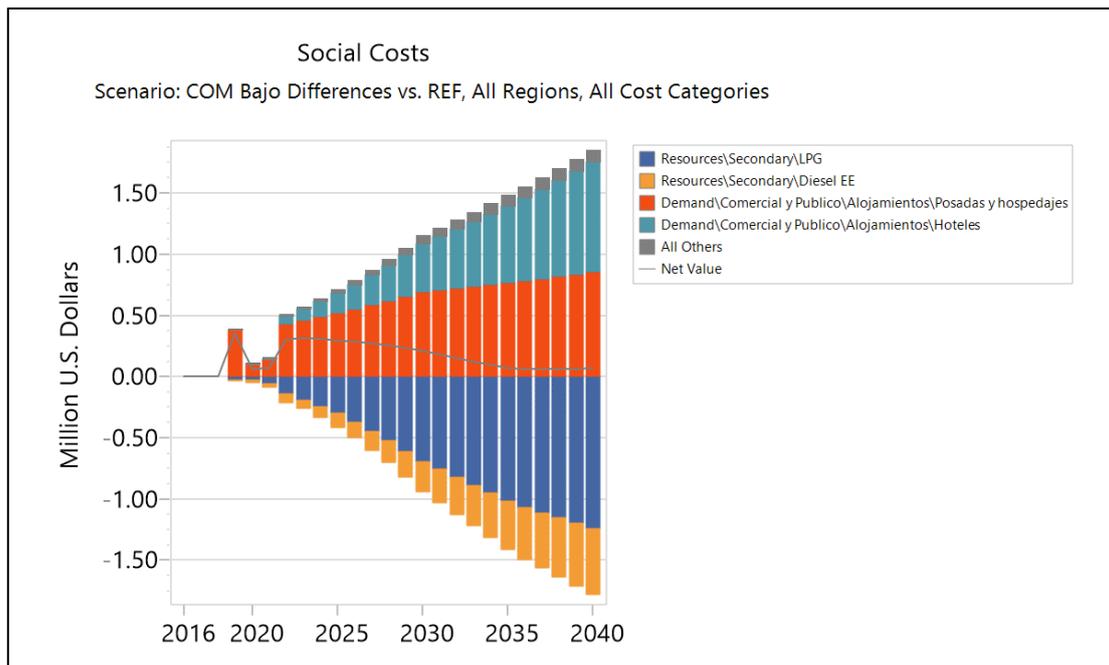


Figura 3.31: Estimación del costo beneficio del esc. de políticas Bajo sector Comercial y Público

Tal como se aprecia en la figura, resaltan dos componentes importantes entre los costos incrementales, los coloreados en naranja y aquellos verde marino. Dichos elementos corresponden a la aplicación de las medidas de infraestructura para ahorro en climatización de ambientes, que en el escenario graficado (bajo) sólo incluyen la aplicación de láminas reflectivas a las superficies vidriadas. Aparece en tercer orden un componente mucho menor, coloreado en color gris vinculado con el costo incremental estimado para la sustitución de artefactos de calentamiento de agua, la cocción en el subsector Resto de Comercial y Público y la incorporación de colectores solares que sustituyen equipos eléctricos de muy bajo costo usados en Posadas y Hospedajes, tipo ducha eléctrica. Esa apertura de costos totaliza los aproximadamente 2 MUSD en moneda corriente al año horizonte presentado de forma agregada para el escenario bajo en la Figura 3.30.

Adicionalmente, se aprecia que las intervenciones planteadas para el escenario Bajo generan ahorros, los que aparecen como valores de costo negativo en la figura. Dichos ahorros se manifiestan principalmente como GLP sustituido, en color azul en la figura analizada, que no debe ser importado. Adicionalmente aparecen términos vinculados con los ahorros al diésel para generar electricidad a causa del menor requerimiento de acondicionamiento de ambientes por las medidas arquitectónicas y la sustitución de electricidad por energía solar.

Como puede inferirse de la figura, los costos incrementales por acciones sobre la demanda son prácticamente compensados por los ahorros que dichas políticas generan. Haciendo una contabilidad precisa, los costos están levemente por encima de los ahorros en los primeros años (tal como se aprecia con la gráfica en línea correspondiente al valor neto anual), con lo que el escenario implicaría un costo incremental de sólo 2.7 MUSD en valor presente.

Analizando el caso del escenario Medio, presentado en la Figura 3.32, podemos realizar una descripción equivalente, aunque encontrando valores de mayor magnitud.

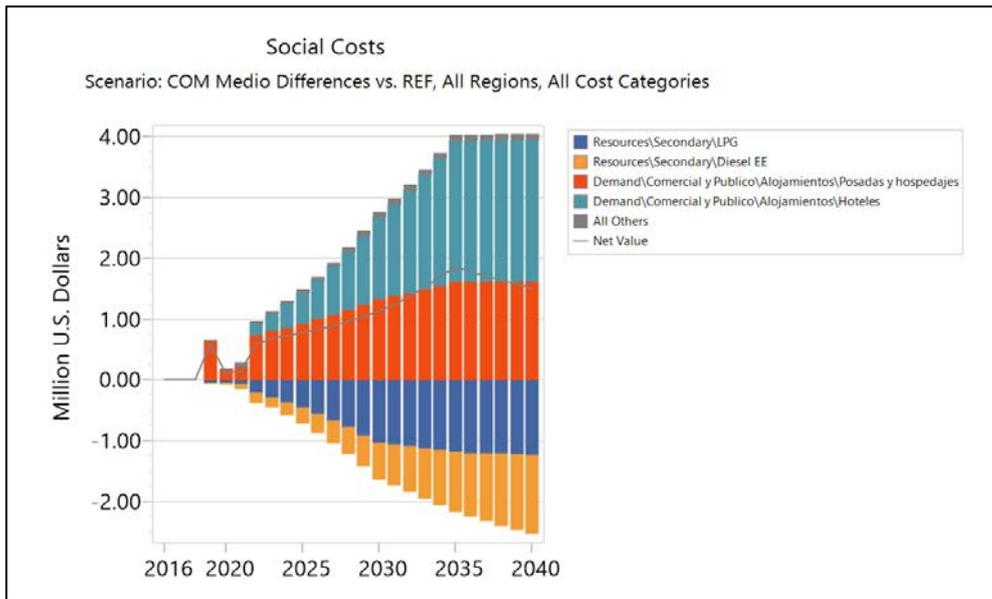


Figura 3.32: Estimación del costo beneficio del esc. de políticas Medio en Comercial y Público

Si bien los ahorros energéticos producto de la mayor ambición de las medidas de infraestructura producen ahorros energéticos mayores, dichos ahorros no llegan a generar los ahorros económicos necesarios para compensar los costos que se requiere enfrentar para su implementación. Tal como puede notarse en este caso los costos anuales casi duplican a los ahorros conseguidos, visualizándose un valor neto positivo creciente con los años. El cálculo en valor presente de dichas erogaciones anuales tendientes a la implementación sobre el sector de las acciones planteadas requeriría una inversión incremental de aproximadamente 13 MUSD, valor que surge de la suma en valor presente de los costos y beneficios estimados.

Para el caso del escenario de políticas Alto, la situación proyectada se presenta en la Figura 3.33, de equivalente aspecto a las anteriores.

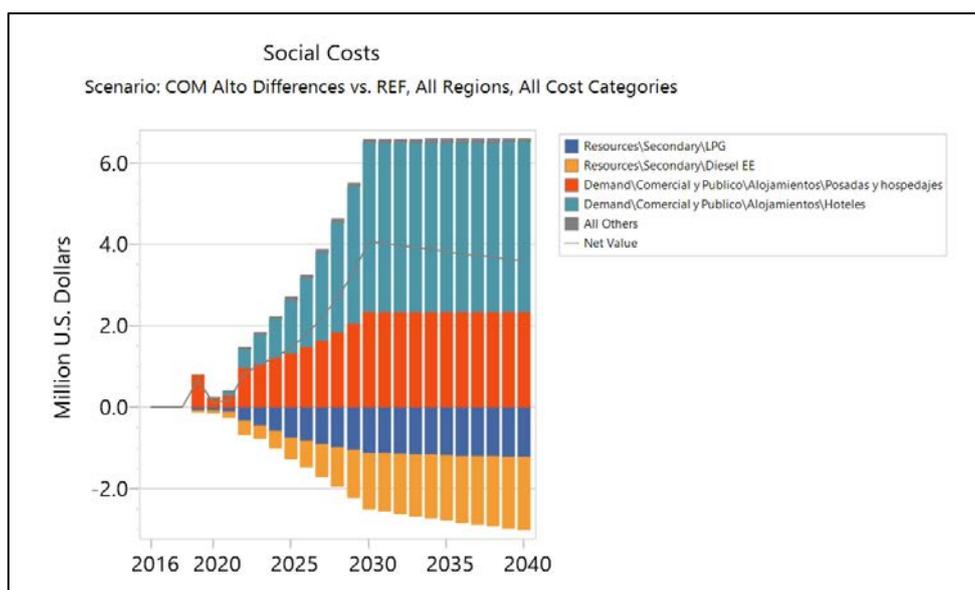


Figura 3.33: Estimación del costo beneficio del esc. de políticas Alto en Comercial y Público

El caso del escenario alto es equivalente al medio, pero el efecto del costo incremental de infraestructura se profundiza, llevando el costo incremental total del escenario para el sector Comercial y Público a 30 MUSD.

Puede notarse del análisis realizado que el componente principal de los ahorros proviene del GLP desplazado, que, a su vez, es producto directo de la sustitución tecnológica (penetración de artefactos) dominada principalmente por la incorporación de colectores solares para agua caliente sanitaria y las cocinas de inducción y hornos eléctricos. Esta situación indica que de analizar de forma aislada la medida de sustitución de equipamiento la figura de costo beneficio debiera ser altamente positiva. Dicho análisis, para el caso de mayor ambición en la sustitución planteado con las metas del escenario de Alta ambición se presenta finalmente en la Figura 3.34.

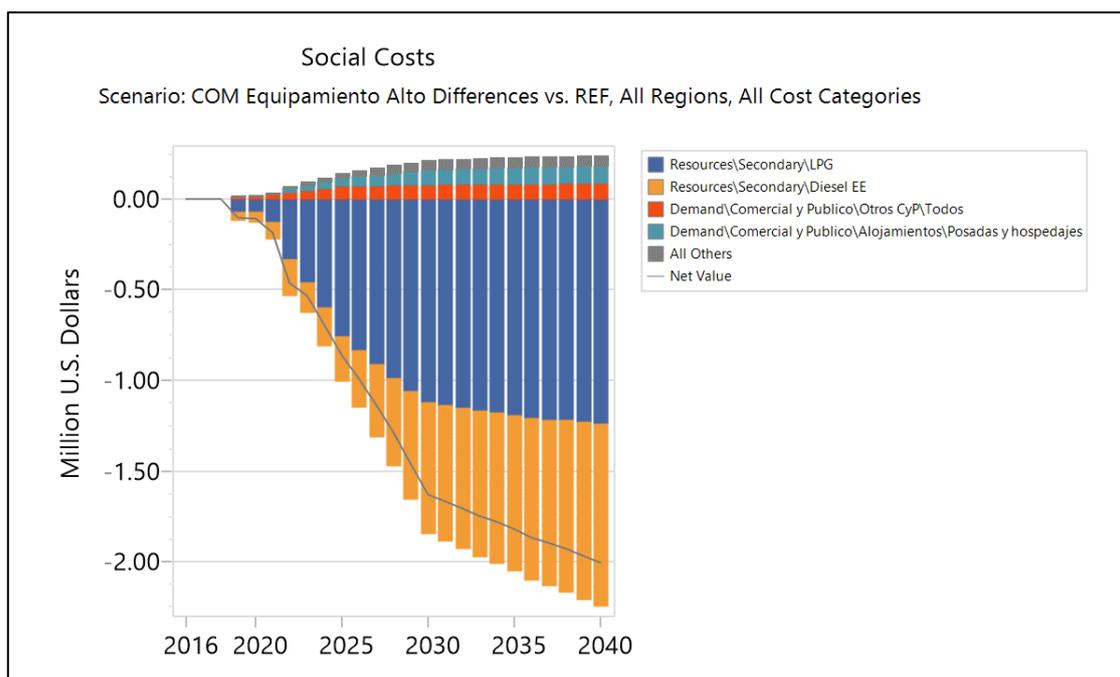


Figura 3.34: Estimación del costo beneficio del esc. de políticas Medio en Comercial y Público

El costo beneficio de la sustitución de equipos resulta claramente positivo. Puede visualizarse que anualmente los beneficios de su implementación (costos negativos) más que compensan los costos de implementación. El valor presente neto de este escenario es de aproximadamente -14.4 MUSD, es decir, implementar el escenario generaría un ahorro neto para el sistema.

3.3. SECTOR TRANSPORTE TERRESTRE

3.3.1. Transporte público masivo

En el escenario referencial, la demanda de pasajeros-kilómetro (PKM) en el transporte terrestre es atendida por diferentes medios de transporte. La Figura 3.35 ejemplifica esto para el caso de Santa Cruz. El uso de camionetas es muy importante debido a la carencia de un sistema público de transporte masivo organizado, en cada una de las islas. Una de las principales estrategias para la descarbonización del transporte terrestre en Galápagos es el uso de transporte público

masivo. Esta es una medida estructural. La siguiente medida (Sub sección 3.3.2) indica que este transporte debe ser eléctrico.

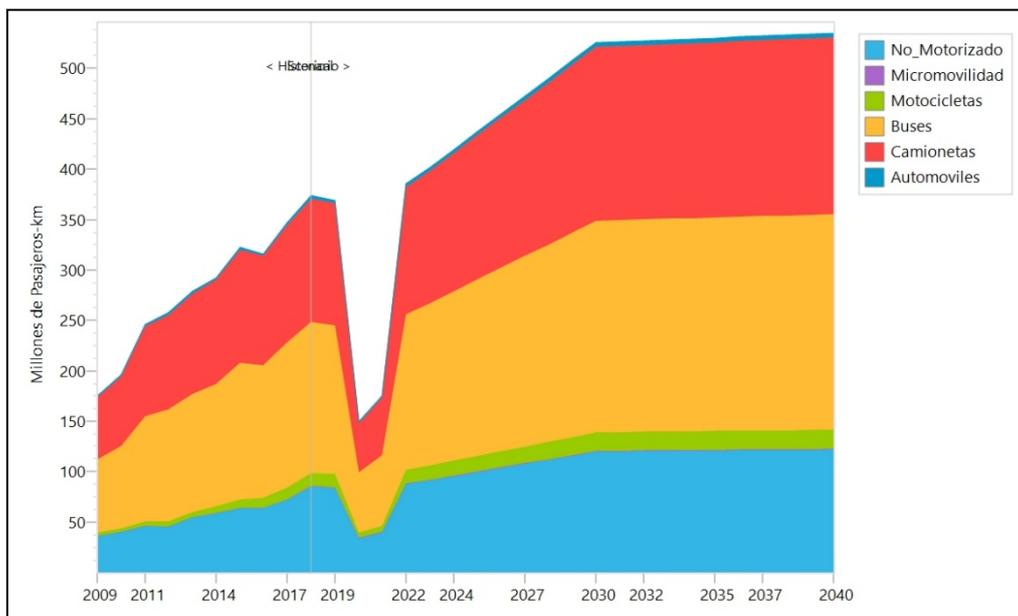


Figura 3.35. Demanda de energía útil en transporte terrestre de pasajeros (Millones de PKM) – Santa Cruz, escenario referencial.

Según el Plan de Desarrollo Sustentable y Ordenamiento Territorial del Régimen Especial de Galápagos (CGREG, 2016), no existe como tal un transporte público colectivo basado en buses. Aparte de algunas furgonetas escolares o institucionales, algunos servicios de buses privados para fines turísticos, y los buses que conectan el Aeropuerto de Baltra con el Canal de Itabaca (empresa CITTEG) no existe un servicio público de transporte basado en buses. Por esta razón, en las zonas rurales el servicio de transporte público es deficiente, no mantiene frecuencias continuas ni horarios específicos, y es por tanto poco fiable para la comunidad (HINICIO/ANETA, 2019b). Debido a esto, la comunidad opta por utilizar taxis (camionetas de transporte mixto) para sus trayectos, lo que incrementa el tránsito de vehículos en las vías que unen las zonas rurales con las urbanas, y los costos de movilización para los usuarios. También se resalta que algunos de los vehículos que ofrecen transporte público masivo son “chivas”, que consisten en camiones pequeños adaptados (ANT, 2018; GAD Santa Cruz, 2014) para el transporte de pasajeros hacia los sectores de Santa Rosa y Bellavista, en Santa Cruz.

La “Consultoría en innovación del sistema de transporte terrestre y movilidad sostenible para el Archipiélago de Galápagos” (HINICIO/ANETA, 2019b), financiada por el BID, y teniendo como beneficiario al Concejo de Gobierno del Régimen Especial de Galápagos (CGREG), como resultado final propone como solución la implementación de un Sistema Integrado de Transporte Público (SITP) para superar los retos que enfrenta la movilidad terrestre de pasajeros en las islas incluidas en el marco de este estudio. El SITP propuesto consta de dos proyectos: sistema de buses eléctricos y sistema de bicicletas eléctricas compartidas. El sistema propuesto fue validado con actores clave de las islas durante un taller presencial llevado a cabo en Puerto Ayora el día 8 de julio de 2019. La idea del sistema de buses eléctricos consistía en la implementación de buses eléctricos que facilitaría los viajes entre centros poblados de las islas. Sus paraderos contarían adicionalmente con puntos de parqueo cubiertos para bicicletas privadas, facilitando así el transporte de los usuarios entre su vivienda y las paradas de bus.

Una de las conclusiones principales del estudio previo de HINICIO/ANETA es la necesidad de un sistema de transporte público masivo para la descarbonización y la solución de problemas de movilidad en las Islas Galápagos, a pesar de que en repetidas ocasiones esta idea ha enfrentado resistencia e inconformidad por parte de las cooperativas de camionetas mixtas que operan como taxi. En el presente estudio, sostenemos que esta propuesta es clave. Dueñas (2014) indica que hay poca colaboración de los operadores de taxis en estudios de planificación que analizan la viabilidad de implementación de buses debido al “miedo que existe de los choferes en perder sus trabajos por la sobredemanda de vehículos que existe en el archipiélago, así como por no comprender en su totalidad la propuesta”. Cuvi & Guijarro (2016) también documentan esta situación, cuando uno de los representantes de una cooperativa de taxis expresó su visión de riesgo ante un sistema de transporte masivo, opinando que ello quitaría gran parte del empleo a los taxis: “Si bien se mostró de acuerdo con un servicio de ese tipo, dijo que la cantidad de buses que ingresarían debería ser consensuado con las cooperativas de camionetas”.

Los escenarios analizados de bajo, medio y alto esfuerzo para conseguir la meta de “cero combustibles fósiles” en las Islas Galápagos consideran metas de porcentaje de la demanda de pasajeros-kilómetro PKMs atendidos con buses para transporte público masivo. Incrementar la cobertura de PKMs con buses significa que la cobertura de PKMs con los otros tipos de vehículos se reduce. En el escenario bajo, en 2040, cada tipo de vehículo atiende menos 25% en comparación al año base 2018, la diferencia es cubierta por buses. El escenario medio supone una reducción de 25% más en comparación al escenario bajo, y de forma similar, la misma relación se aplica entre el escenario alto y medio. La Tabla 3.10 muestra en detalle los valores usados.

Los porcentajes de reducción en los PKMs recorridos por los automóviles, camionetas y motocicletas, son similares para todas las islas. Como el valor final de los PKM debe mantenerse, y ello, de acuerdo con esta política será cubierto con buses, los porcentajes de incremento en la participación de los mismos está en directa relación a los PKMs sustituidos y el porcentaje inicial de transporte cubierto por los buses.

Tabla 3.10. Metas de cambio de % de PKMs motorizados atendido por los distintos medios de transporte.

	2018	Bajo 2040	Medio 2040	Alto 2040
Todas las regiones	%	%	%	%
Auto/Jeep convencional - gasolina	100	75	56	42
Auto/Jeep eléctrico - electricidad				
Camioneta (taxi) - diésel	100	75	56	42
Camioneta (taxi) - gasolina				
Camioneta eléctrica				
Motocicleta - gasolina	100	75	56	42
Motocicleta - eléctrica				
San Cristóbal	%	%	%	%
Bus y furgoneta - diésel	100	162	209	243
Bus eléctrico				
Isabela	%	%	%	%
Bus y furgoneta - diésel	100	236	338	414
Bus eléctrico				

	2018	Bajo 2040	Medio 2040	Alto 2040
Santa Cruz	%	%	%	%
Bus y furgoneta - diésel	100	124	142	156
Bus eléctrico				

El escenario alto implica metas ambiciosas de atención de PKMs con transporte público masivo en detrimento de uso de camionetas taxi y de todos los otros tipos de vehículos. Para que esta política pueda ejecutarse es necesario diálogo con las cooperativas de taxis, para que parte de las plazas de trabajo en taxis migren hacia los sistemas de buses. Un análisis financiero específico deberá realizarse, en una consultoría específica, para evaluar las tarifas en función de los costos totales del proyecto y el margen de lucro esperado para los actores privados que participen. Esto supone esfuerzos importantes de negociación, y decisión política. Para ilustrar el desafío, la Figura 3.36 presenta el escenario alto para el caso de la Isla Santa Cruz, en donde los buses atenderían el 79% de la demanda de transporte terrestre de pasajeros.

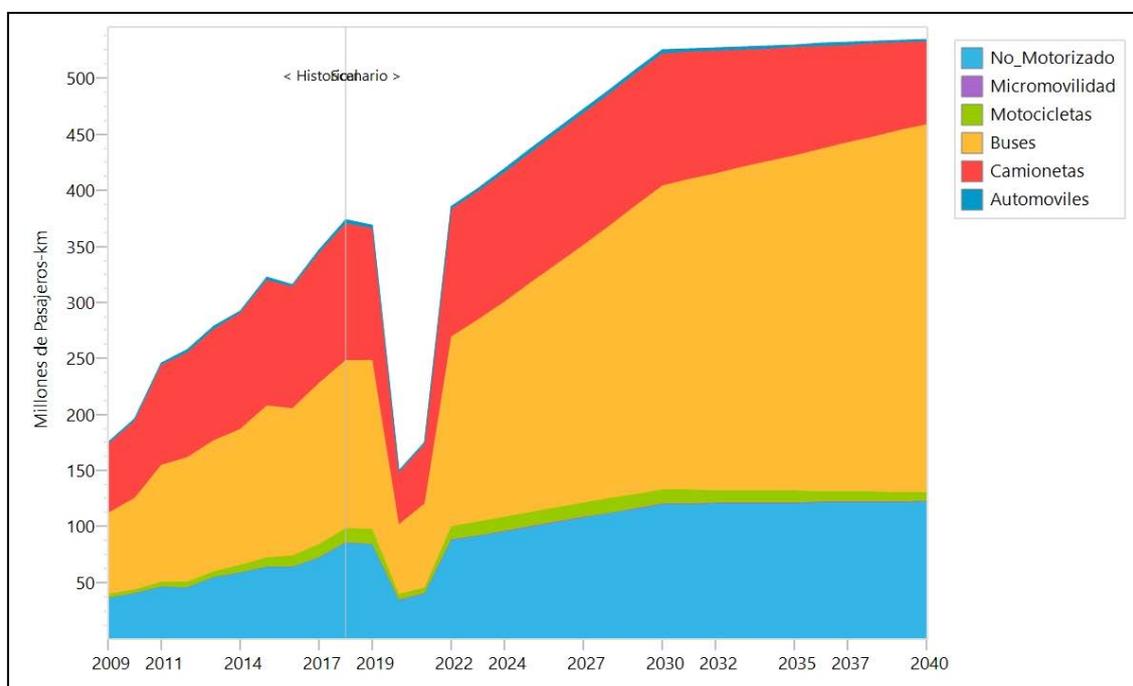


Figura 3.36. Demanda de energía útil en transporte terrestre de pasajeros (Millones de PKM) – Santa Cruz, escenario alto.

3.3.2. Uso de energéticos producidos a partir de energía renovable: electricidad y biodiésel

La anterior medida fue de carácter estructural, implicaba un cambio modal, incentivando el transporte público masivo en detrimento de taxis tipo camioneta, principalmente. Sin embargo, no solo hace falta este cambio modal, sino que también hacen falta medidas que ataquen a la composición de la matriz energética del sector transporte terrestre. Por tanto, es necesario el uso de energéticos (energía final) de origen renovable. Esta medida busca acelerar la penetración de vehículos eléctricos (esta electricidad tendrá que ser de origen renovable a partir de tecnologías de aprovechamiento de energía solar, eólica y biocombustibles). La

electrificación de una pequeña porción de los camiones especiales (tanqueros, grúas, montacargas, retroexcavadoras, camiones de bomberos, etc.) sería muy costosa y compleja, pues estos vehículos, con diseños muy específicos, se caracterizan por su alta potencia para lo cual el diésel es actualmente la mejor opción. Sin embargo, en un escenario de descarbonización, estos vehículos deberán pasar a usar biodiésel importado (desde continente o desde el extranjero), entendiéndose que su electrificación es complicada.

La Tabla 3.11 presenta los objetivos de electrificación de la flota. Esto lo hace mostrando la participación porcentual de los vehículos a ser reemplazados (todos los que consumen combustibles fósiles) en relación al año base del estudio, 2018. Así, para todos los vehículos, el escenario bajo, al año 2040, estima que reemplazarán un 30% de los mismos, por lo que la cantidad de vehículos a combustión interna serán un 70% del total. En el escenario de media, la cantidad de vehículos reemplazados será un 60%, por lo que el porcentaje de vehículos que consumen combustibles fósiles será de un 40%. En el escenario de alta, el reemplazo alcanza el 100% de los vehículos, salvo en el caso de los vehículos especiales (tractores, topadoras, etc.) cuyo porcentaje de reemplazo alcanza un 80%, quedando un 20% de vehículos consumiendo combustibles fósiles.

Hay que destacar que, en este escenario de política modelada, no se presentan cambios en la forma de movilidad (los PKMs recorridos por cada tipo de vehículo, que se analiza por separado). En estos escenarios, sólo se establece el cambio tecnológico del vehículo. Por ejemplo, manteniendo la composición de la flota por tipo de vehículo, en 2018 el 6,8% de la flota en San Cristóbal son autos a gasolina, en el escenario alto, el 6,8% de los autos en esta isla serán eléctricos, es decir el 100% de los autos.

La Tabla 3.11 muestra que, en todas las islas, para el caso de vehículos de carga especiales, la tasa de electrificación de este tipo de vehículos llega máximo a 80% en 2040 en el escenario alto, quedando un 20% de vehículos especiales que consumen combustibles fósiles. Sin embargo, para cumplir con los objetivos de “cero combustibles fósiles” el diésel consumido por estos vehículos deberá ser reemplazado por biodiésel. No es parte de este estudio el análisis de la oferta de este biocombustible, que podría ser producido en continente y vendido al archipiélago, o podría ser importado desde otros países, decisión estratégica que deberá ser tomada en función de disponibilidad del combustible, confiabilidad en la entrega y costos finales. Composiciones mayores a B30 (30% de biodiésel en el diésel) implican adaptaciones al motor. El motor operando con 100% biodiésel podría ser entre 3 a 5% menos eficiente debido al menor poder calórico, mayor viscosidad, menor efecto de spray, más volatilidad, etc. (Guo et al., 2016; Rocha-Hoyos et al., 2019; Santo, 2012; Vijay Kumar et al., 2018). La Tabla 3.12 presenta el porcentaje final de vehículos especiales convertidos a biodiésel, para los tres escenarios planteados. En el escenario Alto, al año 2040, el 20% de vehículos especiales convertidos a biodiésel, es el que reemplaza al 20% de los vehículos especiales que no se pudieron electrificar, mostrado en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11. Reducción en la participación porcentual de los vehículos a combustión interna.

	2018	Bajo 2040	Medio 2040	Alto 2040
Todas las islas	%	%	%	%
Auto/Jeep convencional - gasolina				
Camión - diésel	100	70	40	0
Camioneta - diésel				

	2018	Bajo 2040	Medio 2040	Alto 2040
Camioneta - gasolina	100	70	40	0
Motocicleta - gasolina				
Bus y furgoneta - diésel				
Especial - diésel	100	70	40	20

Tabla 3.12. Metas de uso de biodiésel en transporte de carga especial. % de la flota total por tipo de vehículo

	2018	Bajo 2040	Medio 2040	Alto 2040
San Cristóbal	%	%	%	%
Especial - biodiésel	0	5	10	20

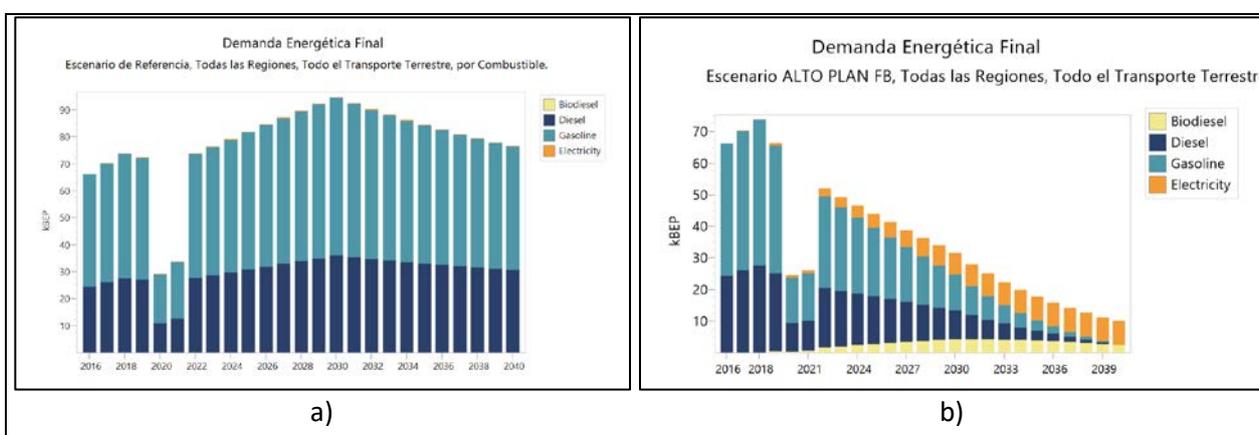


Figura 3.37: Energéticos finales en el sector transporte terrestre, en el escenario referencial (a) y de alto esfuerzo (b), acumulado en todas las Islas.

3.3.3. Mayor ocupación en vehículos de pasajeros

Las anteriores dos medias atacaban a los efectos estructural (cambio modal) y mix de energéticos finales (electrificación y uso de biodiésel). Sin embargo, también es importante atacar al efecto actividad. La actividad tiene dos componentes: a nivel macroeconómico y a nivel micro. La evolución de la actividad a nivel macro se modeló usando como drivers al crecimiento poblacional y número anual de turistas en tierra, considerando la estadía mínima en las islas. Esto impacta directamente sobre el tamaño de la flota y kilometraje recorrido al año. En todos los escenarios se mantiene el mismo kilometraje anual recorrido, para cada tipo de vehículo. A nivel micro, la actividad del sector transporte terrestre se ve fuertemente influenciada por la ocupación de los vehículos (número de pasajeros o toneladas transportadas). En este contexto, en esta consultoría, se modelará la variación en la ocupación de los vehículos de transporte de pasajeros, que puede mejorar en función de políticas de concientización a la ciudadanía, restricciones de parqueaderos en zonas urbanas, aplicativos para coordinar viajes compartidos, etc.

Los valores en el año base fueron detallados y justificados en los productos previos de la consultoría. Para cada tipo de vehículo, excepto buses eléctricos, en el escenario bajo se consideró una mejora de 10% en la ocupación, en el escenario medio se implementó una mejoría de 20% y en el escenario alto una mejora de 50% (excepto para las camionetas donde se mejoró

apenas en 30% debido a que desde el año base su ocupación ya es bastante alta). Para el caso de buses eléctricos, cuya capacidad de transporte de pasajeros es mucho mayor a los buses diésel, la mejoría en su ocupación fue de 20%, 40% y 50%, con relación al año base, para los escenarios bajo, medio y alto, respectivamente. Todos los valores usados de porcentaje de incremento en la ocupación de cada tipo de vehículo, con relación a los valores del año base, se muestran en la Tabla 3.13.

Tabla 3.13: Incrementos de uso de ocupación de vehículos de transporte de pasajeros

	2018	Bajo 2040	Medio 2040	Alto 2040
San Cristóbal	%	%	%	%
Auto/Jeep convencional - gasolina	100	110	120	150
Auto/Jeep eléctrico - electricidad				
Camioneta - diésel	100	110	120	130
Camioneta - gasolina				
Camioneta eléctrica				
Bus y furgoneta - diésel	100	110	120	150
Bus eléctrico	100	120	140	150

A modo de ejemplo, aplicando los valores presentados, para el caso de camionetas en 2040, esto significa pasar de 1.315 camionetas a 779, en el escenario de alto esfuerzo, como se muestra en la Figura 3.38.

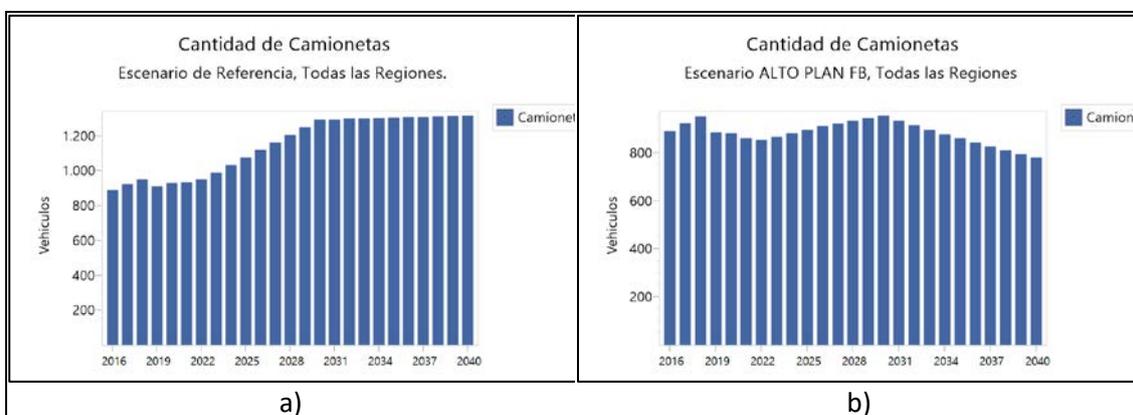


Figura 3.38. Número de camionetas, en el escenario referencial (a) y de alto esfuerzo (b), acumulado en todas las Islas.

3.3.4. Transporte no motorizado y micro movilidad eléctrica

Si bien la medida que promueve el transporte público masivo ataca a efectos estructurales (porque cambia la composición de la matriz energética del sector transporte), esa medida se centra en el transporte motorizado clásico. Por lo tanto, también es necesario impulsar acciones que ataquen al efecto estructural desde la promoción e incentivos al transporte no motorizado y micro movilidad eléctrica.

En el producto anterior de esta consultoría se explicó en detalle los porcentajes de la demanda de PKMs que es cubierta usando medios de transporte no motorizados (bicicleta convencional, caminata), y micro movilidad (scooters bicicletas eléctricas), en el año base, en cada isla. Las islas del Archipiélago de Galápagos se caracterizan por tener una importante participación del transporte no motorizado debido al tamaño de las principales ciudades, a su estructura vial, a su contacto con el turismo internacional, a su interacción con las zonas protegidas del Parque Nacional Galápagos, a las distancias cortas en los principales recorridos y a una geografía en general poco accidentada. Estudios previos (CGREG, 2016; Cuvi & Guijarro, 2016; Dueñas, 2014; GAD Santa Cruz, 2014, p. 20; Guyot-Téphany et al., 2013, 2013; HINICIO/ANETA, 2019a) también muestran la acogida a medios no motorizados que los habitantes y turistas en Galápagos han manifestado a través de encuestas. Si bien la micro movilidad supone el uso de energía eléctrica, los incentivos a este tipo de transporte van de la mano con los incentivos al transporte no motorizado. De hecho, la literatura indica que la micro movilidad tiene mayor acogida en un nicho específico de la población: viajeros y habitantes adultos mayores de edad hasta 50 años, de poder adquisitivo medio y alto, y que se desplazan dentro de la zona urbana durante una distancia máxima de 7,5 km (CIVITAS, 2020). Se conoce que lo más probable es que la micro movilidad eléctrica desplace el uso de transporte motorizado, es decir, no compite con transporte no motorizado (Litman, 1994). Es muy probable que quien ya usa transporte no motorizado se mantenga haciéndolo, con más razón si mejora la infraestructura de ciclovías, parqueaderos, etc.

Para fijar las metas de incremento de transporte no motorizado y de micro movilidad se tomó en cuenta las experiencias en varias ciudades del mundo con demostrada experiencia, tradición y usos importantes de estos medios alternativos de transporte de pasajeros. El uso de bicicleta atiende hasta 30% de los desplazamientos en ciudades como Copenhague y Zwolle (Holanda), 22% en Ámsterdam. La caminata también es un medio muy frecuente para cubrir una parte de los desplazamientos en zonas urbanas. Por ejemplo, en París la caminata cubre 47% de los desplazamientos, en Berlín un 30%, en Madrid un 29%, en Zagreb un 25%, Londres y Berlín un 20%. Ver Figura 3.39. Creutzig et al., (2012) también analiza la importancia del transporte no motorizado en la distribución modal en Barcelona (40%), Friburgo (34%), Malmo (Suecia) (43%) y Sofía (12%). En la región de América Latina, ciudades como Bogotá, Rosario, Buenos Aires, Rio de Janeiro, San Pablo están desarrollando sistemas de bicicleta compartida. Sistemas Insulares en España e Italia también promueven el uso de bicicletas compartidas.

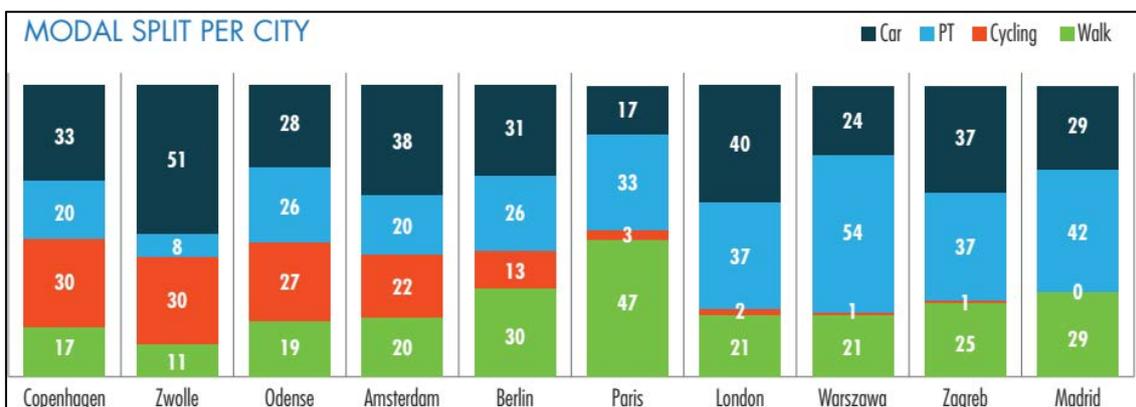


Figura 3.39. Distribución modal para un conjunto de ciudades europeas. Nota: PT: public transport.
Fuente: CIVITAS (2020)

La Tabla 3.14 presenta la distribución modal dividida entre transporte motorizado y transporte no motorizado, para el año base y las metas a 2040 en los tres escenarios analizados. Se consideró que el porcentaje de desplazamientos¹⁰ atendidos con transporte no motorizado aumentaría en 30%, 60% y 100%, en los escenarios bajo, medio y alto, respectivamente, en cada isla. Esto significaría que, en el escenario de mayor esfuerzo, en Santa Cruz el transporte no motorizado atendería 25% de los desplazamientos, mientras que en San Cristóbal llegaría a 12%. Si comparamos estas metas con las experiencias de otras ciudades turísticas del mundo, se las percibe factibles. Se resalta que son desplazamientos cortos, dentro de la zona urbana, generalmente.

Tabla 3.14. Metas de incremento de transporte no motorizado (incluyendo micromovilidad).

	2018	Bajo 2040	Medio 2040	Alto 2040
Todas las Islas	%	%	%	%
%PKM no motorizado	100	130	160	200

También se fijaron metas específicas en términos de porcentaje de PKMs atendidos con micro movilidad motorizada. Según el Censo Vehicular de Galápagos 2019 (CGREG, 2020) en las islas existen aproximadamente 80 artefactos para micro movilidad eléctrica (*scooters* y bicicletas eléctricas). Considerando que esta tendencia inició a nivel mundial en la década pasada, y que en las principales ciudades de Ecuador recién desde 2017 se comercializan masivamente estos artefactos, los valores del año base aún no son representativos para formular escenarios a partir de proyecciones que usen tasas de crecimiento.

Dado que la micro movilidad eléctrica compite con transporte motorizado individual se fijaron las metas presentadas en la Tabla 3.15. En el escenario Bajo, el incremento es de un 500%, es decir, 5 veces el valor porcentual actual. En el escenario Medio, el incremento es en 10 veces y en el escenario Alto, el incremento es de 20 veces, o un 2000%. Se entiende a estas metas como conservadoras debido a la falta de experiencias a nivel mundial que permitan entender el papel de estas tecnologías a futuro. Sin embargo, se conoce que en varias ciudades del mundo la proliferación de *Scooters* avanzó a un ritmo tan acelerado que ya representan una amenaza para la seguridad de peatones, tal es así que en algunas ciudades empiezan a fijar normas para su uso. Por ejemplo, se ha recomendado la matrícula del artefacto, la necesidad de una licencia de conducción apropiada, restricciones a movilidad por carriles específicos, etc. (CIVITAS, 2020).

Tabla 3.15. Metas de incremento micro movilidad.

	2018	Bajo 2040	Medio 2040	Alto 2040
Todas las Islas	%	%	%	%
%PKM motorizado con micro movilidad eléctrica	100	500	1000	2000

3.4. SECTOR TRANSPORTE MARÍTIMO

¹⁰ Se destaca que debido a que la ocupación del transporte no motorizado es igual a 1 pasajero, 1 vehículo-km (VKM) es igual a 1 pasajero-km (PKM). Se entiende como analogía de desplazamientos, recorridos o viajes al valor de VKM.

Para efectuar un análisis objetivo del Transporte Marítimo en el Archipiélago de las Islas Galápagos, y definir alternativas de descarbonización es primordial realizar una contextualización del Sector del Transporte Marítimo a nivel internacional, incluyendo las regulaciones vigentes que serán el marco para el establecimiento de las normas y reglas a nivel nacional, puesto que Ecuador es miembro de la Organización Marítima Internacional (OMI) a la cual se rige.

A nivel del Transporte Marítimo existen factores de los cuales dependerá la descarbonización, por lo que estos serán definidos en esta sección. Además, es importante resaltar que, para lograr los objetivos generales de esta consultoría, de Cero Combustibles Fósiles del Archipiélago de las Islas Galápagos, y por consecuencia la reducción de GEI, se requiere una combinación de soluciones técnicas, operativas e innovadoras aplicables a la flota marítima, lo que será una restricción puesto que las tecnologías a nivel marítimo no se encuentran en un desarrollo tecnológico comparable con otros sectores de transporte. Por lo que las Alternativas energéticas disponibles, y aplicables al sector marítimo, para la descarbonización, son detalladas con sus ventajas y desventajas en esta sección. Esto es fundamental para la justificación de la selección de las alternativas de descarbonización para la disminución de emisiones de GEI.

La selección de las alternativas de descarbonización como estrategias para la disminución de emisiones de GEI, serán aplicadas para cada tipo de embarcación de la flota marítima operativa del Archipiélago de las Islas Galápagos, esto se debe a que las embarcaciones son productos únicos, con características propias según el servicio, características técnicas, sistemas de propulsión y energéticos, etc. De esta propuesta de estrategias se derivan los escenarios propuestos para el cumplimiento de los objetivos.

Las políticas públicas que deberán ser aplicadas, en conjunto con las medidas técnicas, son definidas al final de esta sección en conjunto con los Resultados energéticos de los escenarios planteados, donde se muestra la energía demandada en el escenario de referencia, y lo más importante, el efecto de estos escenarios en las emisiones del sector, así como los costos sociales que justifican la implementación de estas medidas.

Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del transporte marítimo y el impacto climático asociado están actualmente sujetos a un intenso debate dentro de la Organización Marítima Internacional (OMI). Sus países miembros decidieron en 2016 desarrollar una estrategia inicial de gases de efecto invernadero de la OMI para 2018 y una estrategia revisada en 2023. Se supone que esta estrategia define una ambición para la mitigación de GEI en el transporte marítimo, que incluye objetivos, principios rectores y posibles medidas para alcanzar los objetivos. Aunque en 2013 se introdujo la regulación global sobre estándares obligatorios de eficiencia energética en el transporte marítimo, varios estudios proyectan que las emisiones de GEI del transporte marítimo aumentarán si no se toman medidas adicionales. Por ejemplo, el estudio oficial de GEI de la OMI prevé un aumento de las emisiones de GEI del transporte marítimo del 50 al 250% para 2050, (Smith et al. 2014).

El Acuerdo de París de 2015 busca mitigar las emisiones de GEI. Incluyendo un objetivo a largo plazo de mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de los 2°C por encima de los niveles preindustriales; tener como objetivo limitar el aumento a 1.5°C; y que las emisiones globales alcancen su punto máximo lo antes posible. Aunque el transporte marítimo no está excluido explícitamente del Acuerdo de París, el Acuerdo no menciona el transporte marítimo internacional y, considerando que el transporte marítimo internacional es una actividad global, (International Transport Forum, 2018).

Los impactos proyectados del cambio climático están bien documentados, por ejemplo, en los diversos informes del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC). Estos impactos incluyen un aumento de los eventos climáticos extremos, el aumento del nivel del mar y la temperatura, con impactos considerables en el PIB anual mundial, debido a los daños causados por el cambio climático, (Dellink, Hwang, Lanzi, & Chateau, 2017). El IPCC presentó un Informe especial sobre los impactos del calentamiento global de 1,5 °C por encima de los niveles preindustriales en el contexto del reforzamiento de la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, el desarrollo sostenible y los esfuerzos por erradicar la pobreza, (IPCC, 2019). Las investigaciones existentes indican la vulnerabilidad al cambio climático de las regiones costeras, pequeños estados insulares en desarrollo y una variedad de sectores económicos, incluidos la agricultura y el turismo. El transporte marítimo también se verá afectado negativamente por fenómenos meteorológicos extremos, como marejadas ciclónicas o inundaciones, que podrían no solo afectar las operaciones de navegación y la navegabilidad, sino también el acceso a los puertos marítimos, (International Transport Forum, 2018).

Una alineación del transporte marítimo internacional a un escenario de 1,5°C requeriría la descarbonización del sector entre 2035 y 2050. Sin embargo, en el año 2018 se esperaba que un gran grupo de países, en su mayoría economías emergentes, apoyen la descarbonización en la segunda mitad de este siglo, aunque sin especificar un objetivo para las emisiones del transporte marítimo. La mayoría de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) están en este caso al 2018. Un grupo de países de la UE, el Pacífico y ONG propuso un objetivo de reducción absoluta del 70% para 2050, realizando esfuerzos para el 100%, y una reducción de la intensidad de carbono (es decir, la emisión de carbono por tonelada-kilómetro) en un 90% en comparación con 2008. Japón sugirió un objetivo de reducción absoluta del 50% para 2060. El sector marítimo en sí, representado por la Cámara Naviera Internacional (ICS), propuso oficialmente la reducción de la intensidad de carbono en un 50% hasta 2050, alcanzando el máximo de las emisiones absolutas para 2008, pero no sugirió un objetivo de reducción absoluta para las emisiones de GEI, (International Transport Forum, 2018).

Finalmente, la OMI propone grandes desafíos, con la entrada en vigor de limitaciones de emisiones de azufre en 2020, y otras medidas que se irán imponiendo en el mediano plazo, implicarán la aplicación de tecnologías aún 'inmaduras' y la utilización de grandes volúmenes de combustibles carbono-neutros, los cuales serán esenciales para cumplir con las metas de la OMI al 2050.

Las metas de la OMI incluyen la reducción drástica de las emisiones anuales totales de gases de efecto invernadero del transporte marítimo internacional en al menos un 50% para 2050.

Según el Cuarto Estudio de la OMI sobre los GEI, si a partir de 2025 se aplican todas las medidas elegidas de mitigación potenciales a todos los buques de nueva construcción, en 2050 se podrá conseguir que la reducción de las emisiones de CO₂ llegue a los niveles de ambición a medio y a largo plazo especificados en la Estrategia inicial de la OMI sobre la reducción de las emisiones de GEI procedentes de los buques, (Comité de Protección del Medio Marino - MEPC, 2020).

En dicho estudio, (Comité de Protección del Medio Marino - MEPC, 2020), también establece que, en 2050, el 64 % aproximadamente de la cantidad de CO₂ total reducida se deberá a la utilización de combustibles alternativos. La curva de los costes marginales de reducción depende en gran medida de los precios previstos para los combustibles con contenido de carbono cero.

Según las regulaciones mencionadas anteriormente, el destino de la descarbonización está establecido bajo los parámetros de la OMI, la cual establece una estrategia a largo plazo del desarrollo y despliegue a gran escala de combustibles neutros en carbono. Además de establecer una presión regulatoria para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del transporte marítimo. A nivel de los propietarios de carga y fletadores también se aborda las emisiones de GEI en este tipo de transporte, (DNV GL, 2020).

Sin embargo, la descarbonización del transporte marítimo requerirá un desarrollo tecnológico más rápido, a gran escala y con estándares de seguridad adecuados. Los armadores deben sortear la incertidumbre tecnológica, regulatoria, y del mercado para optimizar la capacidad de ganancia de los barcos y asegurarse de que se encuentren en trayectorias aceptables de emisión de GEI. Por esto es fundamental tener un enfoque estructurado y basados en escenarios para modelar el futuro y así gestionar estos riesgos, (DNV GL, 2020).

Es importante también considerar las emisiones de CO₂ de los combustibles alternativos, o de origen no fósil, ya que es posible que algunos combustibles de origen fósil puedan ofrecer bajas emisiones de gases, en especial en los años siguientes donde los combustibles alternativos siguen en desarrollo tecnológico, o el costo de implementación es muy alto, ver Figura 3.40.

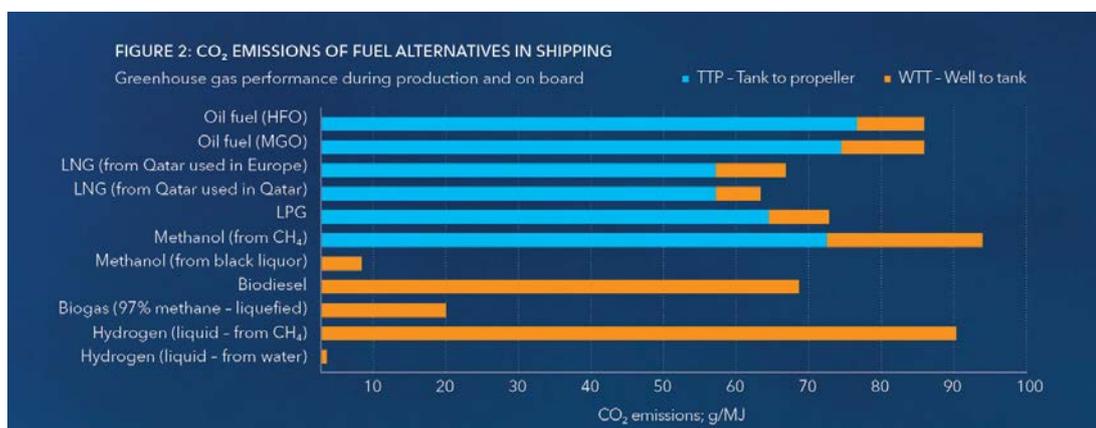


Figura 3.40: Emisiones de CO₂ de combustibles alternativos en el transporte marítimo, (DNV GL, 2018)

Se destaca la variedad de investigaciones sobre posibles vías de descarbonización para el transporte marítimo, como (Smith, et al., 2015), (Smith, et al., 2016), (Raucci, y otros, 2017), DNV GL (2015), DNV GL (2017), etc. La mayoría de estos estudios toman 2050 como horizonte temporal o se centran en escenarios por encima de 1.5°C, por ejemplo, el escenario de 1.75°C descrito en (IEA, 2017). Una excepción notable es (Smith, et al., 2016) y (International Transport Forum, 2018) que también incluye un escenario de cero emisiones de carbono en 2035. Algunos estudios se centran en cero emisiones de carbono para 2035, pero solo para barcos nuevos.

Otro estudio evalúa los requisitos para una transición a buques de emisión cero para 2030, (Lloyd's Register and UMAS, 2017) que resalta las medidas de mitigación y sus impactos. Por último, una gran cantidad de literatura se centra en las condiciones previas para las medidas de mitigación.

El logro de los objetivos de la estrategia inicial de GEI de la OMI requerirá una combinación de soluciones técnicas, operativas e innovadoras aplicables a los buques. Algunos de ellos, junto con una indicación sobre su potencial aproximado de reducción de GEI, (IMO, 2020).

Sin embargo, el objetivo de la OMI de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 50% para 2050 es ambicioso y probablemente requerirá una adopción generalizada de combustibles sin carbono y mejoras en la eficiencia energética. Por lo cual tener una alternativa cero combustibles fósiles en el año 2040 es muy optimista si se compara con el mercado y el desarrollo de la industria internacional, así como la tendencia del transporte marítimo internacional.

El problema recae en que los armadores tendrán que tomar decisiones futuras, las cuales determinarán su interacción en la industria, en base a soluciones que aún están en proceso de desarrollo, todo por cumplir con las regulaciones ambientales en el plazo provisto. El impacto financiero y operativo de estas decisiones podría ser significativo si la solución adoptada no resulta ser la más eficiente. Por lo tanto, la evaluación de escenarios y de diferentes medidas para llegar a una considerable reducción de emisiones es técnicamente apropiado.

Para poder establecer los escenarios de reducción de emisiones, hay que considerar que existen diversos factores que van a influir en la decisión de usar o no una alternativa energética. Los factores que serán evaluados para la propuesta de escenarios al año 2040 se encuentran en el numeral 3.4.1.

3.4.1. Factores de propuesta de escenarios

Como factores principales del transporte marítimo, de los cuales dependerá la descarbonización se tendrá:

- a. Tipo de servicio de las embarcaciones
- b. Edad de la embarcación
- c. Autonomía
- d. Tipo de motor principal
- e. Tipo de motor auxiliar

A continuación, serán analizados cada uno de los factores de propuesta de escenarios.

3.4.1.1. Tipo de servicio de las embarcaciones

De forma general, en lo que concierne a las islas Galápagos son identificados las siguientes embarcaciones por tipo de servicio:

- i. Barcos de turismo, pasajeros y embarcaciones de alta velocidad
- ii. Buques de carga seca y líquida
- iii. Buques pesqueros
- iv. Otros (Embarcaciones de trabajo portuaria/oceánica y patrulleras/control)

En la Figura 3.41 se muestra la caracterización de las embarcaciones, de forma general, según su tipo de servicio, donde se especifica la cantidad de embarcaciones por cada tipo y su edad promedio al año 2020.

Este factor es importante pues con esta información se puede clasificar las embarcaciones presentes en las islas permitiendo analizar las tecnologías existentes para posteriormente ser

calculados los GEI de mayor importancia asociados al consumo de combustible de las embarcaciones de la flota autorizada y operativa en Galápagos.

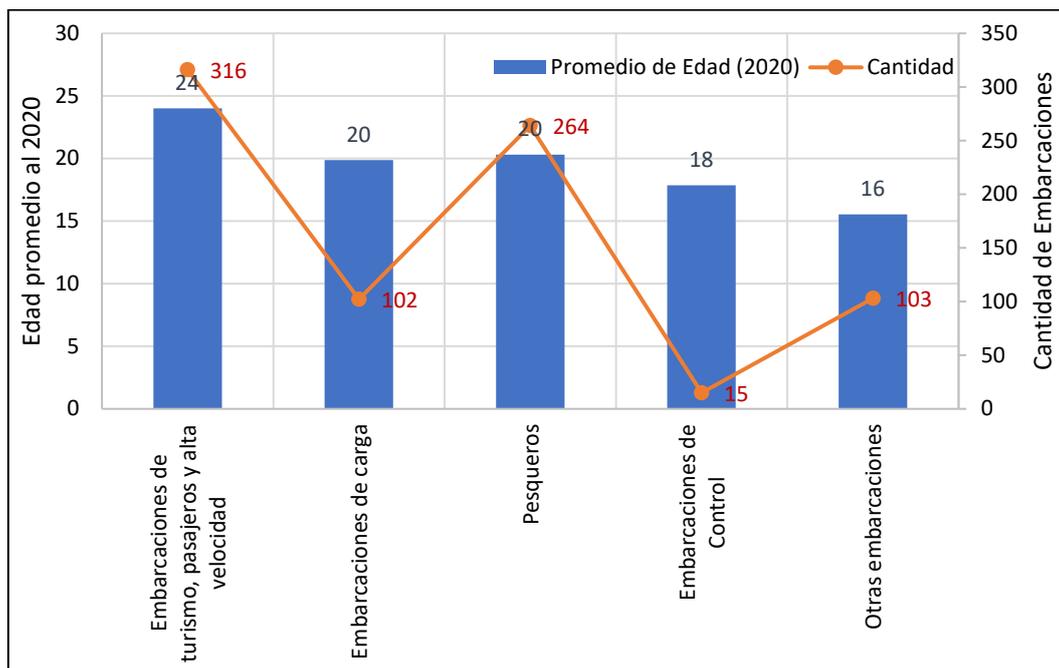


Figura 3.41: Cantidad de Embarcaciones según su Tipo y edad promedio al año 2020, en estado operativo registradas en las islas Galápagos, año 2019, (SPTMF, 2019).

El análisis de la flota operativa y autorizada en Galápagos nos indicará las embarcaciones de mayor importancia y que consecuentemente aportarán más a las emisiones de GEI. Estas embarcaciones son: Buques de pasaje entre 12 y 35 pasajeros (40%), Buques de pasaje >35 pasajeros (33%), Yates (9%), Transbordadores (5%), Pesca artesanal (3%). El 82% del TRB acumulado por las embarcaciones del estudio, corresponde a las de fines turísticos en las islas, que en este estudio están definidas como Barcos de turismo, pasajeros y embarcaciones de alta velocidad.

Al caracterizar las embarcaciones de la flota se podrá establecer cuáles son las características claves para poder realizar propuestas de alternativas energéticas. Por ejemplo, las embarcaciones de turismo con pernocte priorizarán el confort, y el número de pasajeros a bordo; mientras que las embarcaciones interislas priorizarán la velocidad y el número de pasajeros a bordo, y así respectivamente cada uno de los tipos de embarcaciones dependiendo del servicio prestado.

3.4.1.2. Edad de la embarcación

Este factor es de vital importancia, pues la edad de la embarcación está asociada a las tecnologías de construcción y de propulsión instaladas en las mismas, por lo tanto, de este factor dependerá la eficiencia energética que tenga la embarcación.

En la Figura 3.41 se muestra la caracterización de las embarcaciones de la flota, de forma general, donde se especifica la edad promedio al año 2020.

Al saber que la flota de Galápagos tiene en promedio 20 años de vida, y considerando que la vida útil de una embarcación es de alrededor de 35 años podemos decir que, en la zona de estudio analizada, para el año 2040 la edad promedio de vida de las embarcaciones será de 40 años por lo que ya estarán fuera de su vida útil. Lo recomendable en este caso para cumplir el plan de descarbonización de las islas será la renovación de la flota, lo cual deberá estar de la mano de las políticas públicas de socialización de estas recomendaciones y de restricciones de operación en las islas.

Es importante realizar una distribución estadística detallada por rangos de edad promedio de la flota, y por tipo de embarcación, para realizar adecuadamente las recomendaciones. En este estudio se utilizarán nueve categorías de edades de los buques, como se describe a continuación:

1. 1-5 años
2. 6-10 años
3. 11-15 años
4. 16-20 años
5. 21-25 años
6. 26-30 años
7. 31-35 años
8. 35-40 años
9. + de 41 años

En la Figura 3.42 se puede apreciar que el 18% de las embarcaciones de turismo, pasajeros y alta velocidad, el 30% de las embarcaciones de carga, 22% de las embarcaciones pesqueras, 40% de las embarcaciones de control y 17% de las otras embarcaciones llegarán respectivamente, al límite de la vida útil de sus embarcaciones, 36-40 años en 2040.

Respecto a las embarcaciones con más de 40 años de vida serán 28% de las embarcaciones de turismo, pasajeros y alta velocidad, el 29% de las embarcaciones de carga, el 25% de las embarcaciones pesqueras, el 20% de las embarcaciones de control y el 21% de las otras embarcaciones respectivamente, ver la Figura 3.42.

Este análisis estadístico nos indica que en promedio un 50% de las embarcaciones de la Flota de Galápagos pasarán el límite de su vida útil. Consecuentemente las políticas públicas de renovación de flota deberán ser un hecho para poder mantener la eficiencia de las embarcaciones, con sistemas de propulsión y energéticos adecuados, ver la Figura 3.42.

Al establecer la edad de las embarcaciones de la flota, por tipo de embarcación, se podrá establecer políticas para que las nuevas construcciones cumplan con los objetivos de la OMI, y así sean embarcaciones eficientes y con tecnologías energéticas adecuadas, de ser posible cero emisiones de GEI para poder llegar al objetivo del año 2050.

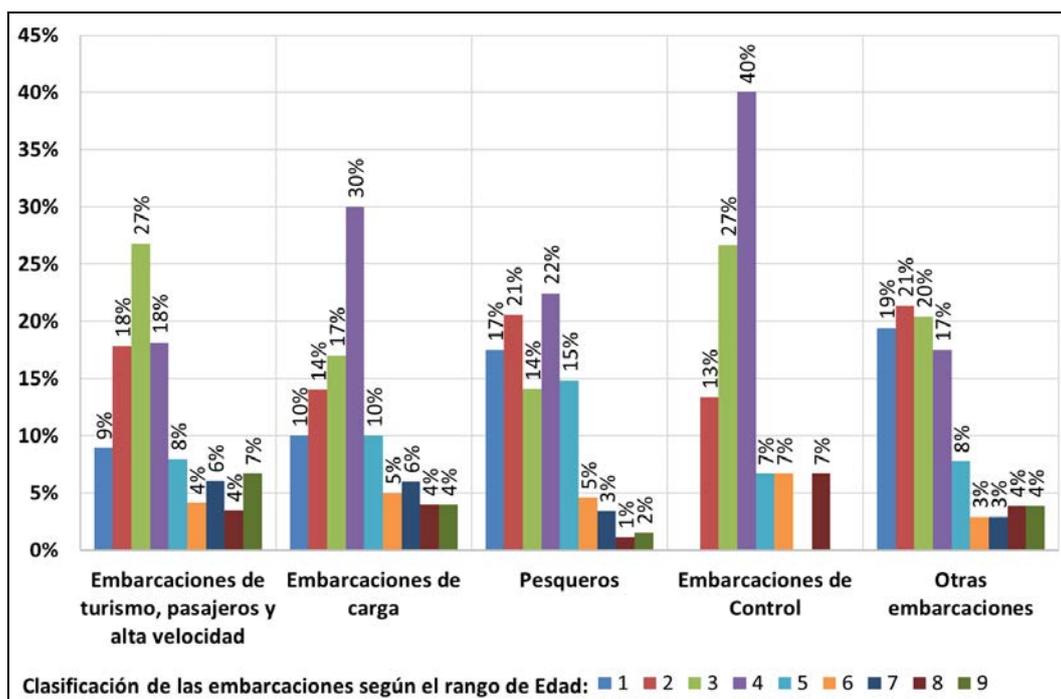


Figura 3.42: Clasificación de las Embarcaciones en estado operativo registradas en las islas Galápagos, año 2019, según la clasificación de rango de edad, (SPTMF, 2019)

3.4.1.3. Autonomía

La autonomía de las embarcaciones es otro factor importante que va a influir en las decisiones de alternativas energéticas de descarbonización.

Embarcaciones con autonomía menor a 4 horas, cortas distancias de navegación y baja velocidad (inferior a 6 nudos) serán las que favorablemente tendrán más facilidades para realizar un cambio energético a Motores Eléctricos (Red Eléctrica - 6knot-4h).

En embarcaciones con autonomía mayor a 4 horas, distancias mayores de navegación y velocidades mayores a 6 nudos, el cambio energético de descarbonización será limitado y la alternativa será el uso de sistemas para disminuir el consumo de combustible como lo son las velas, slow steaming y/o paneles solares para generación auxiliar.

3.4.1.4. Tipo de combustible de los motores principal y auxiliar

Este factor es de fundamental importancia, pues a partir del consumo de combustible y de la cuantificación de los GEI emitidos se podrán establecer nuevas alternativas menos contaminantes con mayor eficiencia energética que puedan ser reemplazadas en la embarcación.

La combinación de energías limpias ayudará a disminuir la emisión de carbono en las islas. Entre las alternativas disponibles para la flota se tiene:

- Energía Solar – Generación de energía para Motores Auxiliares.
- Bio-fuel marino de segunda y/o tercera generación – Disminución de las emisiones de Motores Principales.
- LNG generación – Disminución de las emisiones de Motores Principales.

Cuando se trata de tipo de combustible asociado a los motores principales y auxiliares de las embarcaciones de la flota se deberá considerar la renovación de motores por otros modernos, y eficientes, ver Figura 3.43.

La Figura 3.43 nos indica como en los últimos 60 años la eficiencia de los motores ha cambiado substancialmente lo que respalda el cambio de motores a más eficientes si la vida útil de las embarcaciones lo hace factible tecnológica y económicamente.

Finalmente, estos cambios energéticos serán alternativas disponibles para la mejora de las embarcaciones de la flota y así poder cumplir las regulaciones de disminución de emisiones según la OMI.

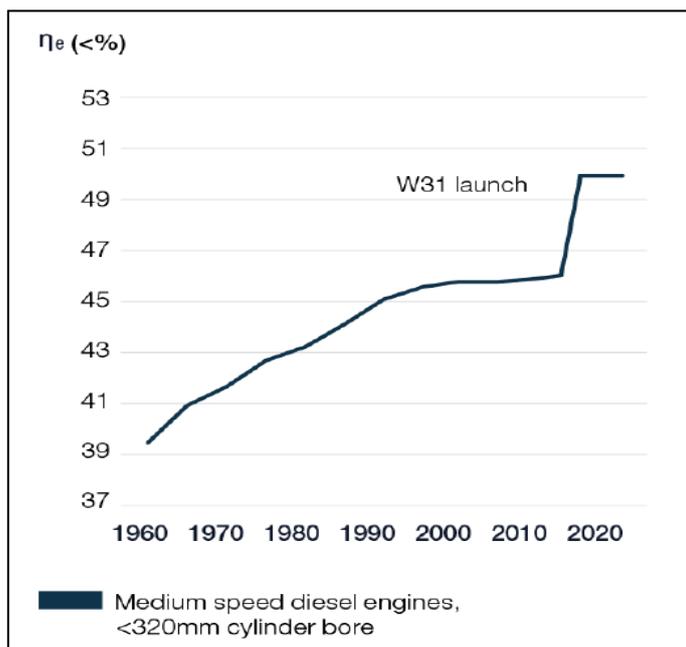


Figura 3.43: Evolución de la eficiencia de un motor de combustible Wärtsilä, (Wärtsilä, 2020).

3.4.2. Alternativas de descarbonización

El logro de los objetivos de la estrategia inicial de GEI de la OMI requerirá una combinación de soluciones técnicas, operativas e innovadoras aplicables a los buques, (IMO, 2020). Algunos de ellos, junto con una indicación sobre su potencial aproximado de reducción de GEI, se destacan a continuación:

- i. 90% Biocombustible 3ra generación
- ii. 35% Bio-GNL / GLP
- iii. 50-90% Eléctrico completo
- iv. 80-100% hidrógeno y otros combustibles sintéticos
- v. 2-50% Concepto, velocidad y capacidad
- vi. hasta un 75% Amplia optimización de velocidad
- vii. 5-50% Gestión de flotas, logística e incentivos
- viii. 1-10% de optimización del viaje
- ix. 2-20% Casco y superestructura
- x. 1-10% Gestión energética

Hay que resaltar que la visión de la estrategia inicial sobre la reducción de las emisiones de GEI de los buques, adoptada en abril de 2018 incluye:

- Reducción de las emisiones de CO₂ (intensidad de carbono), como promedio en el transporte marítimo internacional, en al menos un 40% para 2030, con esfuerzos hacia el 70% para 2050, en comparación con 2008, (IMO, 2020).

- Reducción de las emisiones anuales totales de GEI del transporte marítimo internacional en al menos un 50% para 2050 en comparación con 2008, mientras que, al mismo tiempo, se prosiguen los esfuerzos para eliminarlas gradualmente como se pide en la visión, para lograr las emisiones de CO₂, reducción consistente con los objetivos del Acuerdo de París, (IMO, 2020).

La estrategia de GEI de la OMI proporciona una amplia lista de posibles medidas a corto, medio y largo plazo, que incluyen, por ejemplo, una mayor mejora del EEDI y el SEEMP, planes de acción nacionales, cooperación técnica mejorada, actividades portuarias, investigación y desarrollo, apoyo a la adopción efectiva de combustibles alternativos bajos y cero en carbono, mecanismos innovadores de reducción de emisiones, etc., (IMO, 2020).

Un hecho es que las embarcaciones registradas en las Islas Galápagos son menores de 400 GT, (SPTMF, 2019) de la totalidad de la flota solo existen 8 embarcaciones registradas con más de 400 GT. Por lo tanto, la aplicación de los requisitos de la IMO de mejora del EEDI y el SEEMP para toda la flota no es aplicable, pues las medidas técnicas y operativas de eficiencia energética es para todos los buques de 400 GT o más.

Sin embargo, esto no implica que no puedan tomarse un conjunto de medidas que puedan reducir las emisiones de GEI de los buques de la flota operativa en las islas.

La propulsión asistida por viento podría reducir potencialmente el consumo de combustible, especialmente cuando se usa para barcos lentos, pero el caso comercial sigue siendo difícil, (DNV GL, 2018). En el caso de Galápagos no existen embarcaciones que realicen este tipo de transporte de insumos de carga en rutas internacionales, o incluso al continente, y que tengan registro local, por lo cual la aplicación de la propulsión asistida por viento como un complemento para la disminución de consumo de combustible es factible.

Hay que resaltar que la propulsión asistida por viento, aunque no es una tecnología nueva, requerirá algún trabajo de desarrollo para marcar una diferencia significativa para los buques modernos, (DNV GL, 2018). Esto se refiere a que, en cada embarcación, como proyecto único, deberá ser proyectada el sistema de velas apropiado a la misma.

Otras soluciones como el uso de *slow steaming*¹¹, aumenta la eficiencia del sistema de propulsión. El uso de *slow steaming* es una de las formas más efectivas de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial. La OMI considera esta práctica como una de las mejores opciones para cumplir las regulaciones establecidas.

Además de las propuestas de la OMI, varios estudios sobre *slow steaming* indican que la aplicación en embarcaciones de diversos tipos, y no solo en porta-contenedores es eficiente,

¹¹ Es la práctica de operar buques de carga transoceánicos, especialmente buques portacontenedores, a una velocidad significativamente menor que su velocidad máxima. Esta estrategia ha sido analizada a lo largo de los últimos años para ser aplicada no solamente en embarcaciones transoceánicas sino también en otros tipos de embarcaciones haciéndose una práctica común para el ahorro de combustible y disminución de emisiones. El concepto de *Slow Steaming*, evolucionó para "*Smart Steaming*" donde la estrategia de disminución de velocidad del barco se optimiza dinámicamente en función del estado en tiempo real del mar, el clima y el puerto de destino; por ejemplo, si hay congestión en el puerto, no tiene sentido apresurarse para llegar allí a toda velocidad simplemente para luego esperar un atraque durante días; en cambio, el barco puede ir más lento para ahorrar combustible y aún atracar al mismo tiempo.

(Healy & Graichen, 2019), (Cepeda, Assis, Marujo, & Caprace, 2017), (Faber, Nelissen, Hon, Wang, & Tsimplis, 2012).

La utilización una fuente de electricidad limpia y renovable en cualquier lugar como lo es la energía solar puede también, con un conjunto de estrategias, disminuir el consumo de combustibles fósiles. En el caso de las embarcaciones de Galápagos, las que representan mayor consumo son las embarcaciones de turismo con pernocte e interislas y en este tipo de embarcaciones donde se prima el confort, existen motores auxiliares que serán empleados para poner en funcionamiento el sistema eléctrico de la embarcación. En este caso los paneles solares para el uso en auxiliares son pertinente. Conjuntamente, proporciona autonomía a la embarcación lo que permitirá tener en funcionamiento los sistemas de comunicación operativos permanentemente.

La renovación de motores por modernos, y eficientes, será otra opción disponible, ver Figura 3.43. Finalmente, el cambio de tecnología en los motores principales como el uso de LNG, o bio-fuel marino de segunda y/o tercera generación serán las alternativas disponibles para las características de estas embarcaciones de la flota.

Antes de definir las estrategias o políticas que serán usadas para ser modeladas como escenarios de disminución de emisiones es importante hacer una evaluación una a una de las alternativas energéticas disponibles.

3.4.2.1. Ventajas y desventajas de las alternativas energéticas

En la Tabla 3.16 se encuentra un Resumen de las aplicaciones y el potencial de la tecnología de energía renovable para la industria naviera, para embarcaciones menores a 400 GT.

Tabla 3.16: Resumen de las aplicaciones y el potencial de la tecnología de energía renovable para la industria naviera, para embarcaciones menores a 400 GT, (IRENA, 2015)

	Tipo de energía Renovable	Modernización (RF) / Nueva construcción (NB)	<400 toneladas Por ejemplo: recreación, pesca artesanal / pequeña, turismo, pasajeros, freno, lanchas de desembarco, barcasas, investigación, patrulla costera y seguridad
Viento	Velas suaves	RF	***
		NB	***
	Alas fijas	RF	**
		NB	**
	Rotores	RF	**
		NB	***
	Cometas	RF/NB	**
Turbinas	RF/NB	*	
Energía solar fotovoltaica	Propulsión principal	RF	N / A
		NB	*
	Propulsión auxiliar	RF	**
		NB	**
	Poder auxiliar	RF/NB	**

	Tipo de energía Renovable	Modernización (RF) / Nueva construcción (NB)	<400 toneladas Por ejemplo: recreación, pesca artesanal / pequeña, turismo, pasajeros, freno, lanchas de desembarco, barcazas, investigación, patrulla costera y seguridad
Biocombustibles	1ra Generación	RF	**
		NB	**
	2da Generación	RF	N / A
		NB	***
	3ra Generación	RF	N / A
		NB	***
Ola	Propulsión principal	NB	*
	Propulsión auxiliar	NB	*
Aplicación actual	* Alto potencial (puntuación bien en las tres métricas: económica, medioambiental y social)		
En uso comercial	** Potencial medio (puntuaciones en dos de las tres métricas)		
Probado	***. Limitado I (puntuaciones en solo una de las tres métricas)		
Prueba de concepto	N / A No disponible		
Diseño			
Concepto			
Incierto			

Esta tabla es un extracto del estudio de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) del año 2015, donde son evaluadas las tecnologías a la fecha del estudio. Este resumen potencial de aplicaciones es importante porque para las embarcaciones mayores de 400GT y menores de 50000GT según el estudio se tiene un alto potencial de aplicación, mientras que en embarcaciones menores de 400GT la mayoría de las aplicaciones tienen un potencial limitado o medio.

Para seleccionar las estrategias o políticas que serán usadas para ser modeladas como escenarios de disminución de emisiones se considerará las ventajas y desventajas de cada una de las alternativas energéticas disponibles y que podrían ser aplicadas en la zona de estudio.

Además de las ventajas y desventajas es importante considerar que esas alternativas energéticas deben ser adecuadas para el tipo de embarcaciones de la flota de las Islas Galápagos, por lo que una misma estrategia puede ser adecuada y ventajosa para un tipo de embarcación y para otro tipo de embarcación no lo sea.

3.4.2.1.1. Motores de propulsión Eléctrica

A continuación, serán descritas las ventajas y desventajas de este tipo de tecnología para el uso en el transporte marítimo, (DNV GL, 2018), (SIEMENS Energy, 2020).

a) Ventajas:

- Los sistemas de baterías tienen gran potencial en la industria marítima.
- Las baterías como medio de almacenamiento de energía pueden considerarse como una fuente de combustible alternativa en el sentido más amplio. Especialmente en los barcos que operan en viajes cortos y regulares.

- Tiene un gran potencial como medio para aumentar la eficiencia del sistema de propulsión.
 - Fácil de distribuir y transportar.
- b) Desventajas:
- En la mayoría de los buques de navegación marítima, su función se limita a mejorar la eficiencia y la flexibilidad.
 - En el transporte marítimo de aguas profundas, las baterías por sí solas no son un sustituto adecuado de las fuentes de energía combustibles.
 - La energía eléctrica producida a través de plantas de carbón, centrales nucleares y otras, libera ciertos subproductos nocivos para el medio ambiente.
 - Para obtener una gran capacidad de energía eléctrica, se pueden destruir cientos de hábitats naturales debido al espacio necesario para producirla.
 - Las baterías ocupan más espacio y volumen de carga que los motores diésel.
 - La colocación fija de baterías a bordo en comparación con los combustibles líquidos disminuye el área disponible para el flete, lo que restringe su aceptación en el sector del transporte marítimo mercante.

3.4.2.1.2. Metanol

Se considera que este tipo de combustible tiene muy poco impacto en el mercado mundial, pero es una alternativa que pueden considerarse cuando la oferta está fácilmente disponible, (DNV GL, 2019).

A continuación, serán descritas las ventajas y desventajas de este tipo de combustible para el uso en el transporte marítimo (IEA Bioenergy, 2017), (DNV GL, 2018).

- a) Ventajas:
- Los fabricantes de motores afirman que las emisiones de CO₂ equivalente de tanque a hélice (TTP) de los motores de doble combustible (DF) de ciclo Otto y de gas puro son más bajas que las de los motores de fuel-Oil.
 - Para embarcaciones pequeñas, con rangos de crucero cortos, la propulsión por batería o las pilas de combustible alimentadas con metanol son una solución técnicamente factible y también ofrecen el beneficio de operaciones de cero emisiones.
 - Si se produce a partir de energía renovable o biomasa, las huellas de carbono pueden ser significativamente más bajas que las de HFO y MGO.
 - Combustible líquido a temperatura ambiente y más compatible con la infraestructura de combustible líquido existente.
 - Solo si el metanol se produce a partir de recursos renovables, es decir, gas de síntesis basado en biomasa, puede considerarse viable, de lo contrario no es una solución viable para reducir el impacto ambiental y climático del sector marítimo.
- b) Desventajas:
- El metano (CH₄) tiene de 25 a 30 veces el efecto de gas de efecto invernadero del CO₂.
 - El cambio a este tipo de combustible requerirá que se adapten los motores, los tanques de combustible y los sistemas de gestión de combustible.

- Baja densidad de energía lo hace menos atractivo para los buques de aguas profundas, ya que se requiere abastecimiento de combustible a una frecuencia de 2 a 3 veces mayor en comparación con los combustibles fósiles líquidos actuales.
- El procesamiento de metanol o el enfriamiento a LNG son procesos que consumen mucha energía.

3.4.2.1.3. Bio-fuel Marino de Segunda y/o Tercera Generación

Se considera que este tipo de combustible tiene muy poco impacto en el mercado mundial, pero es una alternativa que pueden considerarse cuando la oferta está fácilmente disponible, (DNV GL, 2019), (IEA Bioenergy, 2017).

A continuación, serán descritas las ventajas y desventajas de este tipo de combustible para el uso en el transporte marítimo.

a) Ventajas:

- Costos de procesamiento más bajos, eliminando la necesidad de refinado secundario.
- Combustibles que se adaptan a la infraestructura existente y no requieren una gran inversión en el motor del barco o cambios en la infraestructura.
- Restaura la lubricidad del motor y reduce el humo, el hollín y el olor a diésel quemado del escape del motor, al mismo tiempo que protege contra el desgaste de las bombas de combustible y de los inyectores.
- Emiten niveles muy bajos de material particulado, NO_x y CO durante la combustión.
- Los biocombustibles reducen las emisiones de los barcos y aumentan la calidad del aire local, además de mostrar un contenido de azufre ultra bajo, por lo que cumplen con las regulaciones pueden ser más rentables a medida que la demanda sea mayor.

b) Desventajas:

- El cambio a este tipo de combustible requerirá que se adapten los motores, los tanques de combustible y los sistemas de gestión de combustible.
- Baja densidad energética del combustible y, por tanto, el gran volumen de almacenamiento de combustible.
- No se utilizan abundantemente en el sector marítimo.
- La principal desventaja técnica del biodiésel en comparación con el petrodiésel es su menor contenido de energía térmica, ya que el biodiésel tiene un mayor contenido de oxígeno en comparación con los combustibles de hidrocarburos convencionales.
- Su mayor contenido de oxígeno también conduce a una menor estabilidad a la oxidación, donde es más propenso a degradarse con el tiempo y formar peróxidos, ácidos y otros compuestos insolubles. Para evitar la degradación temprana, se pueden agregar antioxidantes a la mezcla. Otra preocupación con el uso de biodiésel es la contaminación del agua que conduce a una reducción de la eficiencia del combustible, un mayor crecimiento microbiano y una gelificación acelerada del combustible a bajas temperaturas.
- Cuando los precios del crudo son bajos, la demanda de biocombustibles disminuye. Desde el punto de vista del operador de un buque, hasta el 50% de los costos operativos están dominados en gran medida por los costos del combustible, por lo que los combustibles marinos fósiles tienen una ventaja comparativa adicional.

- Los biocombustibles de segunda generación tienen costos de producción más altos ya que son tecnologías más jóvenes y menos optimizadas.
- Los biocombustibles de segunda generación se convertirán en costos competitivos a la par con los combustibles fósiles debe basarse en desarrollo tecnológico, precios del petróleo y marcos regulatorios, todos los cuales tienen su propio nivel de incertidumbre.

3.4.2.1.4. Celdas de Hidrógeno (fuel cells)

La utilización de hidrógeno como solución de propulsión para un buque de cero emisiones, incluye sistemas de pilas de combustible, sistemas de baterías y tanques de almacenamiento de hidrógeno líquido.

A continuación, serán descritas las ventajas y desventajas de este tipo de combustible para el uso en el transporte marítimo, (DNV GL, 2018), (Hydroville CMB, 2020).

a) Ventajas:

- Las huellas de carbono pueden ser significativamente más bajas que las de HFO y MGO.
- Mayor disponibilidad, menor precio y almacenamiento más fácil.
- Para embarcaciones pequeñas, con rangos de crucero cortos, la propulsión por batería o las pilas de combustible alimentadas con hidrógeno son una solución técnicamente factible y también ofrecen el beneficio de operaciones de cero emisiones.
- Transbordadores a hidrógeno han sido construidos y están en operación en los últimos años en Noruega, Escocia y California.

b) Desventajas:

- Actualmente se encuentra en una fase inicial de diseño o prueba, con aplicaciones en barcos de pasajeros más pequeños, transbordadores o embarcaciones de recreo.
- Llevará tiempo alcanzar un nivel de madurez suficiente para sustituir los motores principales de cualquier tipo de embarcación.
- La vida útil de estos sistemas aún es un desafío
- Se requiere un historial de operaciones de seguridad para la operación.
- Se necesitan nuevos reglamentos, códigos y normas de la Organización Marítima Internacional y las Sociedades de Clasificación

3.4.2.1.5. LNG

El LNG como combustible para barcos es actualmente una solución técnicamente probada y la infraestructura de abastecimiento de combustible se está desarrollando rápidamente en todo el mundo. Si bien los combustibles convencionales a base de petróleo seguirán siendo la principal opción de combustible para la mayoría de los buques existentes en un futuro próximo, las oportunidades comerciales del LNG son interesantes principalmente para las nuevas construcciones, pero en algunos casos también para los proyectos de conversión.

Cuando se trata de emisiones de CO₂, el LNG es el combustible fósil que produce las cantidades más bajas, pero aun así es un combustible de origen fósil, (DNV GL, 2018).

A continuación, serán descritas las ventajas y desventajas de este tipo de combustible para el uso en el transporte marítimo, (DNV GL, 2019).

a) Ventajas:

- Tiene buen desempeño ambiental.
- Puede cumplir con los requisitos de NOX Tier III.
- Impacto positivo en EEDI.
- Reducción del consumo de combustible
- Utiliza calor de motores, frío de LNG
- Reducción de emisiones
- Retorno más rápido de la inversión CAPEX

b) Desventajas:

- Alto costo de inversión.
- Costoso de modernizar.
- Grandes variaciones regionales en el precio del LNG.
- Deslizamiento de metano en el escape.
- Requiere espacio para tanque.
- Algunos tipos de motores necesitan sistemas adicionales para alcanzar el nivel III de NOX.
- El LNG necesita un sistema de almacenamiento dedicado y volumen adicional para la misma energía que el HFO.

3.4.2.1.6. Nuevo Combustible Compatible (New Compliant Low-Sulphur Fuels)

Se espera que las mezclas de combustibles con bajo contenido de azufre estén disponibles en el mercado a través de una variedad de productos. Sin embargo, las plantas de desulfuración son muy costosas y pueden tardar varios años en estar operativas.

A continuación, serán descritas las ventajas y desventajas de este tipo de combustible para el uso en el transporte marítimo, (DNV GL, 2019).

a) Ventajas:

- Puede ser usado en la mayoría de las configuraciones de motores ya existentes.

b) Desventajas:

- Se desconoce el costo que tendrá el combustible
- Experiencias limitadas a enero de 2019
- Disponibilidad incierta
- Puede crear problemas operativos debido a incompatibilidad o combustible fuera de especificaciones (ref. Combustibles híbridos ECA)

3.4.2.1.7. Otras opciones de cambio de combustible o alternativas energéticas

Existen otras alternativas de cambio de combustible que pueden ser aplicadas para la disminución de GEI y serán detalladas a continuación:

- **Combustible Destilado - Marine Gasoil (MGO)**

A continuación, serán descritas las ventajas y desventajas de este tipo de combustible para el uso en el transporte marítimo, (DNV GL, 2019).

a) Ventajas:

- Puede ser usado en la mayoría de las configuraciones de motores ya existentes.

b) Desventajas:

- Mayor costo de combustible.
- Puede crear problemas operativos debido a la baja viscosidad del combustible.

- **Motor Marino de Combustible DUAL (Dual Fuel Engine)**

Para el cumplimiento de las regulaciones estos motores marinos utilizan ambos combustibles: diésel y gas.

Es un tipo de motor atractivo para emitir menos gases contaminantes, reducir costos y al mismo tiempo mantener las características de servicio de las embarcaciones.

- **Propulsión diésel Eléctrica**

Los dos sistemas que dominan el mercado hoy en día son motores de corriente alterna controlados por frecuencia y motores de corriente continua controlados por SCR, (Marine Engineering Learning Hub, 2020).

La industria de cruceros de gran calado, debido a los altos requisitos de energía similares a los de un hotel, está adoptando sistemas de propulsión eléctrica diésel de alta potencia en la mayoría de sus nuevas construcciones, (Marine Engineering Learning Hub, 2020).

Ambas tecnologías tienen un historial probado de eficiencia y confiabilidad. Para un motor de propulsión de corriente continua, la energía eléctrica puede provenir de uno o más generadores de CC o puede formar un alternador y luego suministrarse a través de un rectificador como suministro de CC. La potencia de los motores de corriente continua está limitada a unos 8 MW, por lo que las máquinas de CA se utilizan para salidas altas a menos que se haga un esfuerzo para instalar motores de CC en tándem. El esquema de rectificación puede incorporar control de velocidad y un medio de inversión, (Marine Engineering Learning Hub, 2020).

La energía para el motor de propulsión de CA es obviamente suministrada por un alternador; los motores principales pueden ser un motor diésel, una turbina de gas o una instalación de caldera y turbina de vapor, (Marine Engineering Learning Hub, 2020).

Como ventajas se tiene lo siguiente (SIEMENS Energy, 2020):

- Operación confiable, económica y eficiente
- Reducción significativa de los costos de combustible debido a cambios en los perfiles operativos de los buques
- Disponibilidad óptima y facilidad de mantenimiento

3.4.2.2. Alternativas de descarbonización seleccionadas como estrategias para la disminución de emisiones de GEI

Tomando en cuenta los factores claves (Tipo de servicio de las embarcaciones, Edad de la embarcación, Autonomía, y Tipo de propulsión principal y auxiliar), las alternativas energéticas y los estudios analizados, se han definido las siguientes alternativas para la realización de los modelos y escenarios:

- Slow Steaming
- Velas (Sails Onboard)
- Eficiencia de Motor Principal (ME Efficiency)
- Paneles Solares para Motores Auxiliares
- LNG
- Biocombustible Marino
- Motores de propulsión Eléctrica (Electric Propulsion)

Como fue establecido por la OMI, la estrategia de disminución de GEI requerirá una combinación de soluciones técnicas, operativas e innovadoras aplicables a las embarcaciones de la flota, en este caso registradas y autorizadas para su operación en las Islas Galápagos, ver Tabla 3.17.

La Tabla 3.17. muestra como cada estrategia es aplicada o no para cada tipo de embarcación. Además de esta información también se establece si la aplicación de la estrategia va a afectar al Motores Principal y/o auxiliar.

Tabla 3.17: Estrategias Consideradas para la implementación de la descarbonización de las islas Galápagos al año 2040, según el tipo de embarcación

Estrategia		Slow steaming	Sails onboard	ME efficiency	Paneles Solares	LNG	Biocombustible Marino	Motores de propulsión Eléctrica
Motor de Aplicación		MP	MP	MP	MA	MP	MP/MA	MP
Buques de carga	Carga general	●	●	●				●
Otras embarcaciones de pasajeros	Fletera o Taxi	●	●					
Buques pesqueros	Barco pesquero	●	●					●
	Pesca artesanal	●	●					●
Otras embarcaciones	Militar y Control DPNG	●					●	
	Otros	●	●				●	
Cruceros de turismo con pernocte	Crucero	●	●	●	●	●	●	
	Yate Oceánico hasta 12 pas. max. que pernocten a bordo	●	●	●	●	●	●	

Estrategia	Slow steaming	Sails onboard	ME efficiency	Paneles Solares	LNG	Biocombustible Marino	Motores de propulsión Eléctrica
	Motor de Aplicación	MP	MP	MP	MA	MP/MA	MP
Cruceros de turismo sin pernocte	Carga y pasaje	●	●	●		●	
	Deportiva o de recreación	●	●	●			●
	Pasaje que no pernocten	●	●	●		●	
	Pesca Vivencial	●	●	●		●	
	Tour de bahia	●	●	●			●
	Tour diario	●	●	●		●	●
	Yate de Recreo hasta 12 pas. max. que no pernocten	●	●	●			●
Interislas	●		●	●		●	
Barcos extranjeros	●					●	

3.4.3. Propuestas de Escenarios 2040 a nivel de Transporte Marítimo

En la presente sección se describen los escenarios propuestos al año 2040 para la implementación de la descarbonización del sector de transporte marítimo de las islas Galápagos. Los escenarios de descarbonización son divididos en:

- a. Escenario de Referencia (REF)
- b. Escenario de impacto BAJO
- c. Escenario de impacto MEDIO
- d. Escenario de impacto ALTO

Cada uno de estos escenarios serán función de la combinación de las estrategias de descarbonización propuestas para cada uno de los tipos de embarcaciones. Cabe resaltar que en el escenario de impacto ALTO no se llega a la descarbonización cero. Como fue contextualizado anteriormente no existe tecnología disponible con cero emisiones de CO₂ que pueda ser implementada en los tipos de embarcaciones para cumplir sus características de servicio.

3.4.3.1. Escenario de Referencia (REF)

Escenario de referencia donde la flota está navegando a su velocidad de diseño dependiendo respectivamente del tipo de barco, el tamaño del barco y la edad del barco.

3.4.3.2. Escenario de impacto BAJO (LOW SCENARIO)

Escenario de Re-motorización de flota.

- **Slow Steaming (reducción prescriptiva de velocidad):**
 1. **2030:** Escenario donde la velocidad de todos los barcos de la flota, reducen uniformemente en un 5% su velocidad.
 2. **2040:** Escenario donde la velocidad de todos los barcos de la flota, reducen uniformemente en un 15% su velocidad.

- **Velas a bordo:**
 1. **2030:** Escenario donde los barcos de la flota, excepto: embarcaciones militares y de control DPNG, embarcaciones interislas, y barcos extranjeros, adicionarán velas apropiadas al diseño de la embarcación para disminuir el 5% del consumo de combustible total del motor principal.
 2. **2040:** Escenario donde los barcos de la flota, excepto: embarcaciones militares y de control DPNG, embarcaciones interislas, y barcos extranjeros, adicionarán velas apropiadas al diseño de la embarcación para disminuir el 10% del consumo de combustible total del motor principal.

- **Cambio a motores más eficientes basados en combustible de origen fósil:**
 1. **2030:** Escenario donde las Embarcaciones de Carga, los Cruceros de Turismo Con Pernocte y Embarcaciones de turismo sin Pernocte, así como las embarcaciones interislas, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia deberán hacer cambio de sus motores a motores más eficientes que garanticen un aumento de la eficiencia mínimo del 2.5%.
 2. **2040:** Escenario donde las Embarcaciones de Carga, los Cruceros de Turismo Con Pernocte y Embarcaciones de turismo sin Pernocte, así como las embarcaciones interislas, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia deberán hacer cambio de sus motores a motores más eficientes que garanticen un aumento de la eficiencia mínimo del 5%.

- **Paneles solares para motores auxiliares:**
 1. **2030:** Escenario donde las Embarcaciones de turismo de pernocte e interislas, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia, deberán adicionarán paneles solares para sus motores auxiliares, para disminuir el consumo de combustible fósil garantizando una reducción del consumo de combustible de los motores auxiliares en mínimo de 5%.
 2. **2040:** Escenario donde las Embarcaciones de turismo de pernocte e interislas, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia, deberán adicionarán paneles solares para sus motores auxiliares, para disminuir el consumo de combustible fósil

garantizando una reducción del consumo de combustible de los motores auxiliares en mínimo de 10%.

- **Implementación de LNG:**
 1. **2030:** Escenario donde las Embarcaciones de turismo de pernocte, deberán cambiar los motores principales a dual-fuel o LNG, para disminuir las emisiones garantizando un Porcentaje de participación mínimo de 5%.
 2. **2040:** Escenario donde las Embarcaciones de turismo de pernocte, deberán cambiar los motores principales a dual-fuel o LNG, para disminuir las emisiones garantizando un Porcentaje de participación mínimo de 10%.

- **Propulsión eléctrica:**
 1. **2030:** Escenario donde las Embarcaciones Pesqueras, Otras embarcaciones de Pasajeros, Tour de bahía y turismo diario, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia, deberán sustituir sus motores principales por motores eléctricos garantizando un Porcentaje de participación mínimo de 20%. ***El abastecimiento de energía eléctrica será de la red pública sustentable de Galápagos.***
 2. **2040:** Escenario donde las Embarcaciones Pesqueras, Otras embarcaciones de Pasajeros, Tour de bahía y turismo diario, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia, deberán sustituir sus motores principales por motores eléctricos garantizando un Porcentaje de participación mínimo de 40%. ***El abastecimiento de energía eléctrica será de la red pública sustentable de Galápagos.***

- **Implementación de MARINE BIOFUEL:**
 1. **2030:** Escenario donde los barcos de la flota, excepto: Pesqueras, Otras embarcaciones de Pasajeros, Tour de bahía y turismo diario, utilizarán marine biofuel en sus motores principales y auxiliares, para disminuir las emisiones garantizando un Porcentaje de participación mínimo de 10%.
 2. **2040:** Escenario donde los barcos de la flota, excepto: Pesqueras, Otras embarcaciones de Pasajeros, Tour de bahía y turismo diario, utilizarán marine biofuel en sus motores principales y auxiliares, para disminuir las emisiones garantizando un Porcentaje de participación mínimo de 20%.

3.4.3.3. Escenario de impacto MEDIO (MEDIUM SCENARIO)

Escenario de Re-motorización de flota.

- **Slow Steaming (reducción prescriptiva de velocidad):**
 1. **2030:** Escenario donde la velocidad de todos los barcos de la flota, reducen uniformemente en un 10% su velocidad.
 2. **2040:** Escenario donde la velocidad de todos los barcos de la flota, reducen uniformemente en un 17.5% su velocidad.

- **Velas a bordo:**
 1. **2030:** Escenario donde los barcos de la flota, excepto: embarcaciones militares y de control DPNG, embarcaciones interislas, y barcos extranjeros, añadirán velas

apropiadas al diseño de la embarcación para disminuir el 10% del consumo de combustible total del motor principal.

2. **2040:** Escenario donde los barcos de la flota, excepto: embarcaciones militares y de control DPNG, embarcaciones interislas, y barcos extranjeros, adicionarán velas apropiadas al diseño de la embarcación para disminuir el 20% del consumo de combustible total del motor principal.
- **Cambio a motores más eficientes basados en combustible de origen fósil:**
 1. **2030:** Escenario donde las Embarcaciones de Carga, los Cruceros de Turismo Con Pernocte y Embarcaciones de turismo sin Pernocte, así como las embarcaciones interislas, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia deberán hacer cambio de sus motores a motores más eficientes que garanticen un aumento de la eficiencia mínimo del 5%.
 2. **2040:** Escenario donde las Embarcaciones de Carga, los Cruceros de Turismo Con Pernocte y Embarcaciones de turismo sin Pernocte, así como las embarcaciones interislas, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia deberán hacer cambio de sus motores a motores más eficientes que garanticen un aumento de la eficiencia mínimo del 10%.
 - **Paneles solares para motores auxiliares:**
 1. **2030:** Escenario donde las Embarcaciones de turismo de pernocte e interislas, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia, deberán adicionarán paneles solares para sus motores auxiliares, para disminuir el consumo de combustible fósil garantizando una reducción del consumo de combustible de los motores auxiliares en mínimo de 15%.
 2. **2040:** Escenario donde las Embarcaciones de turismo de pernocte e interislas, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia, deberán adicionarán paneles solares para sus motores auxiliares, para disminuir el consumo de combustible fósil garantizando una reducción del consumo de combustible de los motores auxiliares en mínimo de 30%.
 - **Implementación de LNG:**
 1. **2030:** Escenario donde las Embarcaciones de turismo de pernocte, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia, deberán cambiar los motores principales a dual-fuel, para disminuir las emisiones garantizando un Porcentaje de participación mínimo de 10%.
 2. **2040:** Escenario donde las Embarcaciones de turismo de pernocte, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia, deberán cambiar los motores principales a dual-fuel, para disminuir las emisiones garantizando un Porcentaje de participación mínimo de 20%.
 - **Propulsión eléctrica:**
 1. **2030:** Escenario donde las Embarcaciones Pesqueras, Otras embarcaciones de Pasajeros, Tour de bahía y turismo diario, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia, deberán sustituir sus motores principales por motores eléctricos garantizando un Porcentaje de participación mínimo de 40%. ***El abastecimiento de energía eléctrica será de la red pública sustentable de Galápagos.***

2. **2040:** Escenario donde las Embarcaciones Pesqueras, Otras embarcaciones de Pasajeros, Tour de bahía y turismo diario, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia, deberán sustituir sus motores principales por motores eléctricos garantizando un Porcentaje de participación mínimo de 60%. ***El abastecimiento de energía eléctrica será de la red pública sustentable de Galápagos.***

- **Implementación de MARINE BIOFUEL:**

1. **2030:** Escenario donde los barcos de la flota, excepto: Pesqueras, Otras embarcaciones de Pasajeros, Tour de bahía y turismo diario, utilizarán marine biofuel en sus motores principales y auxiliares, para disminuir las emisiones garantizando un Porcentaje de participación mínimo de 20%.
2. **2040:** Escenario donde los barcos de la flota, excepto: Pesqueras, Otras embarcaciones de Pasajeros, Tour de bahía y turismo diario, utilizarán marine biofuel en sus motores principales y auxiliares, para disminuir las emisiones garantizando un Porcentaje de participación mínimo de 40%.

3.4.3.4. Escenario de impacto ALTO (HIGH SCENARIO)

Escenario de renovación de flota.

- **Slow Steaming (reducción prescriptiva de velocidad):**

1. **2030:** Escenario donde la velocidad de todos los barcos de la flota, reducen uniformemente en un 15% su velocidad.
2. **2040:** Escenario donde la velocidad de todos los barcos de la flota, reducen uniformemente en un 30% su velocidad.

- **Velas a bordo:**

1. **2030:** Escenario donde los barcos de la flota, excepto: embarcaciones militares y de control DPNG, embarcaciones interislas, y barcos extranjeros, adicionarán velas apropiadas al diseño de la embarcación para disminuir el 15% del consumo de combustible total del motor principal.
2. **2040:** Escenario donde los barcos de la flota, excepto: embarcaciones militares y de control DPNG, embarcaciones interislas, y barcos extranjeros, adicionarán velas apropiadas al diseño de la embarcación para disminuir el 30% del consumo de combustible total del motor principal.

- **Cambio a motores más eficientes basados en combustible de origen fósil:**

1. **2030:** Escenario donde las Embarcaciones de Carga, los Cruceros de Turismo Con Pernocte y Embarcaciones de turismo sin Pernocte, así como las embarcaciones interislas, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia deberán hacer cambio de sus motores a motores más eficientes que garanticen un aumento de la eficiencia mínimo del 10%.
2. **2040:** Escenario donde las Embarcaciones de Carga, los Cruceros de Turismo Con Pernocte y Embarcaciones de turismo sin Pernocte, así como las embarcaciones interislas, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia deberán hacer cambio de sus motores a motores más eficientes que garanticen un aumento de la eficiencia mínimo del 15%.

- **Paneles solares para motores auxiliares:**
 1. **2030:** Escenario donde las Embarcaciones de turismo de pernocte e interislas, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia, deberán adicionarán paneles solares para sus motores auxiliares, para disminuir el consumo de combustible fósil garantizando una reducción del consumo de combustible de los motores auxiliares en mínimo de 25%.
 2. **2040:** Escenario donde las Embarcaciones de turismo de pernocte e interislas, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia, deberán adicionarán paneles solares para sus motores auxiliares, para disminuir el consumo de combustible fósil garantizando una reducción del consumo de combustible de los motores auxiliares en mínimo de 50%.

- **Implementación de LNG:**
 1. **2030:** Escenario donde las Embarcaciones de turismo de pernocte, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia, deberán cambiar los motores principales a dual-fuel, para disminuir las emisiones garantizando un Porcentaje de participación mínimo de 20%.
 2. **2040:** Escenario donde las Embarcaciones de turismo de pernocte, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia, deberán cambiar los motores principales a dual-fuel, para disminuir las emisiones garantizando un Porcentaje de participación mínimo de 40%.

- **Propulsión eléctrica:**
 1. **2030:** Escenario donde las Embarcaciones Pesqueras, Otras embarcaciones de Pasajeros, Tour de bahía y turismo diario, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia, deberán sustituir sus motores principales por motores eléctricos garantizando un Porcentaje de participación mínimo de 50%. ***El abastecimiento de energía eléctrica será de la red pública sustentable de Galápagos.***
 2. **2040:** Escenario donde el 100% de: las Embarcaciones Pesqueras, Otras embarcaciones de Pasajeros, Tour de bahía y turismo diario, que no realicen el cambio a algún tipo de energía limpia, deberán sustituir sus motores principales por motores eléctricos garantizando un Porcentaje de participación total (100%). ***El abastecimiento de energía eléctrica será de la red pública sustentable de Galápagos.***

- **Implementación de MARINE BIOFUEL:**
 1. **2030:** Escenario donde los barcos de la flota, excepto: Pesqueras, Otras embarcaciones de Pasajeros, Tour de bahía y turismo diario, que serán de propulsión principal eléctrica, utilizarán marine biofuel en sus motores principales y auxiliares, para disminuir las emisiones garantizando un Porcentaje de participación mínimo de 30%.
 2. **2040:** Escenario donde los barcos de la flota, excepto: Pesqueras, Otras embarcaciones de Pasajeros, Tour de bahía y turismo diario, que serán de propulsión principal eléctrica, utilizarán marine biofuel en sus motores principales y auxiliares, para disminuir las emisiones garantizando un Porcentaje de participación mínimo de 60%.

3.4.4. Políticas públicas

La implementación de las políticas públicas de las islas Galápagos deben ir en función a los tres escenarios planteados en la propuesta del numeral 3.4.3.

Estas políticas públicas deberán ir de acuerdo con la legislación de la autoridad marítima para poder ejercer el control y cumplimiento de estas.

a. Escenario de impacto BAJO

- i. Regular la Vida útil de las embarcaciones que operen en las Islas Galápagos, limitando el uso de embarcaciones mayores de 40 años de vida, desde su construcción.
- ii. Política en la construcción de nuevas embarcaciones para la operación en las Islas Galápagos, deben cumplir con las estrategias establecidas para el año 2040.
- iii. Política pesquera de incentivo de la pesca, de forma estacional y conforme las regulaciones de la Dirección General de Pesca.
- iv. Proyectos de infraestructura portuaria de abastecimiento de nuevos combustibles, lo que van a encarecer los escenarios de implementación.

a. Escenario de impacto MEDIO

- i. Regular la Vida útil de las embarcaciones que operen en las Islas Galápagos, limitando el uso de embarcaciones mayores de 40 años de vida, desde su construcción.
- ii. Política en la construcción de nuevas embarcaciones para la operación en las Islas Galápagos, deben cumplir con las estrategias establecidas para el año 2040.
- iii. Política de renovación de la flota, las nuevas embarcaciones que serán reemplazos/renovación deben cumplir con las estrategias establecidas para el año 2040.
- iv. Política pesquera de incentivo de la pesca, de forma estacional y conforme las regulaciones de la Dirección General de Pesca.
- v. Proyectos de infraestructura portuaria de abastecimiento de nuevos combustibles, lo que van a encarecer los escenarios de implementación.

b. Escenario de impacto ALTO

- i. Regular la Vida útil de las embarcaciones que operen en las Islas Galápagos, limitando el uso de embarcaciones mayores de 40 años de vida, desde su construcción.
- ii. Política en la construcción de nuevas embarcaciones para la operación en las Islas Galápagos, deben cumplir con las estrategias establecidas para el año 2040.
- iii. Política de renovación de la flota, las nuevas embarcaciones que serán reemplazos/renovación deben cumplir con las estrategias establecidas para el año 2040.
- iv. Política pesquera de incentivo de la pesca, de forma estacional y conforme las regulaciones de la Dirección General de Pesca.

- v. Proyectos de infraestructura portuaria de abastecimiento de nuevos combustibles, lo que van a encarecer los escenarios de implementación.
- vi. Deberá un plan de reducción de velocidad para las embarcaciones interislas, restricción de horarios y modificación de tipo de transporte a embarcaciones de mayor capacidad de transporte de pasajeros, realizarán cambio a motores más eficientes.
- vii. Las embarcaciones que realicen recarga de diésel utilizarán biocombustibles de segunda o tercera generación.

Como consideraciones generales se tiene lo siguiente:

- Es importante que se establezca una política integrada con el continente para que a nivel de transporte marítimo pueda llevarse una política de menos emisiones.
- Las baterías de los motores eléctricos marinos, que serán implementados en las embarcaciones de pequeño porte y baja velocidad, deberán tener asociada una de política de reciclaje para así luego de su vida útil ser descartadas de forma ecológicamente correcta. Estas baterías deberán ser recicladas en la isla o en el continente, según lo establecido en la política definida. Debido al aumento de la utilización de las baterías en las islas, este instrumento será importante porque tendrá una logística que hasta el momento no ha sido contemplada por falta de demanda.
- El hidrógeno es una alternativa potencial, que podría ser explorada. Sin embargo, esta tecnología es mayormente desarrollada para embarcaciones de mayores dimensiones. La implementación del hidrógeno como combustible alternativo deberá ser considerada si en los años siguientes la tecnología es desarrollada, madurada y factible para embarcaciones menores, esta consideración deberá incluir la infraestructura de generación que deberá ser realizada en la isla.

Objetivo General

Mapear el Transporte Marítimo en el Archipiélago de las Islas Galápagos, incluidos los diferentes sectores de transporte que existen para establecer el consumo energético integral del archipiélago. Establecer alternativas energéticas para obtener Cero Combustibles Fósiles del Archipiélago de las Islas Galápagos, hasta el año 2040.

Objetivos Específicos

Establecer una evaluación técnica de las alternativas energéticas tecnológicas disponibles para la disminución de las emisiones.

Establecer estrategias de alternativas energéticas con diferentes alcances, bajo, medio y alto, para obtener un nivel de Cero Combustibles Fósiles del Archipiélago de las Islas Galápagos, hasta el año 2040, si es tecnológicamente factible.

Líneas de Acción

Las diferentes estrategias de alternativas energéticas de alcance, bajo, medio y alto tendrán diferentes etapas para su ejecución futura

Tabla 3.18: Etapas de ejecución de un plan de transición en el sector marítimo

Detalle de las Etapas para la ejecución del Plan a nivel marítimo	2020	2021	2022	2023 - 2025	2026	2027 - 2030	2031	2032 - 2040	2041
Definición detallada y planificación de las estrategias específicas		■							
Definición detallada de las políticas públicas y de las entidades involucradas		■							
Plan detallado a nivel de transporte marítimo interconectado con los otros sectores de consumo energético		■	■						
Socialización de las políticas			■						
Ejecución de la primera fase			■	■					
Ejecución de la segunda fase					■	■			
Ejecución de la fase final							■	■	
Evaluación y retroalimentación					■		■	■	■

3.4.5. Resultados energéticos de los escenarios planteados

Las alternativas energéticas de reducción de consumo serán evaluadas con el escenario de referencia, en donde no se realizarán cambios hasta el año 2040. La alternativa energética con alcances bajo establecerá una reducción de consumo de alrededor de un 25%, el alcance medio de un 45% y el alto de alrededor de un 90%. Estas alternativas servirán como herramienta para la toma de decisión de políticas públicas para el plan de transición y de descarbonización.

En el escenario de referencia, la demanda energética del sector marítimo por rama, según el tipo de embarcaciones, donde están todos los combustibles refleja que la mayor demanda de energía se da por parte de los Barcos de turismo, pasajeros y embarcaciones de alta velocidad, seguida de los barcos extranjeros, otras embarcaciones, pesqueros y finalmente las embarcaciones de carga general, ver Figura 3.44. Estos datos confirman que las embarcaciones con mayor TRB acumulado serán las que representan los mayores consumos.

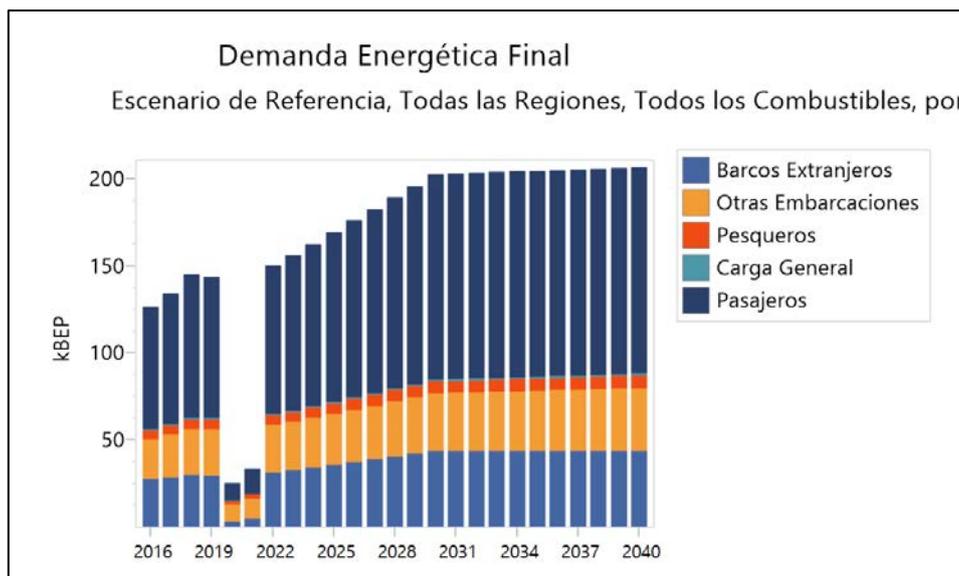


Figura 3.44: Demanda escenario de Referencia, por tipo de buque

Puede apreciarse también, a partir del análisis de la Figura 3.45 que los sectores directamente relacionados al turismo, Barcos de turismo, pasajeros y embarcaciones de alta velocidad, aumentan gradualmente su participación relativa en la demanda de energía consolidándose en alrededor del 63% de la misma.

En lo que respecta a las fuentes energéticas, se puede identificar los tipos de combustibles de la demanda energética marítima. La Figura 3.45 muestra que en este sector las embarcaciones consumen dos tipos de combustibles, diésel y gasolina, priorizando la demanda del diésel que representa alrededor de un 75% del consumo, sobre un 25% del consumo de gasolina.

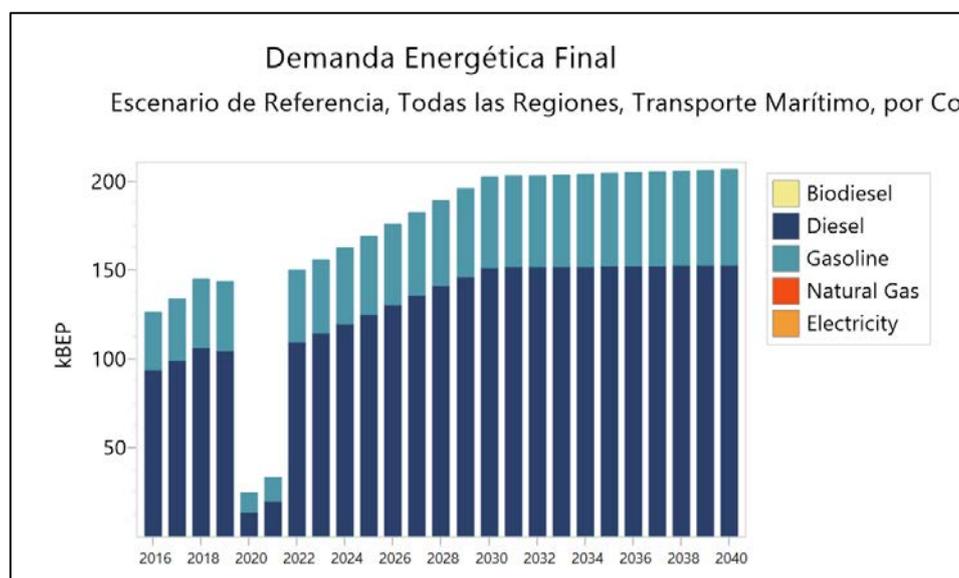


Figura 3.45: Demanda energética final por tipo de combustible.

La proyección de la demanda total de transporte marítimo por escenario se muestra en la Figura 3.46. El escenario de referencia no tiene cambios respecto al cambio de la demanda de energía, y la flota tiene un crecimiento por sector basado en el crecimiento de la población y de los turistas en tierra y a bordo que se hospedan en las islas. La Figura 3.46 detalla la demanda

energética de cada uno de los escenarios propuestos de disminución de emisiones. Al comparar el escenario de referencia, con los escenarios de impacto bajo, de impacto medio, y de impacto alto, donde cada estrategia es aplicada para cada tipo de embarcación, se observa que hay una disminución de la demanda energética para cada uno de los escenarios. Lo que indica que existe una ganancia de eficiencia energética en los tres escenarios de política. Esta situación está determinada por el conjunto de políticas implementadas en el sector. El efecto más notorio del impacto de los escenarios propuestos se manifiesta en el escenario alto, como objetivo de política de la iniciativa cero fósiles.

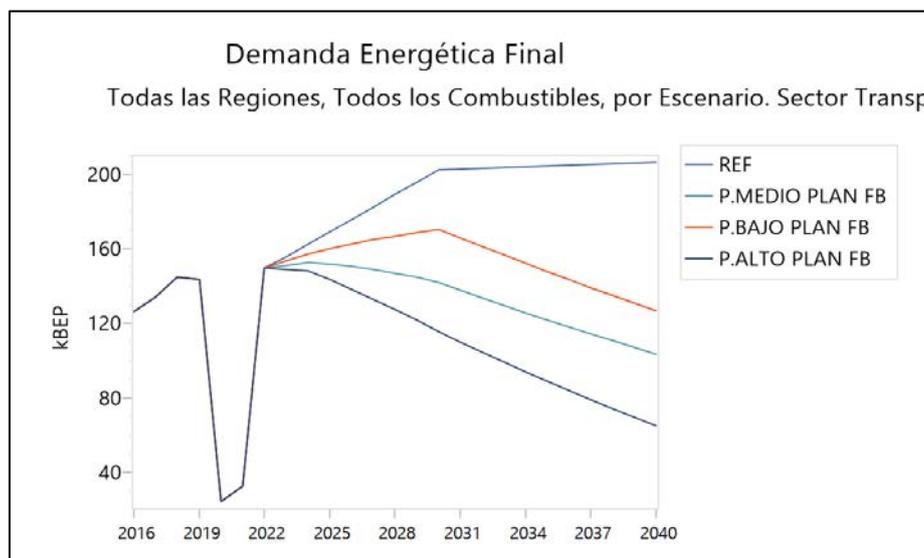


Figura 3.46: Demanda energética final por escenario

En cada uno de los escenarios propuestos las políticas de sustitución de combustibles alcanzan el objetivo de disminución de combustibles fósiles, gasolina y diésel, siendo reemplazadas por otras fuentes energéticas menos contaminantes. La Figura 3.47 muestra la implementación del escenario de impacto medio, donde la sustitución de combustible y políticas de descarbonización representan una disminución de alrededor del 33% de la demanda energética.

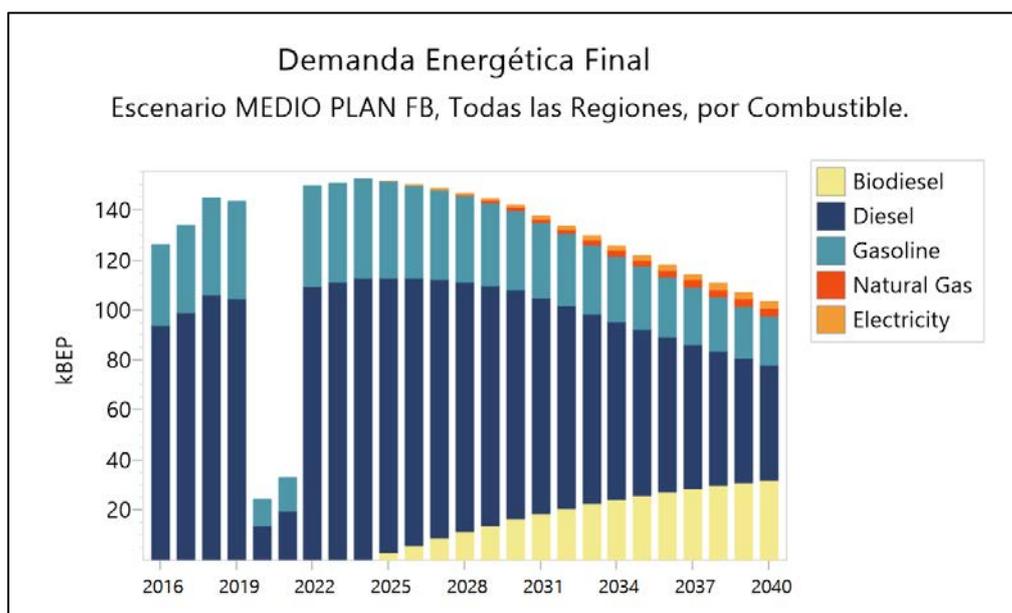


Figura 3.47: Demanda energética final por combustible, escenario de políticas medio

La Figura 3.48 muestra la implementación del escenario de impacto alto, donde la sustitución de combustible y políticas de descarbonización representan una disminución de alrededor del 53% de la demanda energética.

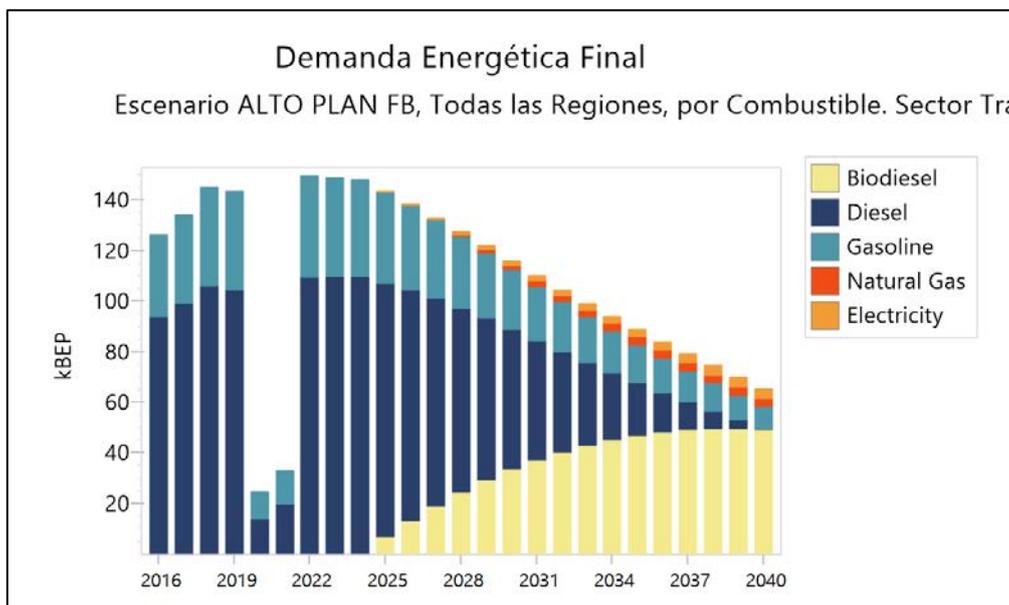


Figura 3.48: Demanda energética final por combustible, escenario de políticas alto

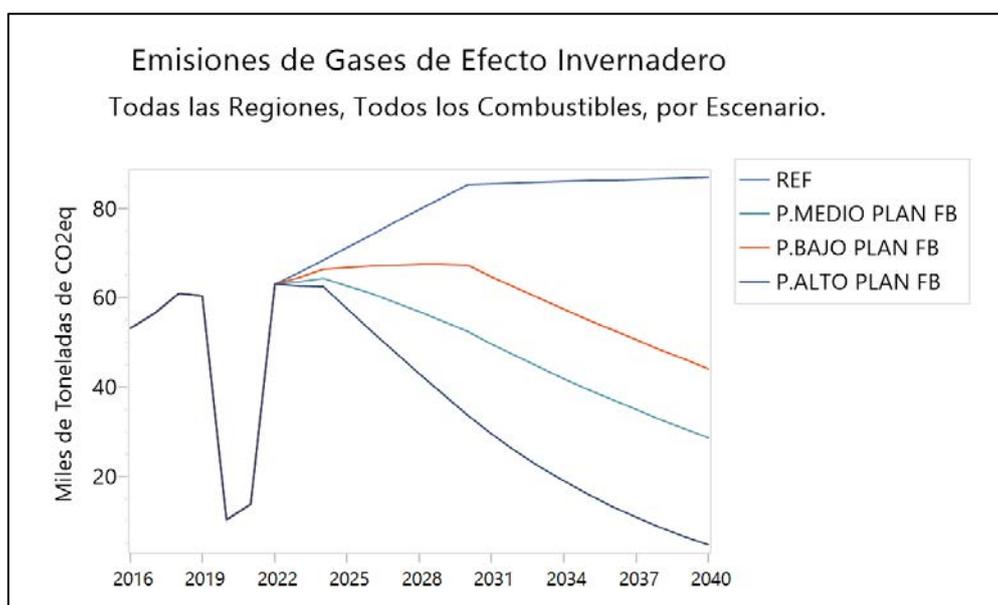


Figura 3.49: Emisiones del sector marítimo, por tipo de escenario.

La disminución de demanda y la sustitución de combustibles tiene como efecto la drástica disminución de los GEI directas del sector transporte marítimo, como se ve en la Figura 3.49 por escenario. Esta disminución de GEI directas en el escenario de impacto bajo representa alrededor del 53%, impacto medio representa alrededor del 68%, el impacto alto representa alrededor del 95% respecto al escenario de referencia.

En las Figura 3.50, Figura 3.51, y Figura 3.52, se observa un análisis de costo beneficio de los escenarios elaborados para el sector marítimo. En estas figuras se presentan todos los costos asociados a los escenarios de políticas bajo, medio y alto del sector. Para todas las medidas se contabilizan los costos de consumo de energía, los costos de transformación, los costos del cambio de motores y los ahorros producidos por la sustitución o el ahorro energético. Por causa de la sustitución y el ahorro de diésel y gasolina existe un ahorro respecto al escenario de referencia debido a la no importación de diésel y gasolina. A pesar de existir un costo, valores positivos referentes al sector de transporte marítimo resulta beneficiosa la implementación de las políticas de descarbonización.

El costo beneficio de la implementación de las políticas de cero combustibles fósiles resulta claramente positivo. Puede visualizarse que anualmente los beneficios de su implementación (costos negativos) más que compensan los costos de implementación. El valor presente neto en el escenario bajo es de aproximadamente -55.9 MUSD, ver Figura 3.50. El valor presente neto en el escenario bajo es de aproximadamente -86.8 MUSD, ver Figura 3.51. El valor presente neto en el escenario bajo es de aproximadamente -119.2 MUSD, ver Figura 3.52. Es decir, implementar cualquiera de los tres escenarios de sustitución de fósiles y eficiencia energética generaría un ahorro para el sistema.

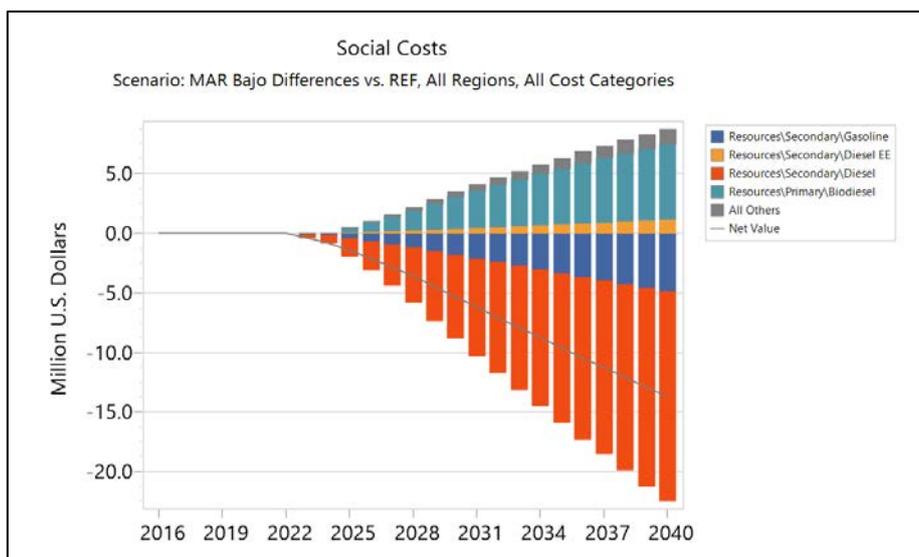


Figura 3.50: Análisis costo beneficio del escenario marítimo bajo

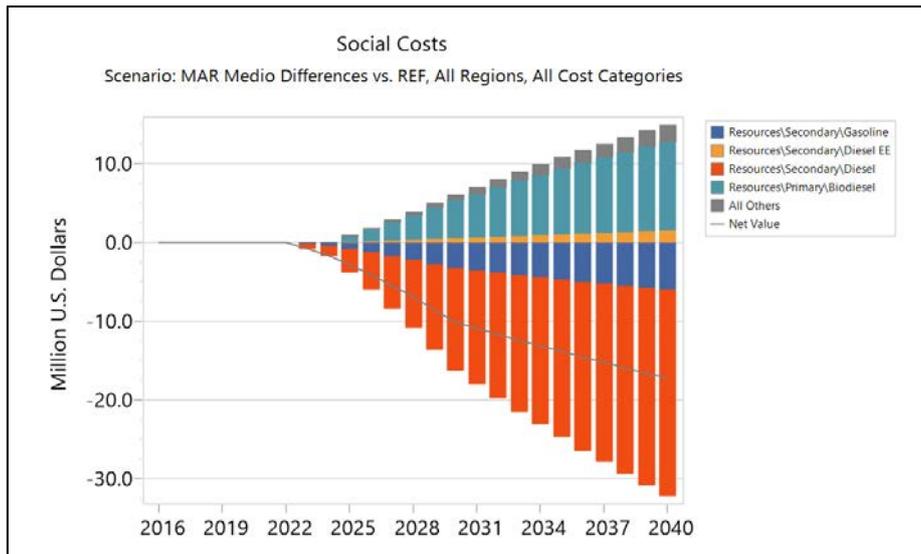


Figura 3.51: Análisis costo beneficio del escenario marítimo medio

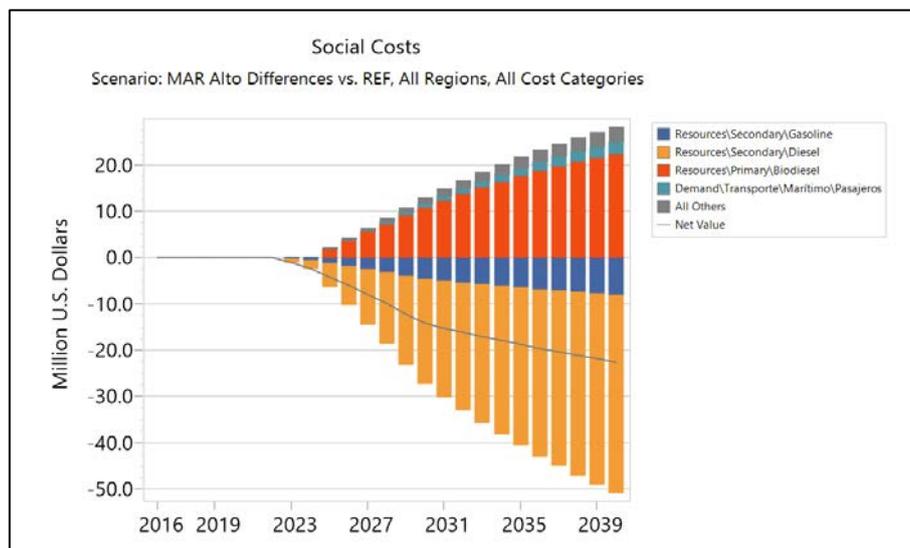


Figura 3.52: Análisis costo beneficio del escenario marítimo alto

4. ESCENARIOS DE DEMANDA Y OFERTA ENERGÉTICA

4.1. OFERTA ENERGÉTICA

El modelo de oferta energética eléctrica se estableció, en primera instancia, revisando la información disponible respecto a la generación y potencia disponible histórica por isla (ver tablas detalladas en Anexo Oferta Eléctrica). Para ello se utilizaron principalmente archivos de generación de la Empresa Eléctrica de Galápagos (ELEGalápagos¹²). Dicha información fue cargada en el modelo LEAP como información de base (*Current Accounts*), describiendo la oferta eléctrica entre 2009 y 2018.

Luego, se elaboró un escenario de referencia tomando en cuenta las expansiones previstas en el Plan Maestro de Electricidad del Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables de Ecuador. La infraestructura existente, así como las nuevas incorporaciones planificadas por isla se resumen a continuación.

Tabla 4.1: Potencia instalada Escenario de Referencia isla San Cristóbal

Isla San Cristóbal					
Nombre de la planta o proyecto	Potencia (kW)	Almacenamiento Litio (MWh)	Almacenamiento Plomo-Ácido (MWh)	Producción Anual (MWh)	Comentarios
Centrales Térmicas	7190				Potencia Instalada 8,99 MW (efectiva 7,19 MW), de 1991. Fuente: PME. Según los datos desagregados de ARCONEL, la potencia activa a 2009 era de 5,67MW, en 2010 deja de operar una máquina de 310kW por lo que se pasa a una potencia total de 5,36MW. En 2012 entran en operación dos máquinas: una de 650kW y otra de 1100kW, y se saca de funcionamiento una de 650kW, por lo que la potencia nominal acumulada sería de 6,46MW hasta 2014. En 2014 se suma una máquina de 650kW, por lo que hasta 2018 la potencia sería de 7,11MW.
Parque Eólico San Cristóbal	2400			4000	Fuente: Plan de Eficiencia Energética Ecuador. 3 aerogeneradores de 0,8MW de 2007 (Fuente: PME). En los archivos de generación recién se observa operación en 2013.
Parque PV	13				Fuente: PME. En los archivos de generación se observa operación a partir de 2011.

¹² <http://www.elecgapagos.com.ec/newsite/>

Isla San Cristóbal

Nombre de la planta o proyecto	Potencia (kW)	Almacenamiento Litio (MWh)	Almacenamiento Plomo-Ácido (MWh)	Producción Anual (MWh)	Comentarios
*Proyecto PV con almacenamiento ESS	1000	1,4		1839,6	No se especifica tecnología. Factor de planta 21%, año puesta en operación 2020. Costo: 8,5 USD MILLONES. Fuente: Plan Maestro de Electricidad (PME).
*Proyecto Automatización sistema híbrido					Costo 0,5 USD MILLONES. Fuente: PME.
*Proyecto Eólico	5600			7358,4	Factor de planta 15%, año puesta en operación 2022. Costo 12,3 USD MILLONES. Fuente: PME.
*Proyecto de almacenamiento ESS		2,2			Costo 1,3 USD MILLONES. Año de puesta en operación 2022. Fuente: PME.
*Proyecto PV	2500			4161	Factor de planta 19%, año puesta en operación 2024. Costo 5,71 USD MILLONES. Fuente: PME.
Sistemas Aislados	12,5				2 sistemas aislados en Puerto Baquerizo Moreno de 7,5 y 5 kW.

Tabla 4.2: Potencia instalada Escenario de Referencia isla Santa Cruz

Islas Santa Cruz y Baltra

Nombre de la planta o proyecto	Potencia (kW)	Almacenamiento Litio (MWh)	Almacenamiento Plomo-Ácido (MWh)	Producción Anual (MWh)	Comentarios
Centrales Térmicas	11850				Potencia instalada 14,81 MW, efectiva 11,85 MW. Año 1990. Fuente: PME. Si se utilizan los datos de ARCONEL desagregados por isla y máquinas, tendríamos que de 2009 a 2011 la potencia activa fue de 5,26MW. En 2012, se da de baja una máquina de 650kW y se ponen en servicio dos de 1700kW por lo que hasta 2015 la potencia habría sido de 8,01MW. En 2016 entran en operación 4 máquinas de 1600 MW, por lo que la potencia instalada a 2018 sería de 14,41MW.
Planta PV Baltra	70	0,268	4,032	136	Potencia Ion-Litio, 0,5MW. Potencia Pb-Ácido, 0,5MW. Fuente: Plan de Eficiencia Energética Ecuador y PME. Año 2016.

Islas Santa Cruz y Baltra

Nombre de la planta o proyecto	Potencia (kW)	Almacenamiento Litio (MWh)	Almacenamiento Plomo-Ácido (MWh)	Producción Anual (MWh)	Comentarios
Parque Eólico Baltra-Santa Cruz	2250			5800	Fuente: Plan de Eficiencia Energética Ecuador. 3 aerogeneradores de 0,75 MW, 2015 (Fuente: PME). ARCONEL: indica que iniciaron operación en diciembre 2014.
Planta PV Puerto Ayora	1520,58			2430	Fuente: Plan de Eficiencia Energética Ecuador. Año 2014, también hay pequeños sistemas PV que suman otros 30kW (Fuente: PME). ARCONEL: inicia operación mayo 2014 y también incluye otros 20,58 kW de la Sala de Monitoreo de la Planta PV.
*Proyecto Segunda Fase Eólico Baltra	6750			13599,9	Factor de planta 23%, año puesta en operación 2022. Costo USD 14,8 millones. Fuente: PME.
*Proyecto PV	4000			7008	Factor de planta 20%, año puesta en operación 2022. Costo 9,14 USD millones. Fuente: PME.
*Proyecto Almacenamiento ESS		30			No especifica tecnología. Año de puesta en operación 2022. Costo USD 18 millones. Fuente: PME.
*Proyecto Sistema Redes Inteligentes					Año de puesta en operación 2022. Costo 2,26 USD millones. Fuente: PME.
*Proyecto Tercera Fase Eólico Baltra	2750			4336,2	Factor de planta 18%, año puesta en operación 2025. Costo USD 6,03 millones. Fuente: PME.
*Proyecto PV	1500			2759,4	Factor de planta 21%, año puesta en operación 2025. Costo USD 3,43 millones. Fuente: PME.
*Proyecto Almacenamiento ESS		10			No especifica tecnología. Año de puesta en operación 2025. Costo USD 6 millones. Fuente: PME.
Interconexión de las islas					Las islas se encuentran interconectadas por una línea de 34,5 kV de 54,1km aérea-submarina y soterrada.
Sistemas aislados					15 sistemas de 500 W (7,5 kW) en Bella Vista.

En el caso particular de Santa Cruz, en el modelo LEAP se decidió incorporar finalmente una expansión de referencia distinta a la de los planes eléctricos, en función de los avances registrados en los últimos meses en el proyecto Conolophus. Por dicho motivo, en el escenario Reference en Santa Cruz se suman 14,8 MW de potencia solar y 40,9 MWh de capacidad de almacenamiento.

Tabla 4.3: Potencia instalada Escenario de Referencia isla Isabela

Isla Isabela					
Nombre de la planta o proyecto	Potencia (kW)	Almacenamiento Litio (MWh)	Almacenamiento Plomo-Ácido (MWh)	Producción Anual (MWh)	Comentarios
Centrales Térmicas*	2630				Incluye la Planta Híbrida y una reserva fría de 1 MW. Fuente: PME. Según ARCONEL, en 2009 tendrían una máquina de 310 kW (0,31MW). En 2010 recibió otra máquina de 360kW que funcionó unos meses, pero se podría contabilizar para el año 2010 (0,67MW). En 2011 se suman dos unidades nuevas de 545 kW, y sacando la máquina que generó en 2010 tendría entonces una potencia de 1,4MW. En 2014 se pone en funcionamiento una máquina de 1MW, alcanzando un total de 2,4MW. En 2018 se desconecta una máquina de 650kW, se ponen en marcha 5 unidades de 330kW (1,625MW) de la planta híbrida y se deja la máquina de 1MW como reserva fría, dando de baja el resto, potencia total 2018 2,63MW.
Planta Híbrida Isabela		0,33		3600	Potencia almacenamiento: 0,66 MW. Año de puesta en operación 2018. Fuente: Plan de Eficiencia Energética Ecuador y PME.
Isabela Solar PV	952,56				
Dual térmico	1630				
Almacenamiento		0,33			Potencia, 0,66 MW. Fuente: PME.
*Proyecto PV	800			1401,6	Factor de planta 20%, año puesta en operación 2021. Costo USD 1,82 millones. Fuente: PME.
*Proyecto de almacenamiento ESS			1		Costo 1,5 USD millones. Año de puesta en operación 2021. Fuente: PME.
*Proyecto PV	500			1007,4	Factor de planta 23%, año puesta en operación 2023. Costo USD 1,14 millones. Fuente: PME.
*Proyecto de almacenamiento ESS			7,1		Costo USD 4,26 millones. Año de puesta en operación 2023. Fuente: PME.
*Proyecto PV	500			1007,4	Factor de planta 23%, año puesta en operación 2025. Costo USD 1,42 millones. Fuente: PME.
*Proyecto de almacenamiento ESS			4,3		Costo USD 2,58 millones. Año de puesta en operación 2025. Fuente: PME.
Sistemas Aislados	7,5				15 sistemas aislados de 500W en Tomás de Berlanga.

A partir del primer año de simulación, es decir 2019 en el modelo, la energía generada en plantas que no pueden ser despachadas, sino que dependen de la existencia o no del recurso en un momento dado del día como las plantas con generadores eólicos o fotovoltaicos, se calcula en el modelo utilizando la capacidad instalada por una curva característica. Esta curva característica que en el modelo LEAP se carga como *Yearly Shapes* se estimó para el caso de las Islas Galápagos para reflejar la generación durante la estación seca y la estación húmeda.

Para estimar las curvas de generación típicas con aerogeneradores y paneles fotovoltaicos se utilizaron en primer lugar datos específicos de la generación de las plantas eólicas de San Cristóbal y las plantas eólicas y solares fotovoltaicos de Santa Cruz y Baltra. Se contaban con datos desagregados de producción entre enero de 2015 y abril de 2017, los cuales no se considera que sean totalmente representativos de la generación en plazos de tiempo más largo, por lo que dichos valores fueron ponderados por la distribución mensual de las variables meteorológicas para las que sí se contaba con series con más períodos.

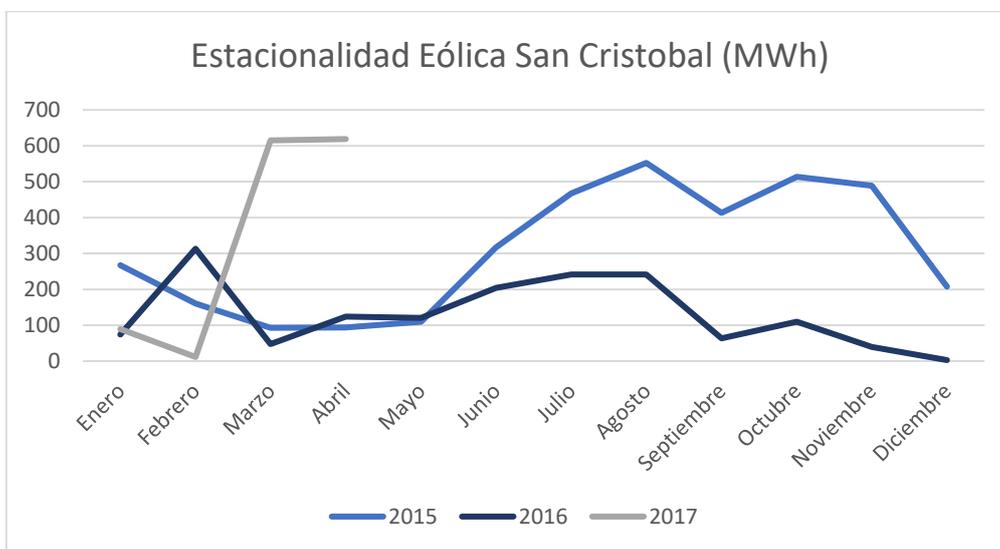


Figura 4.1: Producción de parque eólico en San Cristóbal compuesto por tres aerogeneradores de 800 kW de potencia.

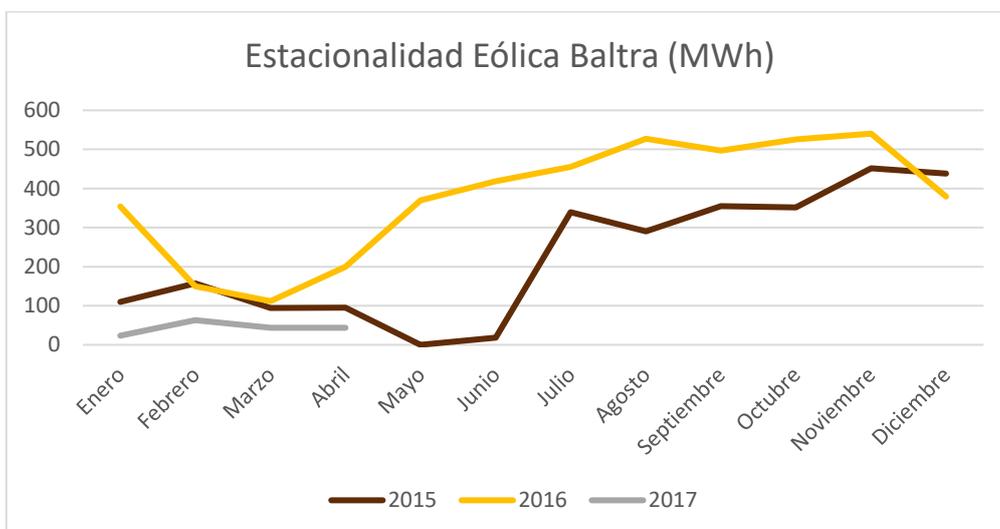


Figura 4.2: Producción de parque eólico en Baltra compuesto por tres aerogeneradores de 750 kW de potencia.

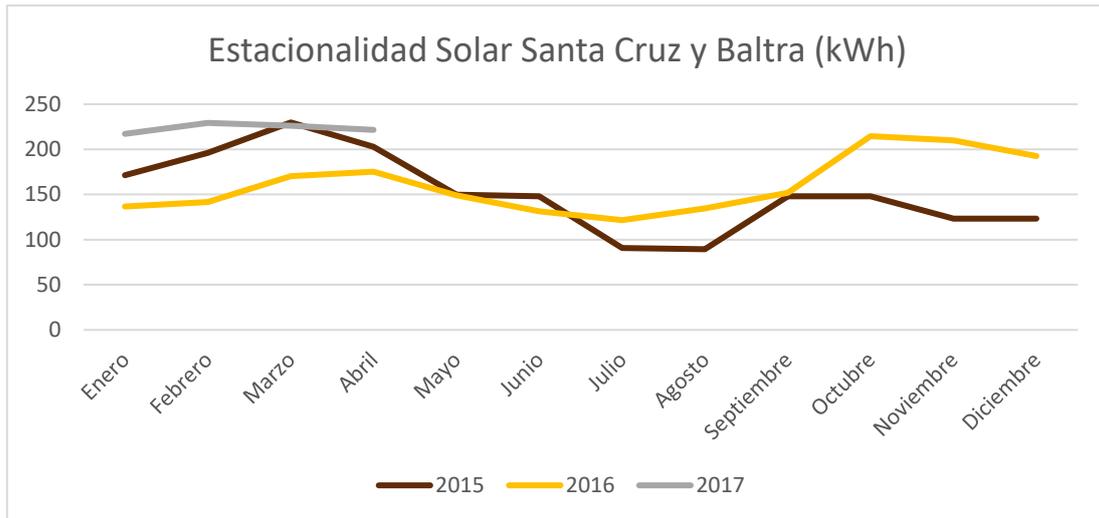


Figura 4.3: Producción de plantas solar fotovoltaicas en Santa Cruz y Baltra, compuestas por 1500 kW y 66,8 kW de potencia, respectivamente.

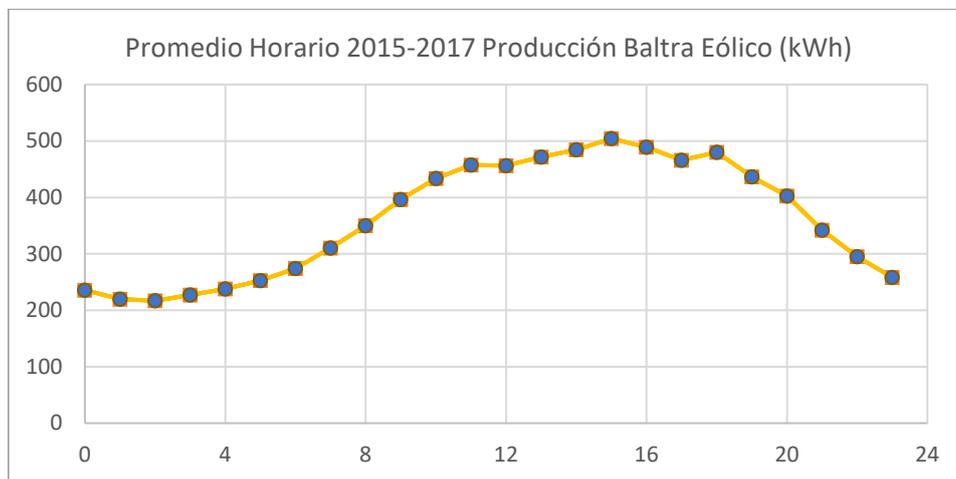


Figura 4.4: Producción promedio horaria de parque eólico en Baltra, compuesto por tres aerogeneradores de 750 kW de potencia.

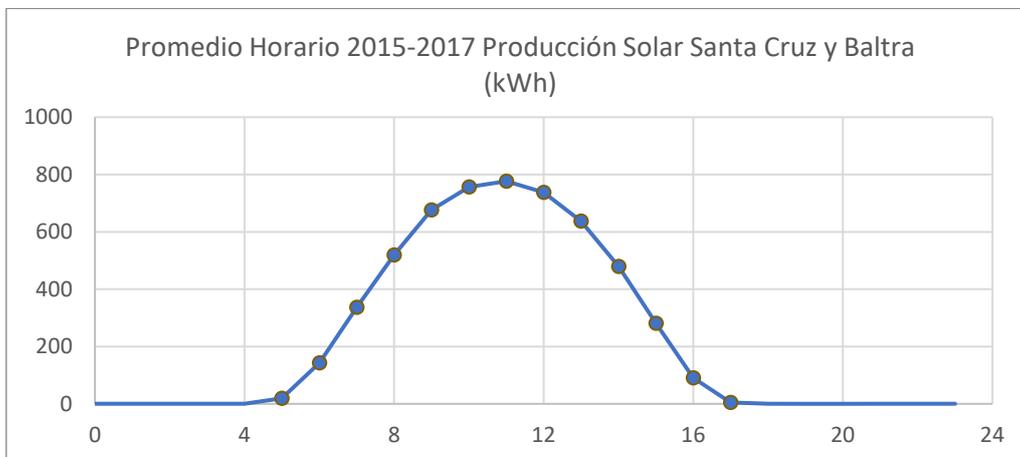


Figura 4.5: Producción promedio horaria de plantas solar fotovoltaicas en Santa Cruz y Baltra, compuestas por 1500 kW y 66,8 kW de potencia, respectivamente.

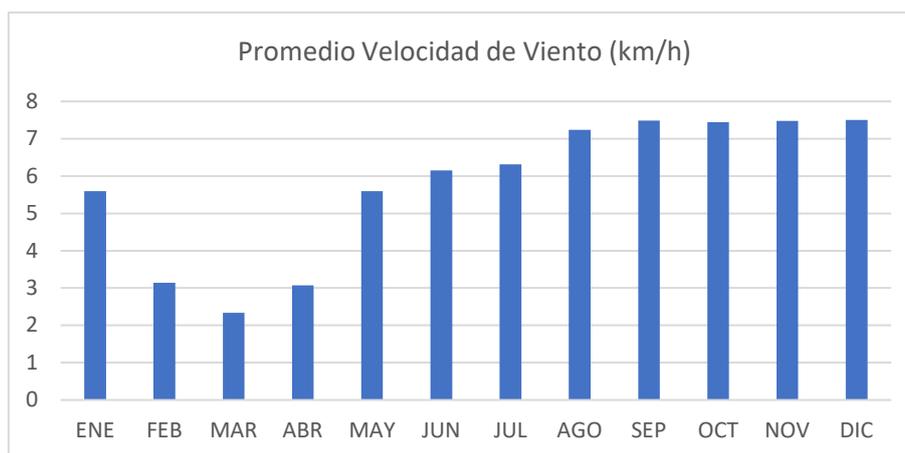


Figura 4.6: Promedio mensual de la velocidad del viento en San Cristóbal.

Tabla 4.4: Promedio mensual de la velocidad de viento en San Cristóbal sobre el promedio anual

Mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Promedio mensual/ Promedio anual	96,9	54,3	40,4	53,2	96,9	106,5	109,2	125,3	129,5	128,8	129,3	129,7

Para construir las curvas *Yearly Shape* que se cargan en el modelo LEAP se multiplicaron los factores de capacidad horarios¹³ de las plantas en San Cristóbal, Santa Cruz y Baltra, obtenidos por los datos de generación reales presentados previamente, por un factor de corrección para las dos estaciones (húmeda y seca) contempladas en la simulación. Dicho factor relaciona el promedio del recurso que se registra en un mes (o en 6 meses en este caso) respecto del promedio anual¹⁴.

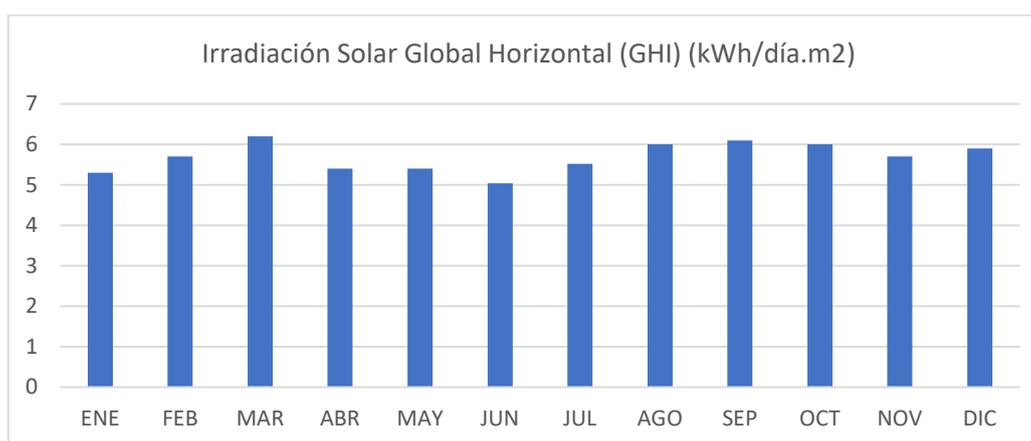


Figura 4.7: Promedio mensual de la irradiación solar global horizontal en San Cristóbal.

¹³ Estos factores de capacidad horarios se obtuvieron dividiendo la generación total para cada hora del día, para cada planta, por la producción teórica horaria. Esta última se obtiene multiplicando la potencia de la planta por las horas que estuvieron en funcionamiento (si una planta estuvo en funcionamiento todo el año, entonces se divide por 365 horas).

¹⁴ Si bien en el caso del recurso eólico la producción energética se correlaciona con el cubo de la velocidad del viento, en esta simulación se utilizó por simplicidad una correlación lineal para el factor de corrección empleado.

Tabla 4.5: Promedio mensual de la irradiación solar global horizontal en San Cristóbal sobre el promedio anual

Mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Promedio mensual/ Promedio anual	93,2	100,2	109,0	94,9	94,9	88,6	97,0	105,5	107,2	105,5	100,2	103,7

Tabla 4.6: Factor de capacidad estimado horario para plantas de generación solar fotovoltaicas y eólicas en las Islas Galápagos para las temporadas húmedas y seca

Hora	SOLAR FOTOVOLTAICO			EOLICO		
	FC horario	Temporada Húmeda (ene - jun)	Temporada Seca (jul - dic)	FC horario	Temporada Húmeda (ene - jun)	Temporada Seca (jul - dic)
1	0,00	0,00	0,00	0,10	0,08	0,13
2	0,00	0,00	0,00	0,10	0,07	0,12
3	0,00	0,00	0,00	0,10	0,07	0,12
4	0,00	0,00	0,00	0,10	0,08	0,13
5	0,00	0,00	0,00	0,11	0,08	0,13
6	0,01	0,01	0,01	0,11	0,08	0,14
7	0,09	0,09	0,10	0,12	0,09	0,15
8	0,22	0,21	0,22	0,14	0,10	0,17
9	0,33	0,32	0,35	0,16	0,12	0,19
10	0,44	0,42	0,45	0,18	0,13	0,22
11	0,49	0,47	0,50	0,19	0,14	0,24
12	0,50	0,49	0,52	0,20	0,15	0,25
13	0,48	0,46	0,49	0,20	0,15	0,25
14	0,41	0,40	0,42	0,21	0,16	0,26
15	0,31	0,30	0,32	0,22	0,16	0,27
16	0,18	0,18	0,19	0,22	0,17	0,28
17	0,06	0,06	0,06	0,22	0,16	0,27
18	0,00	0,00	0,00	0,21	0,15	0,26
19	0,00	0,00	0,00	0,21	0,16	0,27
20	0,00	0,00	0,00	0,19	0,14	0,24
21	0,00	0,00	0,00	0,18	0,13	0,22
22	0,00	0,00	0,00	0,15	0,11	0,19
23	0,00	0,00	0,00	0,13	0,10	0,16
24	0,00	0,00	0,00	0,11	0,09	0,14

Por lo tanto, la disponibilidad para la generación de las distintas tecnologías (*Maximum Availability*) o Factores de Capacidad (FC) para eólica y fotovoltaica para cada fracción de tiempo modelada será limitada a las curvas diarias descritas previamente (en el caso de la fotovoltaica distribuida se considera un 80% de la curva solar fotovoltaica considerando rendimientos menores que las plantas de mayor envergadura). Para el resto de las tecnologías, se consideran

FC de 100% para la generación térmica y el almacenamiento de energía, y de 40% y 90% para la CSP y Geotérmica, respectivamente.

Los tres escenarios de optimización de la oferta de generación eléctrica heredan sus atributos principales del escenario de referencia (*Reference*), por lo que todos ellos poseen integrados los planes de expansión¹⁵ de la generación a partir de fuentes renovables de energía que llegan hasta el año 2026. A partir del año 2026, se realizó la optimización del modelo que integra la demanda con la oferta, bajo ciertas restricciones que se detallan a continuación, para determinar en forma aproximada las necesidades de expansión en todo el período de estudio, hasta 2040.

Los escenarios BAJO, MEDIO y ALTO calculados con optimizaciones pueden dar como resultado necesidades de expansión de la generación con valores pequeños que no son representativos de las inversiones en nuevas plantas de generación que se llevan adelante en la realidad. Por este motivo, a partir de los resultados de las optimizaciones para cada escenario, se propusieron escenarios más cercanos a una planificación energética real, los cuales van incorporando equipamiento con valores discretos cada cierta cantidad de años y de esta forma se logran niveles similares de generación a partir de fuentes renovables de energía.

Las eficiencias de los distintos tipos de generación también son cargados como *imputs* en el modelo, en la pestaña *Process Efficiency*. Dichas eficiencias son: generación térmica diésel (35,5%, 31,9%, 29,4% y 24,9% para Santa Cruz, San Cristóbal, Isabela y Floreana, respectivamente, heredadas de la producción histórica en las islas); la generación geotérmica tiene una eficiencia del 30%, el almacenamiento en baterías 95% y para el resto de las tecnologías se asigna una eficiencia del 100%.

4.1.1. Escenarios de Optimización

4.1.1.1. Escenario de Optimización Energética Renovable Bajo

El escenario de Optimización Bajo, desde el punto de la demanda de energía, recoge las políticas de demanda menos ambiciosas y, desde el punto de vista de generación eléctrica, busca alcanzar aproximadamente un 40% de generación con fuentes renovables de energía hacia el año 2025 y un 100% al año 2040. Esto último se configura como *Renewable Target* en el LEAP, cuando se realizan simulaciones con optimización.

En este escenario, se limitan las incorporaciones anuales de las distintas tecnologías en la solapa *Maximum Capacity Addition*, intentando reproducir las restricciones temporales que operan sobre la realidad para poner en marcha y construir las plantas de generación eléctrica. Para ello, se definen distintos años a partir de los cuales pueden ponerse en marcha nuevos proyectos, según la tecnología utilizada y sus capacidades para todas las islas, con algunas particularidades para el caso de Isabela y Floreana, por tratarse de demandas menores.

¹⁵ Con excepción de la expansión de la generación eléctrica para Santa Cruz que, como se mencionó previamente, fue reemplazada por la posible puesta en marcha del proyecto Conolophus hacia el año 2023.

Las tecnologías contempladas, además de la generación térmica diésel, fotovoltaica y eólicas existentes, incluyen generación eléctrica con plantas concentradoras solares (CSP) con almacenamiento y generación geotérmica.

Respecto a estas dos últimas tecnologías, se considera que la CSP puede inyectar energía en el sistema de manera programada (despachable) al igual que la generación térmica diésel, mientras que la geotérmica se la considera como generación de base permanente (no despachable). Estas características se configuran en la solapa *Dispatchable* en el LEAP.

Tabla 4.7: Incorporaciones máximas anuales por tecnología y año a partir del cual se podrían incorporar en las optimizaciones con renovable Baja, Media y Alta

Islas	Santa Cruz, San Cristóbal	Floreana	Isabela
Máxima incorporación anual y año a partir del cual puede incorporarse			
Térmica Diésel	10 MW; 2021	10 MW; 2021	10 MW; 2021
Fotovoltaica	4 MW; 2021	4 MW; 2021	1 MW; 2021
Fotovoltaica Distribuida	2 MW; 2021	2 MW; 2021	0,5 MW; 2021
CSP	20 MW; 2025	0	0
Eólica	8 MW; 2021	0	0
Geotérmica	0	0	5 MW; 2029
Almacenamiento en Baterías 4hs	2 MW; 2021	2 MW; 2021	2 MW; 2021

La capacidad de almacenamiento de energía de las baterías está dada por la cantidad de horas que puede entregar energía a su máxima potencia. En los escenarios simulados, se consideran equipos de almacenamiento de 2 MW de potencia como máximo que pueden entregar energía por 4hs hasta descargarse. Es decir, tienen una capacidad de almacenamiento máxima de 8 MWh de energía.

Los resultados de las optimizaciones fueron incorporados en un escenario denominado BAJO PLAN FB, para simular los objetivos alcanzados por la optimización de una manera más cercana a la realidad.

Se puede observar cómo se desplaza paulatinamente la generación a partir de combustible diésel, principalmente a partir de la generación solar fotovoltaica (acompañada de inversiones en almacenamiento de energía) y al comienzo del escenario también con generación eólica, la cual es equiparada y superada hacia el final del escenario con las plantas solares concentradoras (CSP) con almacenamiento.

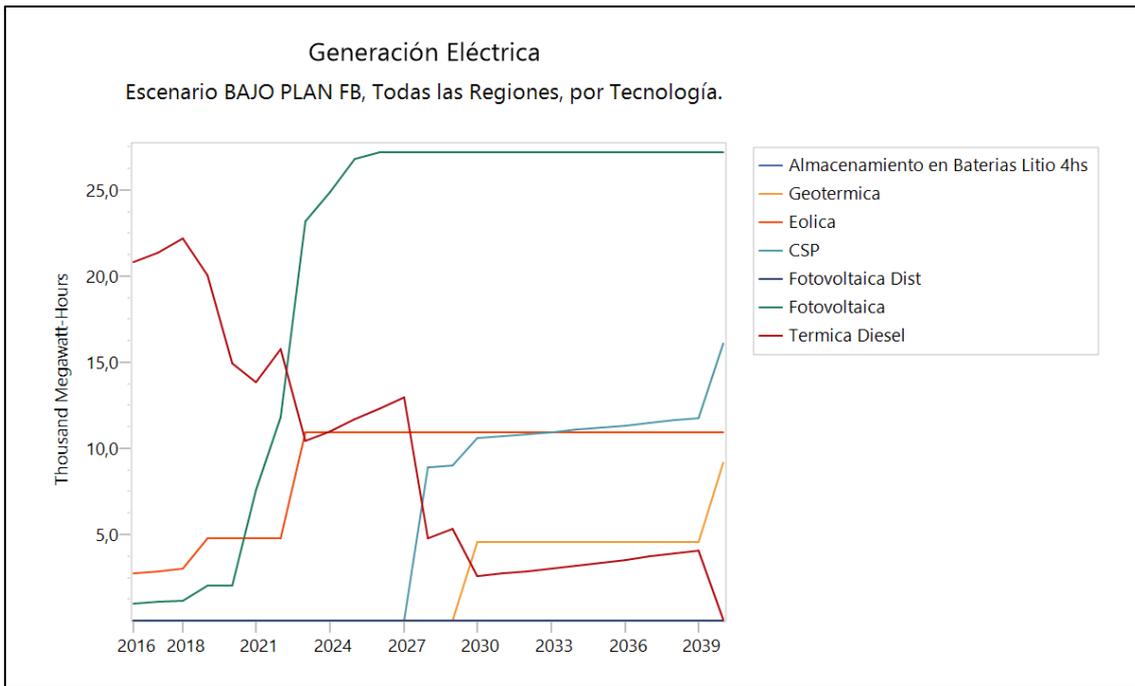


Figura 4.8: Generación eléctrica anual en el Escenario BAJO, por tecnología, para todas las islas.

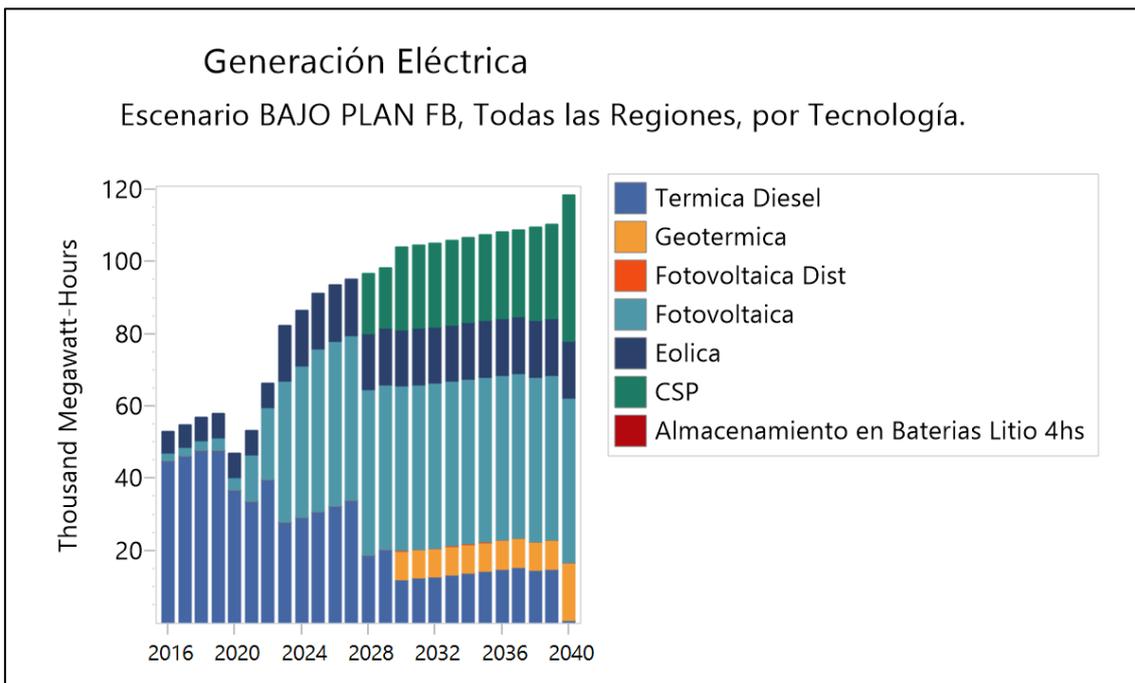


Figura 4.9: Generación eléctrica anual en el Escenario BAJO, por tecnología, para todas las islas.

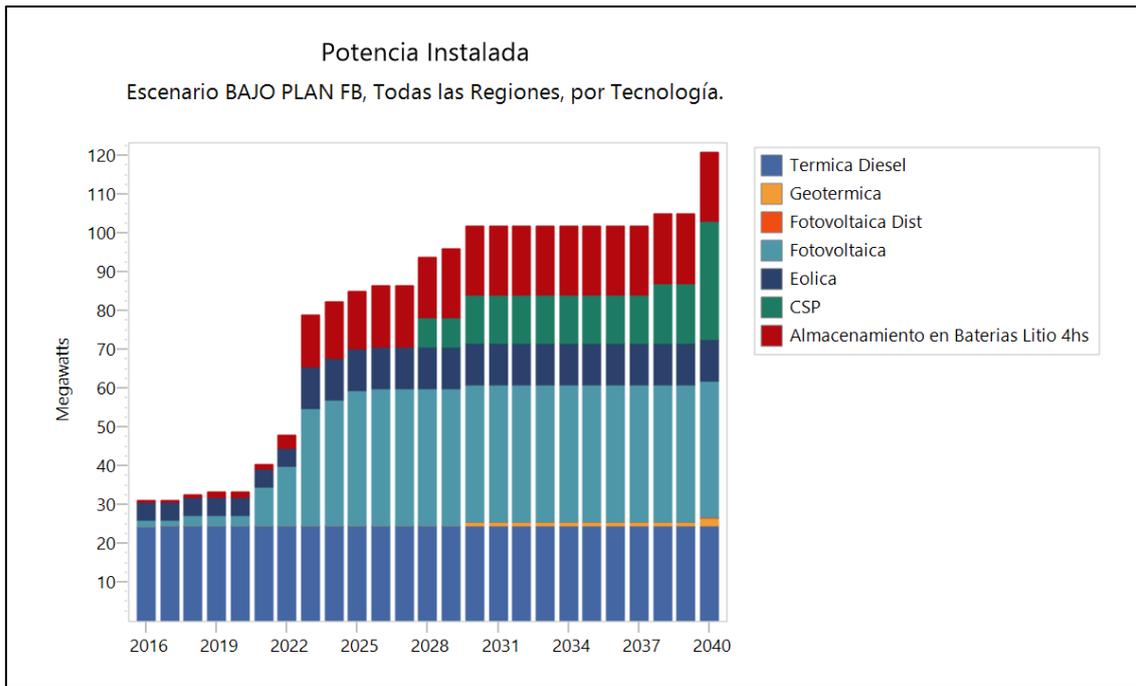


Figura 4.10: Potencia Instalada en el Escenario BAJO, por tecnología, para todas las islas.

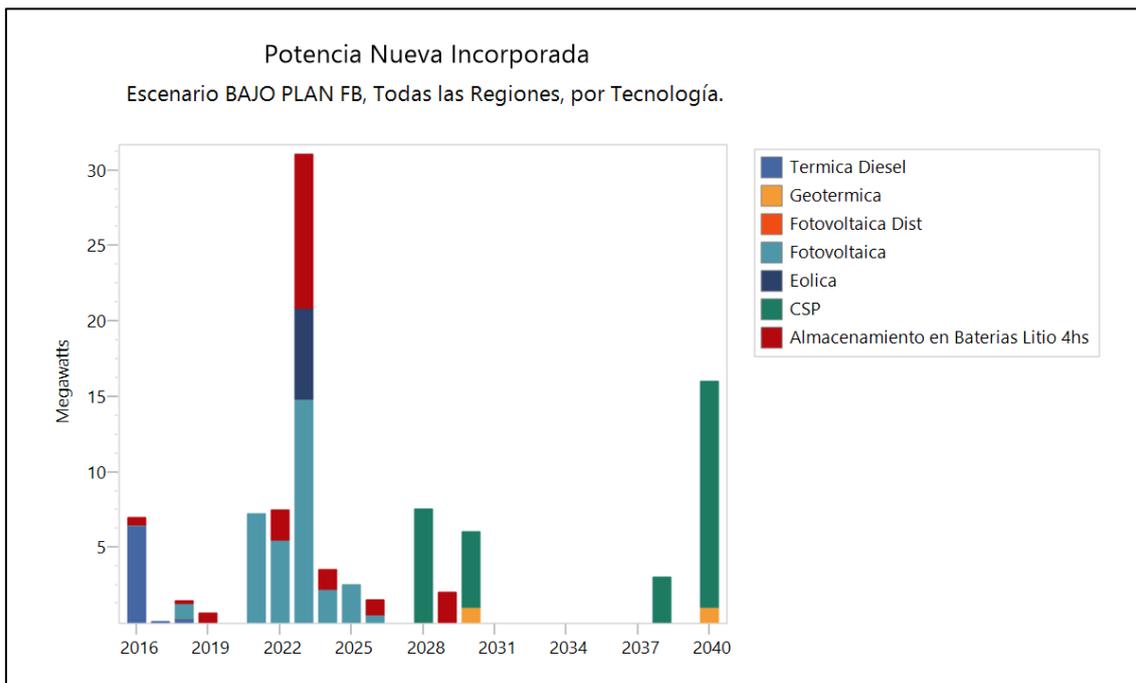


Figura 4.11: Potencia incorporada nueva en el Escenario BAJO, por tecnología, para todas las islas.

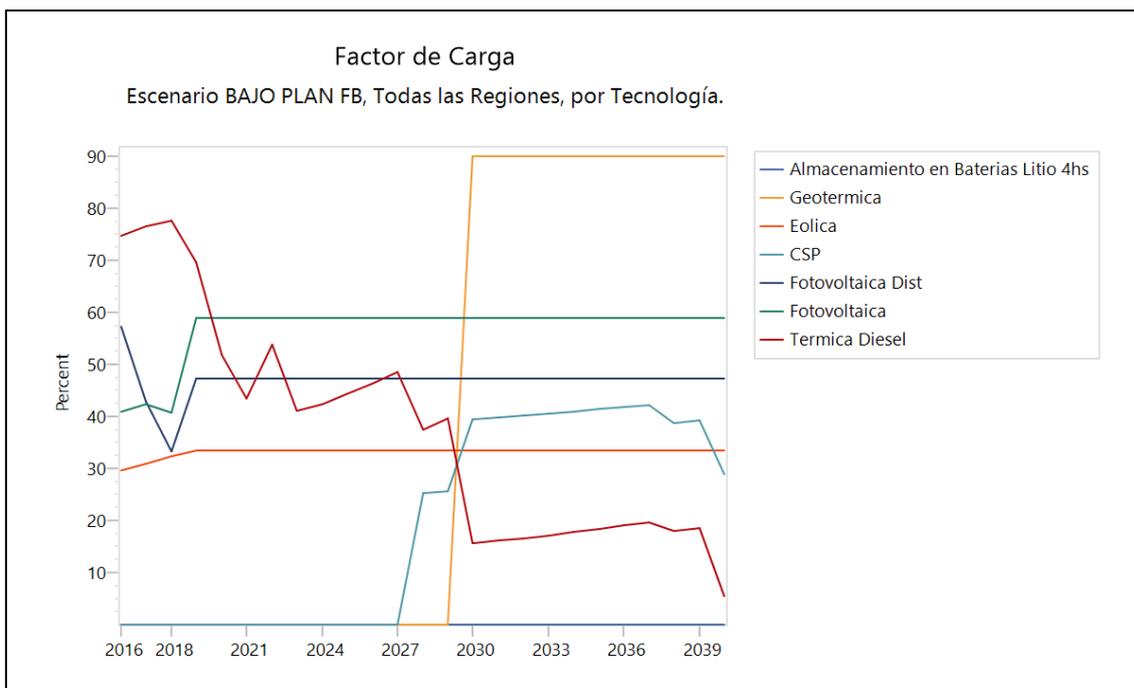


Figura 4.12: Factor de carga de las distintas tecnologías en el Escenario BAJO, por tecnología, para todas las islas.

4.1.1.2. Escenario de Optimización Energética Renovable Medio

El escenario de Optimización Medio, por su parte, calcula la demanda energética cuando se implementan políticas y medidas moderadas respecto de los requerimientos energéticos residenciales, industriales, de transporte, etc. y la contrapone a la generación eléctrica con ciertas condiciones desde el punto de vista de la oferta.

En este escenario, al igual que en el escenario bajo, se limitan las incorporaciones anuales de las distintas tecnologías en la solapa *Maximum Capacity Addition*, intentando reproducir las restricciones temporales que operan sobre la realidad para poner en marcha y construir las plantas de generación eléctrica. Las restricciones que operan en este escenario son idénticas al escenario bajo.

La única diferencia con el escenario de optimización anterior en cuanto a la generación eléctrica se encuentra en el objetivo de porcentaje de generación a alcanzar con fuentes renovables de energía. En este caso, la optimización del LEAP va incorporar capacidad de generación para alcanzar un 40% en 2025 y un 100% en 2035.

Para simular los resultados optimizados, en este caso, se incorporó mayor potencia nueva eólica en los primeros años del escenario y también se adelantaron inversiones para incorporar plantas de tipo CSP en 2028, 2034 y 2035. Como resultado, se alcanza la descarbonización en la generación eléctrica en 2034 y se genera principalmente con energía solar fotovoltaica y energía eólica. Las plantas tipo CSP y la geotérmica modelada en Isabela (idéntica al escenario anterior) aportan aproximadamente el 30% restante hacia el final del período simulado.

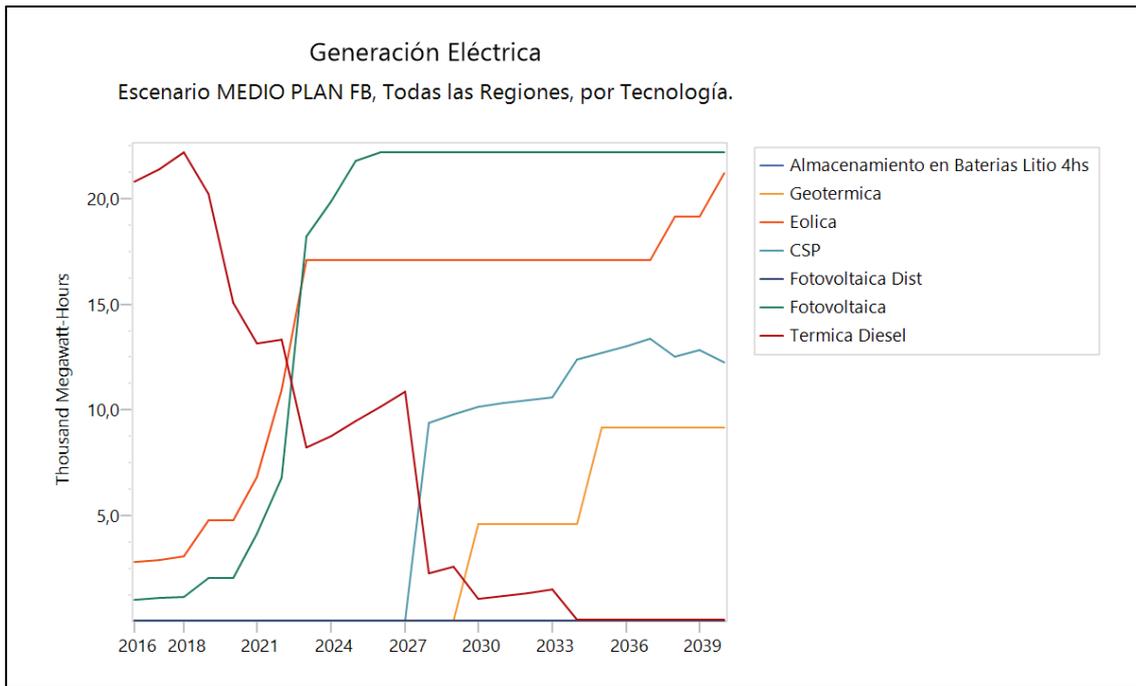


Figura 4.13: Generación eléctrica anual en el Escenario MEDIO, por tecnología, para todas las islas.

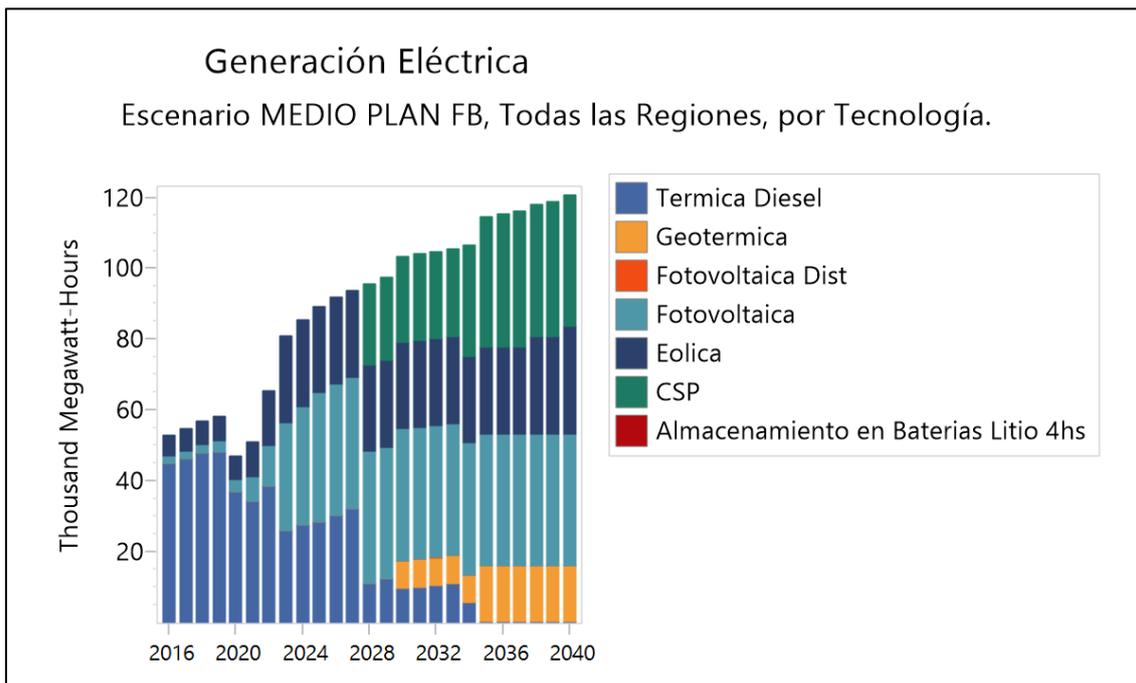


Figura 4.14: Generación eléctrica anual en el Escenario MEDIO, por tecnología, para todas las islas.

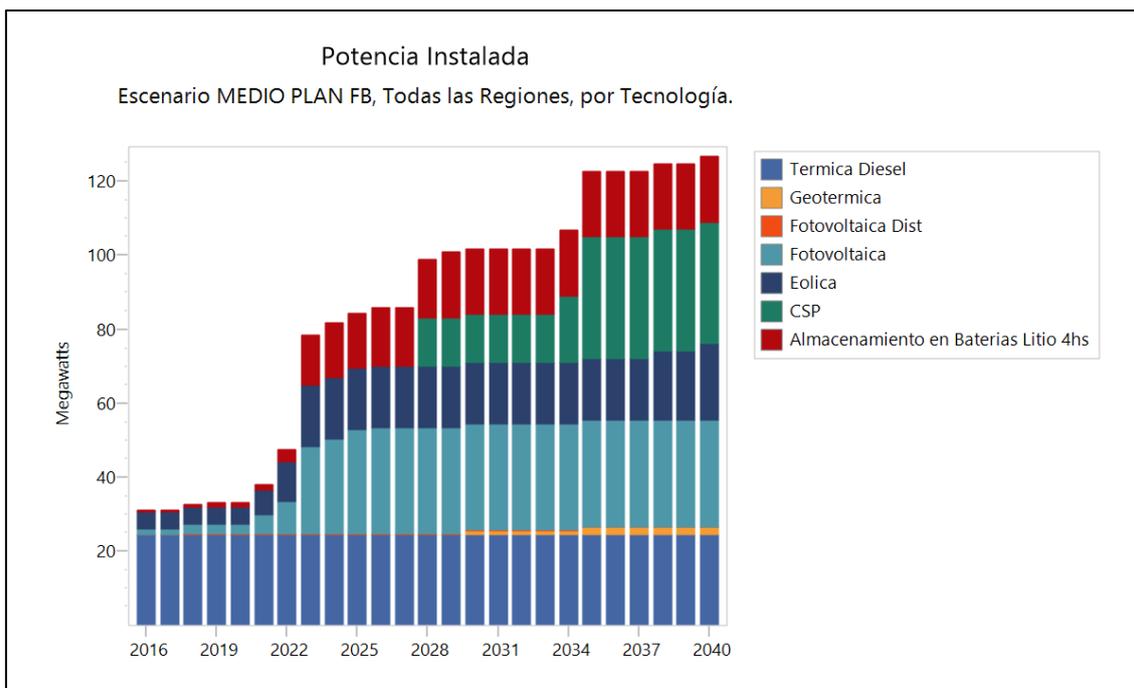


Figura 4.15: Potencia Instalada en el Escenario MEDIO, por tecnología, para todas las islas.

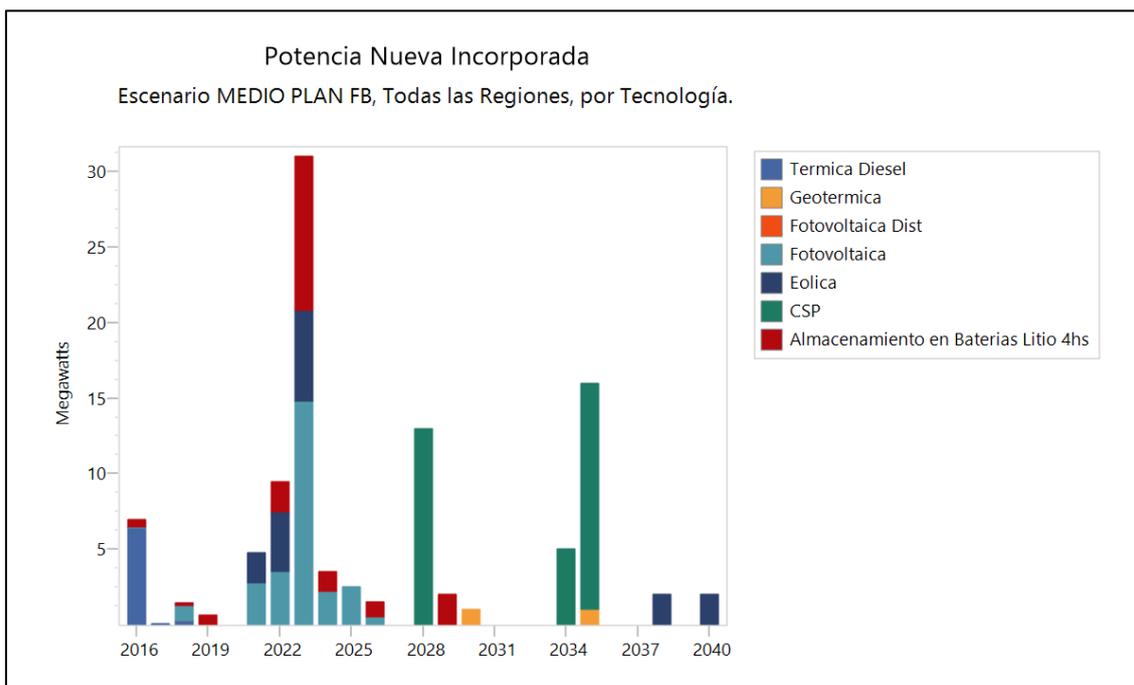


Figura 4.16: Potencia incorporada nueva en el Escenario MEDIO, por tecnología, para todas las islas.

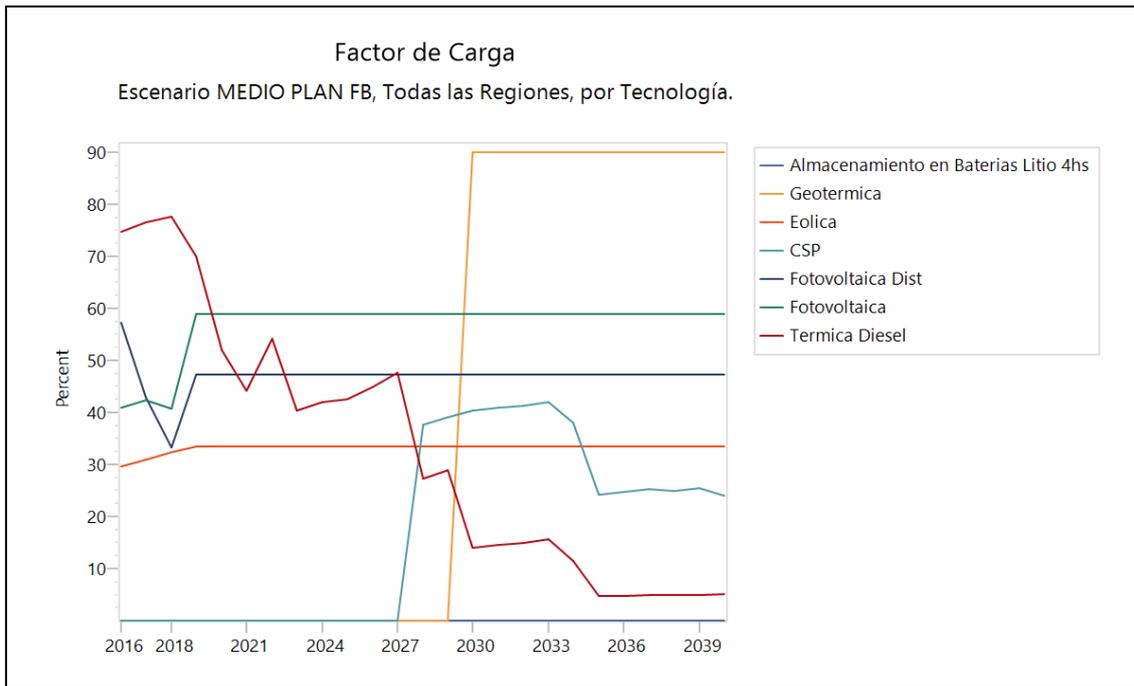


Figura 4.17: Factor de carga de las distintas tecnologías en el Escenario MEDIO, por tecnología, para todas las islas.

4.1.1.3. Escenario de Optimización Energética Renovable Alto

Finalmente, en el escenario de Optimización Alta, se establecen las metas más ambiciosas tanto en cuanto a la demanda de energía como en la oferta. En este caso se asume la implementación de las mayores medidas de ahorro energético y cambios en los modos de consumir energía, mientras que se adelanta la fecha en la cual se debería cubrir la totalidad de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía. En este caso, se fija un objetivo de 40% para el año 2025 y 100% para el año 2030.

Al igual que en los dos escenarios anteriores, se limitan las incorporaciones anuales de las distintas tecnologías en la solapa Maximum Capacity Addition, con las mismas capacidades máximas y años de entrada en funcionamiento.

En esta simulación, a diferencia de las dos anteriores, para lograr desplazar por completo la generación térmica diésel en el año 2030, la optimización priorizó una mayor incorporación de plantas concentradoras solares térmicas (CSP), lo cual se refleja claramente en tanto en las figuras que se muestran a continuación. En este escenario, esta última tecnología alcanza a generar más del 50% de la electricidad, y la solar fotovoltaica deja de tener un rol preponderante como ocurría en los escenarios BAJO y MEDIO.

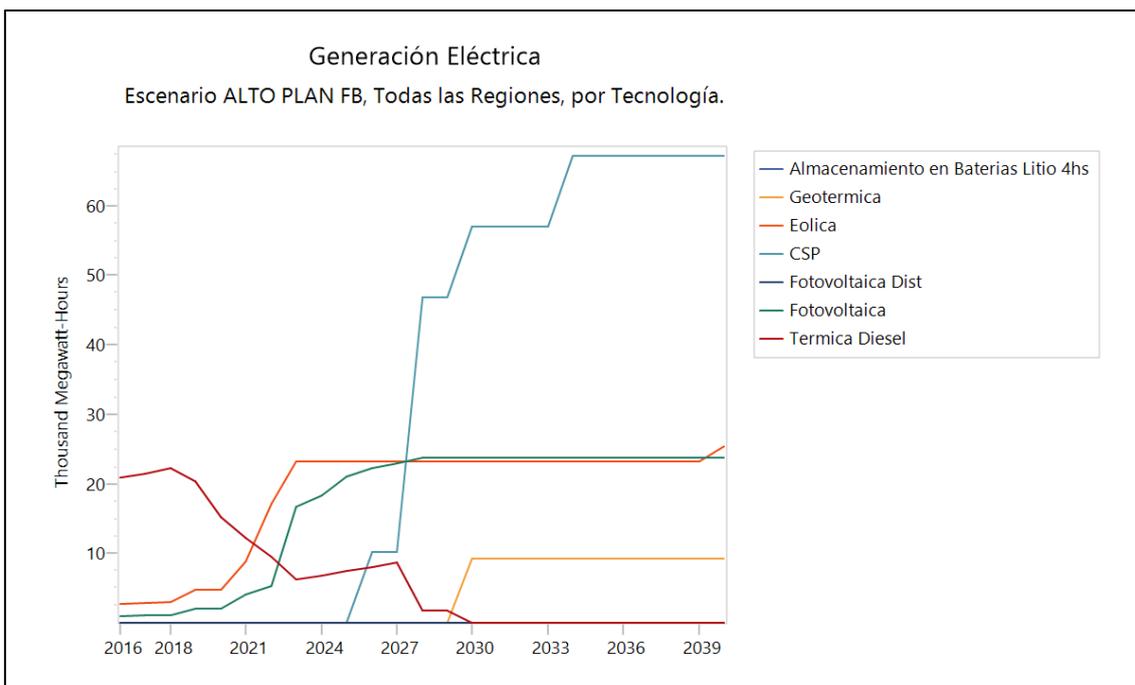


Figura 4.18: Generación eléctrica anual en el Escenario ALTO, por tecnología, para todas las islas.

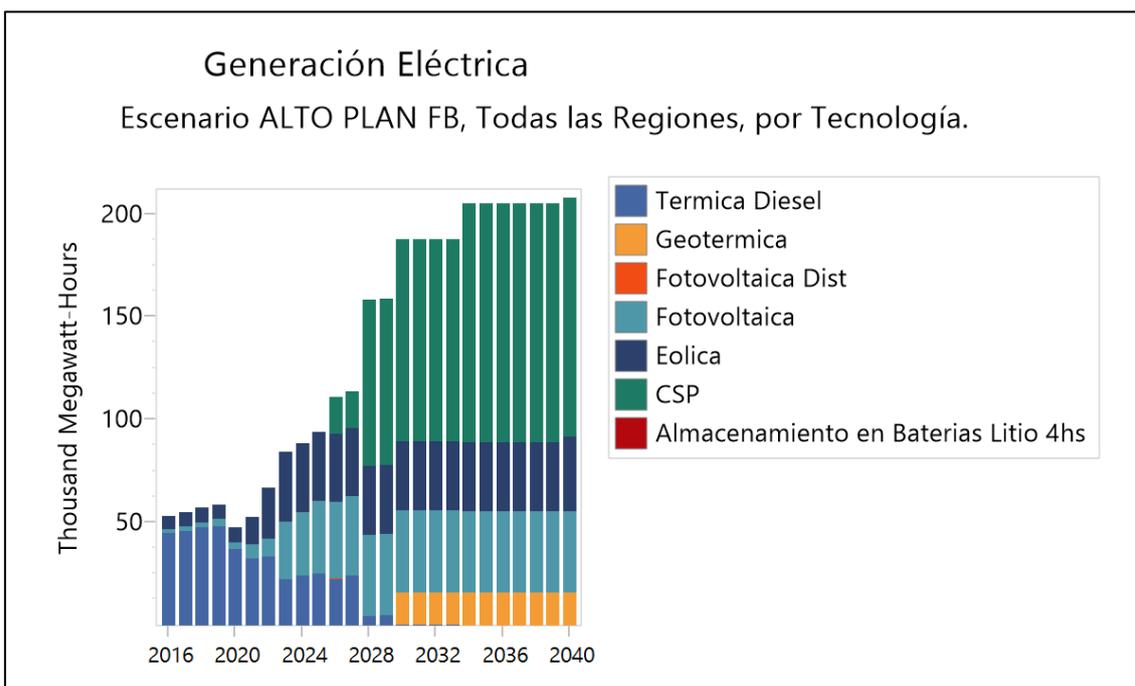


Figura 4.19: Generación eléctrica anual en el Escenario ALTO, por tecnología, para todas las islas.

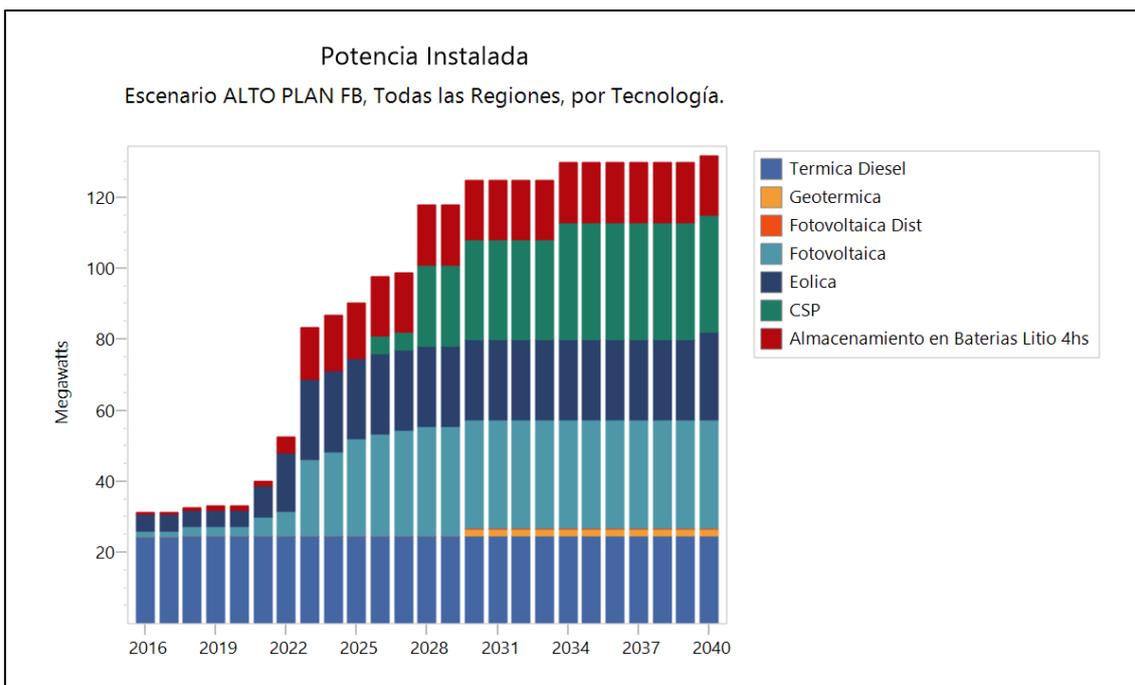


Figura 4.20: Potencia Instalada en el Escenario ALTO, por tecnología, para todas las islas.

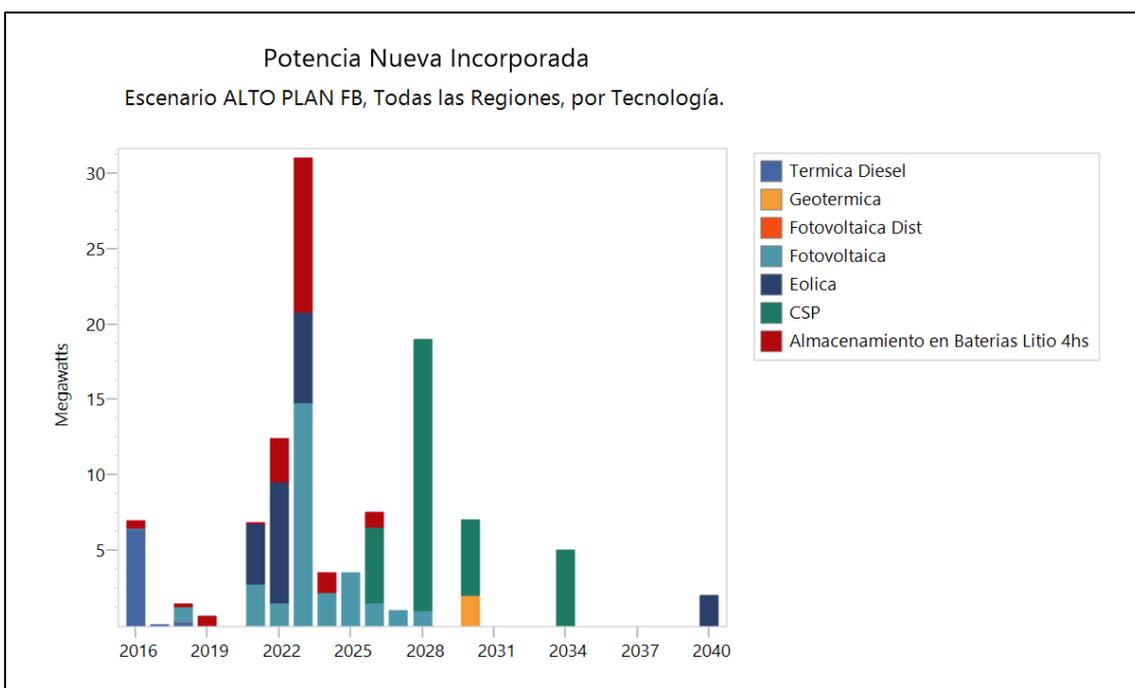


Figura 4.21: Potencia incorporada nueva en el Escenario ALTO, por tecnología, para todas las islas.

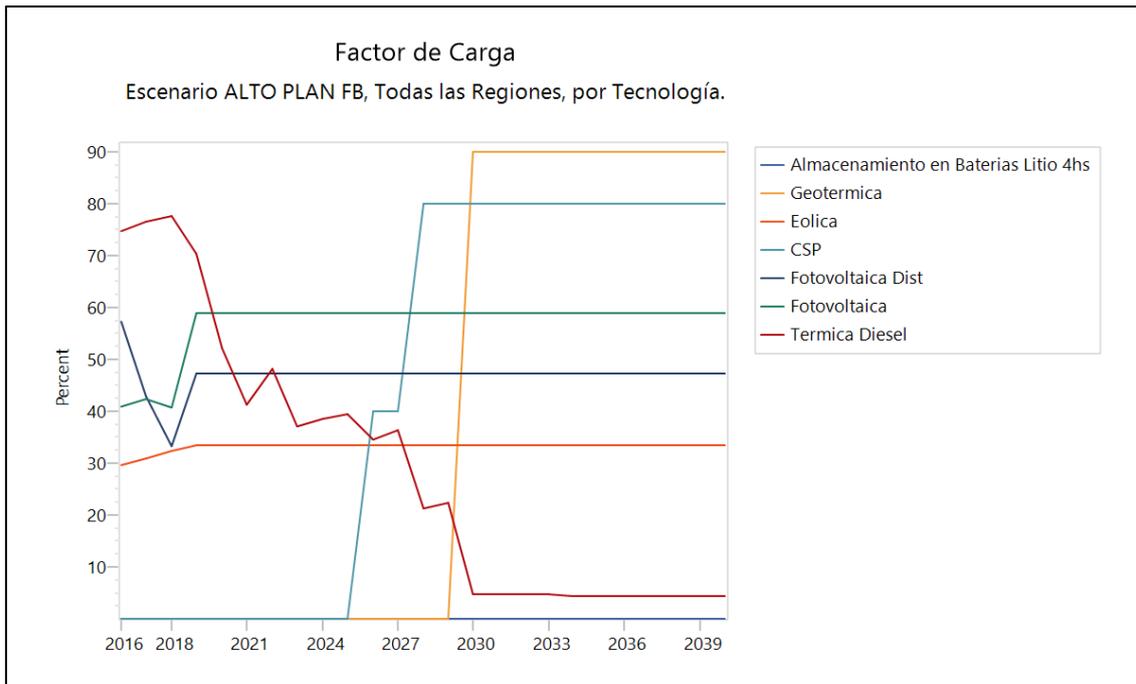


Figura 4.22: Factor de carga de las distintas tecnologías en el Escenario ALTO, por tecnología, para todas las islas.

4.1.1.4. Escenario de Optimización Energética Renovable Alto No Plan

Aprovechando las capacidades que ofrece el uso de la herramienta LEAP, se creó también un escenario con optimización que resuelva la totalidad de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en 2030, pero a diferencia de los escenarios anteriores, se eliminaron las incorporaciones de potencia previstas en los planes hasta el año 2026. Es decir, que en la solapa de *exogenous capacity* no se fuerza al modelo a incorporar ninguna tecnología ni potencia específica. De esta forma, es posible realizar un análisis comparativo entre los planes previstos de expansión de la generación y una expansión alternativa.

Las incorporaciones anuales máximas, así como las fechas teóricas para comienzo de operación se mantienen idénticas al escenario de Optimización Alta.

En cuanto a la demanda de energía, se mantiene la proyección con los cambios planteados en el escenario anterior, con la mayor implementación de mejoras en cuanto al consumo de energía.

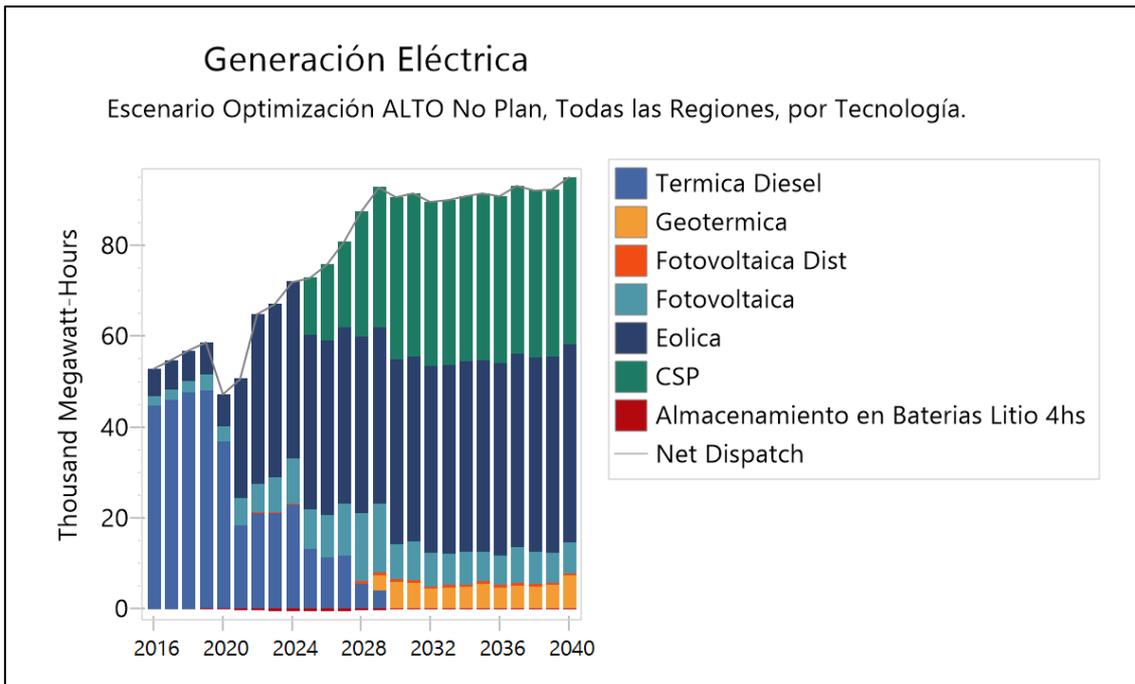


Figura 4.23: Generación eléctrica anual en el Escenario optimizado ALTO No Plan, por tecnología, para todas las islas.

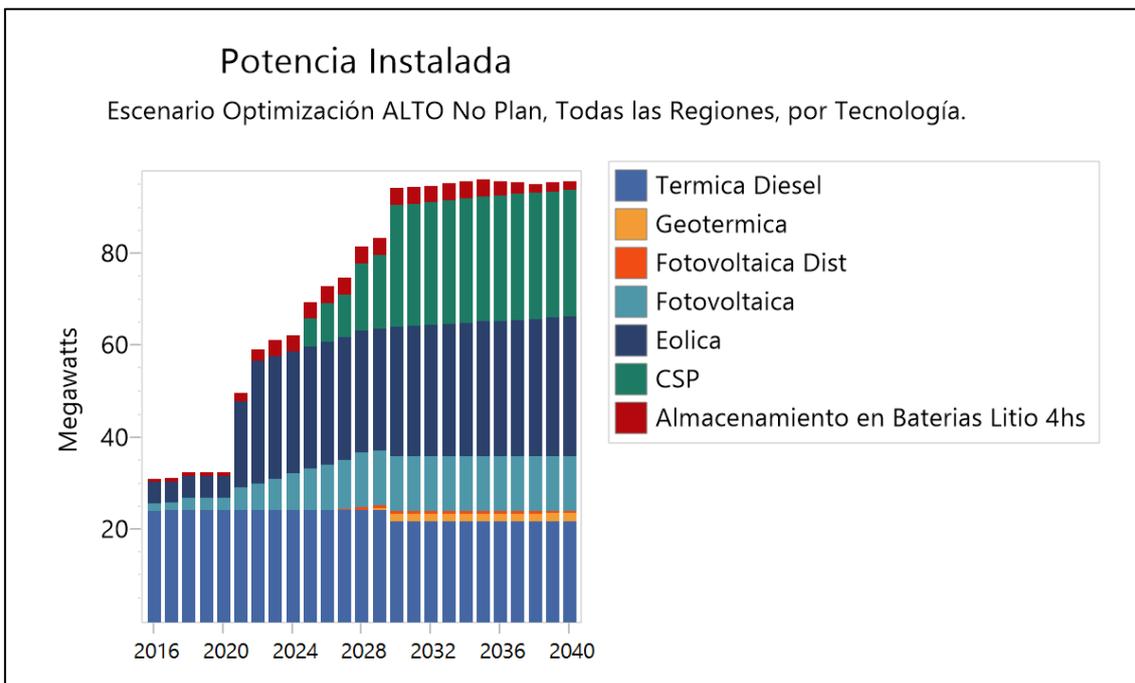


Figura 4.24: Potencia Instalada en el Escenario Optimización ALTO No Plan, por tecnología, para todas las islas.

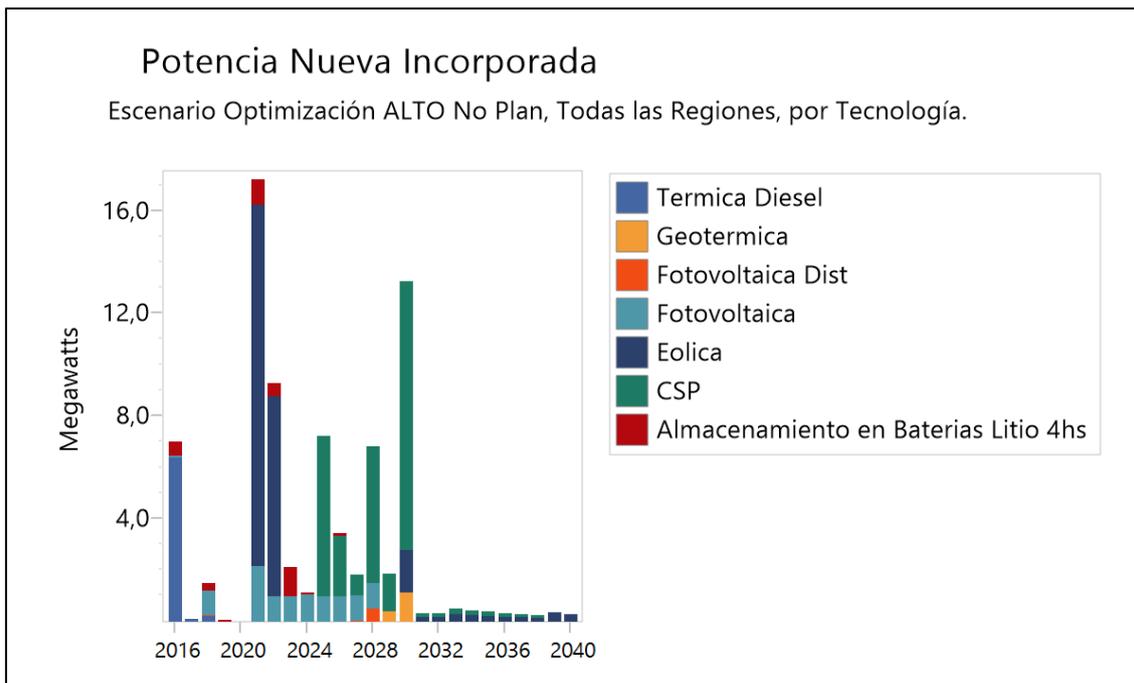


Figura 4.25: Potencia incorporada nueva en el Escenario Optimización ALTO No Plan, por tecnología, para todas las islas.

Lo que se observa en este escenario es que la optimización sin tener en cuenta los planes de expansión, sugiere una mayor incorporación de potencia eólica en lo inmediato, en detrimento de la potencia solar fotovoltaica. Hacia la mitad del escenario, al poder incorporar CSP (se mantuvo la restricción temporal en cuanto al año a partir del cual se podría contar con esta tecnología en operación), se observa que el modelo pasa a realizar incorporaciones de dicha tecnología hasta los años 2028 y 2029, años en los cuales incorpora centrales de tipo geotérmica. Luego de esto, se mantienen pequeñas incorporaciones de energía eólica y CSP que acompañan el crecimiento de la demanda de energía eléctrica.

4.1.1.5. Escenario de Optimización Energética Renovable Alto Sin Meta

Mediante otro escenario simulado, también para comparar resultados bajo diversos supuestos, se plantea una optimización sin restricciones en cuanto al cumplimiento de metas de generación con fuentes renovables. Solamente se plantean restricciones temporales en cuanto a los años en los cuales podrían entrar en operación las nuevas plantas de generación (por ejemplo, las plantas tipo CSP pueden ser incorporadas a partir de 2025), y restricciones en cuanto a la máxima incorporación por año (por ejemplo, 8 MW máximo de nueva potencia eólica para Santa Cruz).

Al igual que el escenario de Optimización Energética Renovable Alto No Plan, en este caso tampoco se incorpora nueva capacidad de generación establecida en los planes eléctricos a partir del primer año de simulación.

En cuanto a la demanda de energía, también se mantiene la proyección con los cambios planteados en el escenario anterior, con la mayor implementación de mejoras en cuanto al consumo de energía.

En esta optimización se observa que, si bien se produce un desplazamiento rápido de la generación con diésel mediante incorporaciones con plantas solares fotovoltaicas y eólicas en los primeros años, luego se pasa a incorporar potencia (con la consiguiente generación eléctrica) con plantas tipo CSP y geotérmica, cuando estas son permitidas. La diferencia principal respecto del escenario anterior, es que al no tener que cumplir con metas en cuanto a la generación con renovables, se reducen las incorporaciones de potencia eólica en los primeros años de simulación, lo cual se ve reflejado a su vez en el porcentaje de generación de cada tecnología. También se puede verificar que, de no incluir metas fijas en cuanto a la generación a partir de fuentes renovables, la optimización de todas formas desplaza por costo-efectividad mayoritariamente la generación térmica diésel, pero mantiene una pequeña fracción en todo el período de análisis.

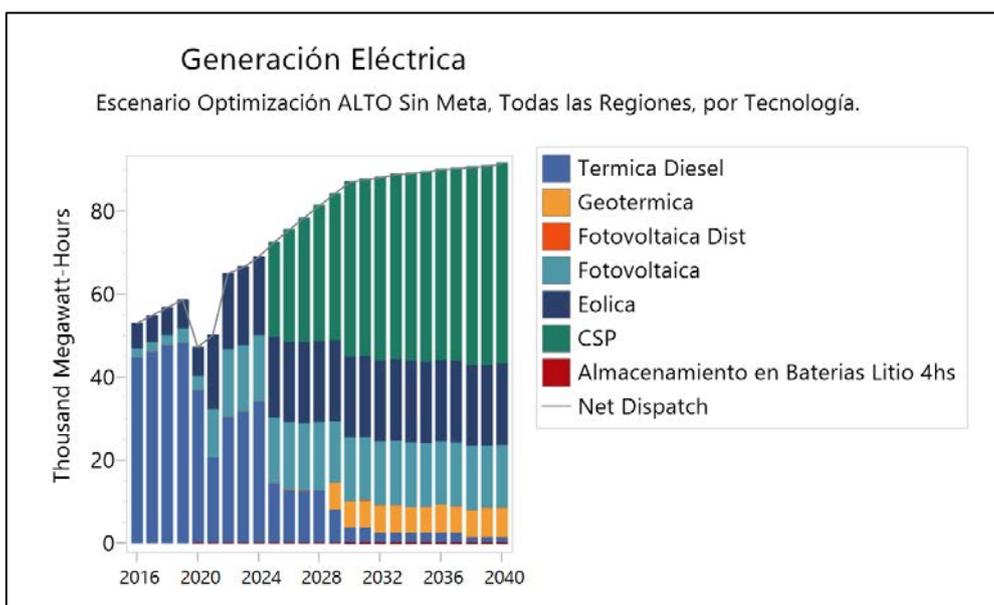


Figura 4.26: Generación eléctrica anual en el Escenario optimizado ALTO Sin Meta, por tecnología, para todas las islas.

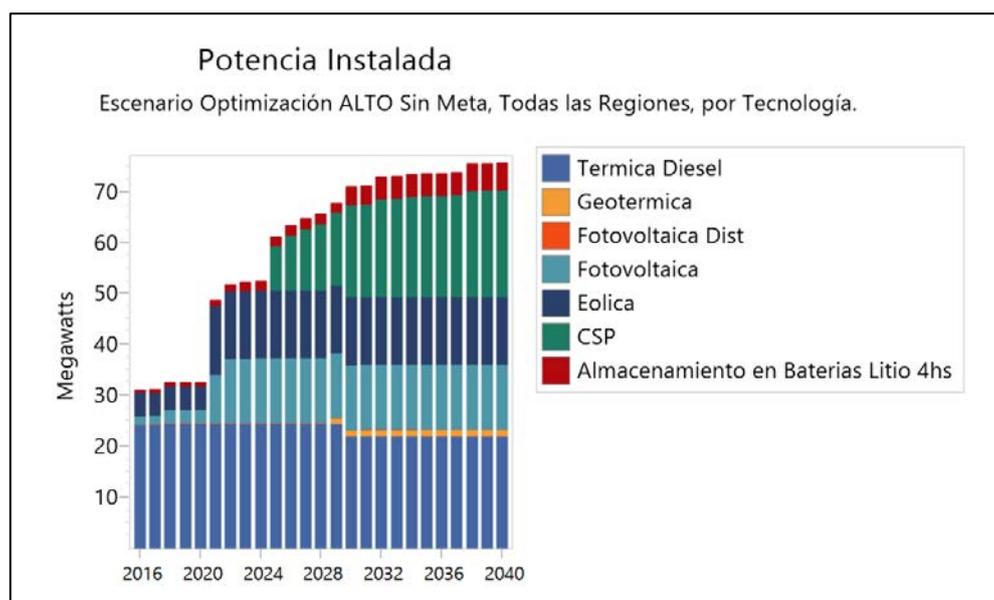


Figura 4.27: Potencia Instalada por año en el Escenario optimizado ALTO Sin Meta, por tecnología, para todas las islas.

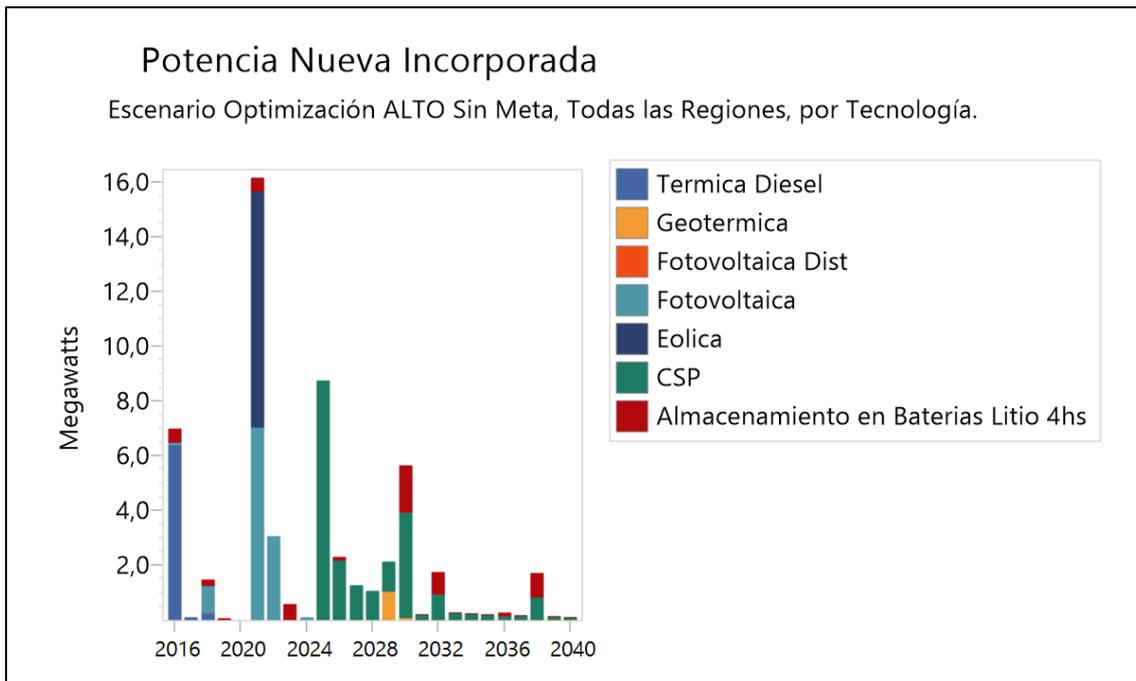


Figura 4.28: Potencia incorporada nueva en el Escenario Optimización ALTO Sin Meta, por tecnología, para todas las islas.

4.1.1.6. Escenario de Optimización Energética Renovable Alto Sin Meta

El último escenario simulado con el LEAP, hereda las características del escenario de Optimización Energética Renovable Alto Sin Meta, pero se utiliza un precio distinto (subsidiado) para el combustible diésel que utilizan las centrales térmicas. En este caso, desde el punto de vista de la demanda de energía no hay modificaciones respecto del escenario anterior y tampoco existen restricciones en cuanto a la incorporación de renovables, por lo que la optimización es comandada principalmente por una evaluación de costos de generación.

En este escenario, puede notarse el claro efecto que tiene el precio que se le asigna al combustible utilizado para la generación térmica, pero también se puede observar que incluso con un dicho precio hay margen para la incorporación de generación a partir de fuentes renovables, principalmente solar fotovoltaica.

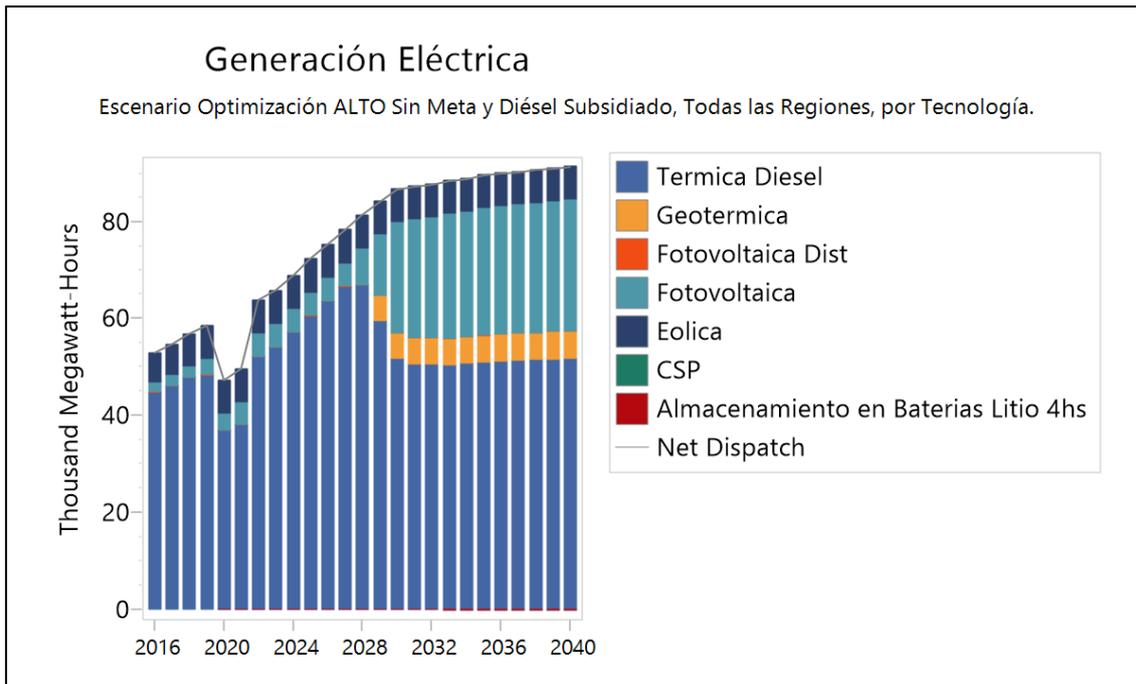


Figura 4.29: Generación eléctrica anual en el Escenario optimizado ALTO Sin Meta y Diésel Subsidiado, por tecnología, para todas las islas.

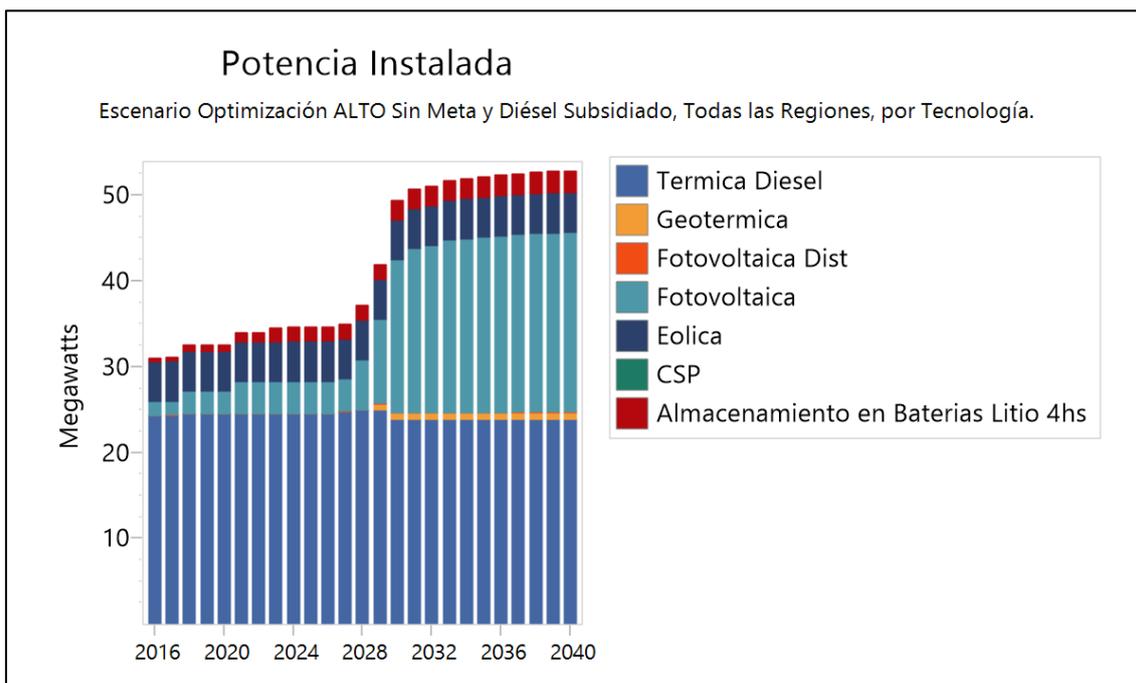


Figura 4.30: Potencia Instalada por año en el Escenario optimizado ALTO Sin Meta y Diésel Subsidiado, por tecnología, para todas las islas.

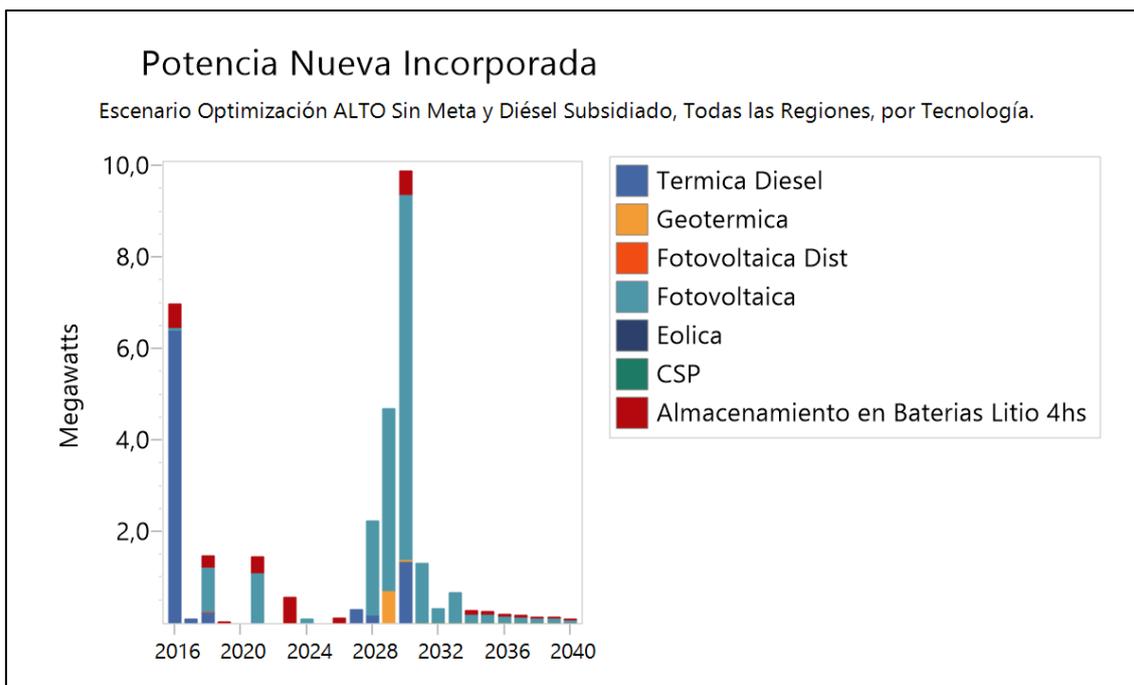


Figura 4.31: Potencia incorporada nueva en el Escenario Optimización ALTO Sin Meta y Diésel Subsidiado, por tecnología, para todas las islas.

4.1.1.7. Central geotérmica en Isabela e interconexión con Santa Cruz

En el presente apartado se describe el desarrollo, las hipótesis y resultados obtenidos del escenario que analiza la posibilidad y el efecto de incluir el proyecto de planta geotérmica en la isla de Isabela con capacidad suficiente para brindar adicionalmente energía a la isla de Santa Cruz a través de una interconexión submarina presentado a nivel conceptual por ORMAT.

En términos de aproximación de modelado se creó un escenario específico para su representación denominado “P.MEDIO GeoInter” basado en el escenario Políticas Medio. La selección del escenario fue basada en la alta factibilidad que posee dicho escenario tal como fuera analizado en apartados anteriores. El escenario creado para este fin hereda entonces todas las medidas y acciones propuestas para la proyección de requerimientos energéticos de Políticas Medio, pero no incluye los resultados de optimización de la expansión eléctrica del mismo. En su lugar se ensaya para las islas la incorporación de la planta geotérmica propuesta. Cabe destacar que las hipótesis sobre San Cristóbal y Floreana se mantienen sin cambios ya que no intervienen en la evaluación de la acción considerada.

Para representar el funcionamiento de la planta geotérmica se adoptó una aproximación de modelado que divide la planta analizada en dos unidades equivalentes, una situada en la isla de Isabela y otra en Santa Cruz, con alguna proporción de capacidad entre ellas, en función de lo que efectivamente inyectaría a cada sistema. Esta repartición requirió diversos ensayos de funcionamiento utilizando distintas proporciones de inyección a cada sistema limitando el posible vertimiento de energía fotovoltaica en la isla de Isabela y fotovoltaica y eólica en Santa Cruz. Cabe destacar que el modelado realizado corresponde a una aproximación promedio estacional y no registra detalles de flujos de energía, carga de la interconexión o seguridad de suministro del régimen operativo (incluyendo los respaldos necesarios durante los

mantenimientos). El tipo de modelado propuesto es un modelado aproximado del grado del realizado en una ingeniería conceptual.

Adicionalmente a la instalación de las plantas equivalentes en cada isla se incorporó al modelo un elemento de costeo de las infraestructuras necesarias para su interconexión y construcción, a partir de la estimación de km de líneas y caminos requeridos

Los parámetros de operativos y económicos usados para la modelación surgen de los datos de ingeniería conceptual presentados en la proyecta de ORMAT provistos por el personal técnico del MERNNR. Entre los valores presentados la idea-proyecto constan el tamaño propuesto de la central, los km de interconexión, el plazo de ejecución de la obra y un rango de costo nivelado abastecimiento. Los principales valores/hipótesis usados y su desarrollo se encuentran en la Tabla 4.8.

En la tabla se presentan los valores principales que caracterizan la planta modelada. Es relevante destacar que la metodología de modelado realizada por el modelo LEAP requiere del costo unitario de inversión de las tecnologías a ser evaluadas, valor del que no se

disponía a partir de la propuesta técnica a ser analizada. En su lugar se contaba con una estimación el costo nivelado de la energía, definido por una cota superior de 30 cUSD/kWh de energía. La decisión adoptada para la modelación fue conservadora y fijó dicho valor en 20 cUSD/kWh, fijándose dicho valor como costo nivelado objetivo de todas inversiones requeridas para contar con la central operativa. A partir de dicho valor se estimó de manera inversa el costo unitario de inversión de tal modo que el costo nivelado resultante de la utilización de dicho valor (resaltado en verde en la Tabla 4.8) en conjunto con las inversiones adicionales requeridas en líneas, caminos y el término de costo fijo operativo anual, reconstruyan en conjunto el valor objetivo fijado de costo nivelado la energía. Así como resultado se estimó una inversión necesaria de aproximadamente 200 MUSD par la central implicando este guarismo un costo unitario de inversión de aproximadamente 19500 USD/kW instalado. Cabe destacar que el valor resultante está muy por encima de los costos unitarios de referencia para proyectos geotérmicos.

Finalmente, en función de las estimaciones de tiempos de construcción mencionadas en el proyecto, las metas de cero combustibles fósiles evaluadas en la presenta prospectiva y la concatenación del presente proyecto con las decisiones de expansión en curso, se planteó la simulación del ingreso del proyecto para el año 2029.

Tabla 4.8: Parámetros para la simulación planta geotérmica

Datos para simulación GEOTÉRMICA	
10 MW Potencia a instalar	
90%	f.u.
78,840	Energía anual [MWh]
88	Costo Mantenimiento kW-año
5%	T.d.
30	años vida útil y anualidad
19,637	Costo capacidad USD/kW - Variable ajuste
\$196	Inversion capacidad [MUSD]
\$13	Costo Linea + interconexión [MUSD]
\$20	40 km camino [MUSD]
\$16	Anualidad total [USD/año]
200.0	Costo nivelado Objetivo [USD/MWh]
20.0	cUSD/kWh
162.0	Nivelado inversion [USD/MWh]
10.3	Nivelado linea [USD/MWh]
16.5	Nivelado camino [USD/MWh]
11.2	Opex variabilizado [USD/MWh]

Los resultados obtenidos de las simulaciones del proyecto citado, indican que un proyecto de 10 MW de potencia que ingrese en el año 2029 resultaría en una cantidad excesiva según la proyección de demanda analizada y las decisiones de expansión en curso. Esta situación provocaría una abundante cantidad de energía renovable disponible no aprovechada (vertimiento) no pudiendo utilizarse incluso disponiendo de mayor capacidad de almacenamiento, al margen de lo costoso que resultara dicha. De allí que, para lograr una incorporación acorde a los requerimientos visualizados en el presente estudio y minimizar el vertimiento de energía renovable, se plantea para el año 2029 el ingreso de 5 MW de potencia a distribuirse en 0.5 MW para la isla de Isabela y los restantes 4.5 MW restantes para Santa Cruz. En una segunda fase y principalmente debido al cumplimiento del objetivo planteado en el presente escenario de combustibles fósiles cero en 2035, se incrementa la capacidad en 5 MW adicionales (0.5 MW para Isabela y 4.5 MW para Santa Cruz) concluyendo de este modo un proyecto de diseño equivalente al analizado. Se supone que esta modificación conservaría los valores de costo unitario de inversión reconstruidos tal como fuera mencionado.

La incorporación de la central geotérmica tiene como resultado una drástica modificación del patrón esperado de despacho, a modo de ejemplo se presenta la situación promedio esperada para la isla de Santa Cruz, en las Figura 4.32 y Figura 4.33.

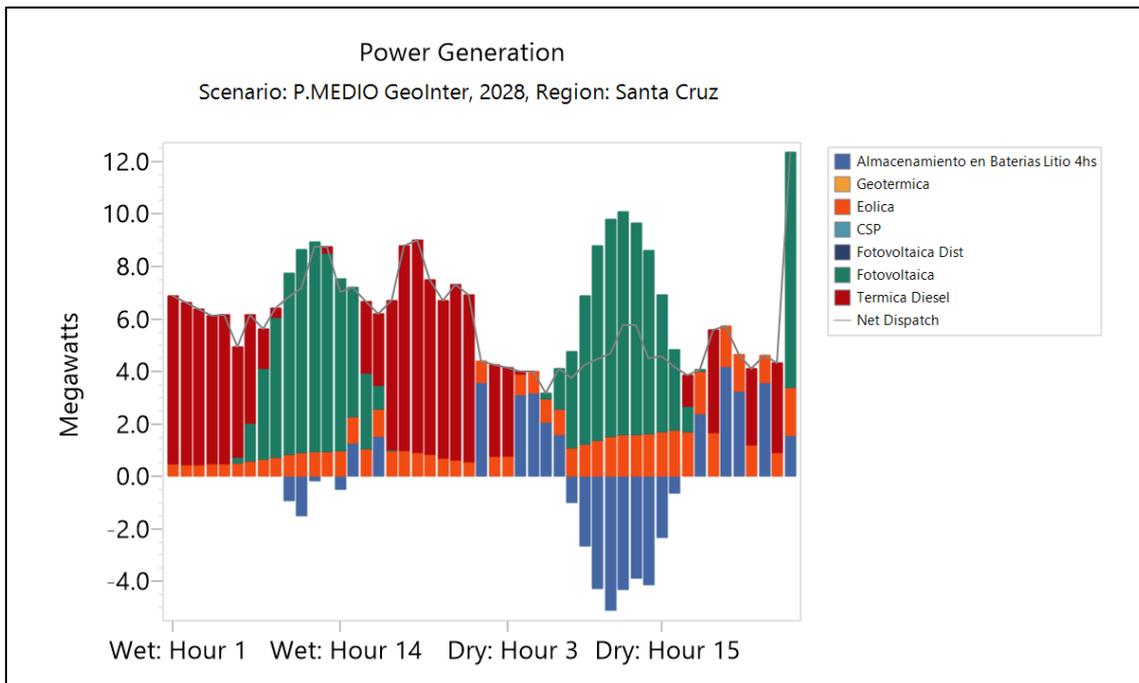


Figura 4.32: Despacho promedio sobre los 48 intervalos anuales simulado para 2028 isla Santa Cruz

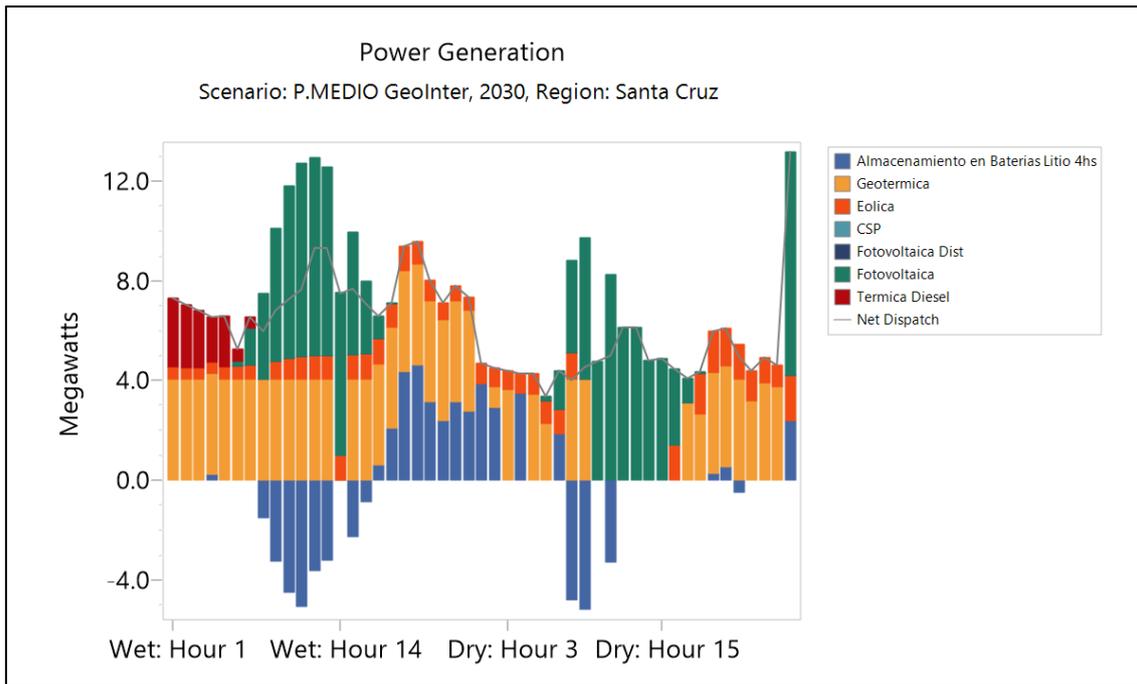


Figura 4.33: Despacho promedio Santa Cruz sobre los 48 intervalos anuales simulado para 2030 luego de la incorporación del proyecto geotérmico

El efecto de desplazamiento de la generación diésel a partir de la incorporación del proyecto geotérmico es sumamente relevante. Sin embargo, puede visualizarse también el efecto de desplazamiento de la generación fotovoltaica correspondiente a la temporada anual seca, donde se conjuga mayor disponibilidad eólica promedio con menor demanda de energía eléctrica. Esta situación pone en evidencia que incluso dividiendo el proyecto en dos fases la cantidad de energía renovable vertida es importante y puede traer aparejados problemas contractuales en caso de existir contratos con modalidad “Take or Pay”¹⁶.

Con el fin de aprovechar inversiones existentes, se priorizó la utilización de la energía renovable a partir de centrales proyectadas, disminuyendo la inyección del proyecto geotérmico a partir del año 2030. El resultado de dicha simulación se visualiza en la Figura 4.34.

¹⁶ Un contrato “Take or Pay” tiene la característica que el comprador se compromete a adquirir cierta cantidad del producto. En caso de no llegar a utilizar dicha cantidad, paga la cantidad comprometida. En definitiva, es una negociación donde el vendedor tiene ventajas estratégicas sobre el comprador.

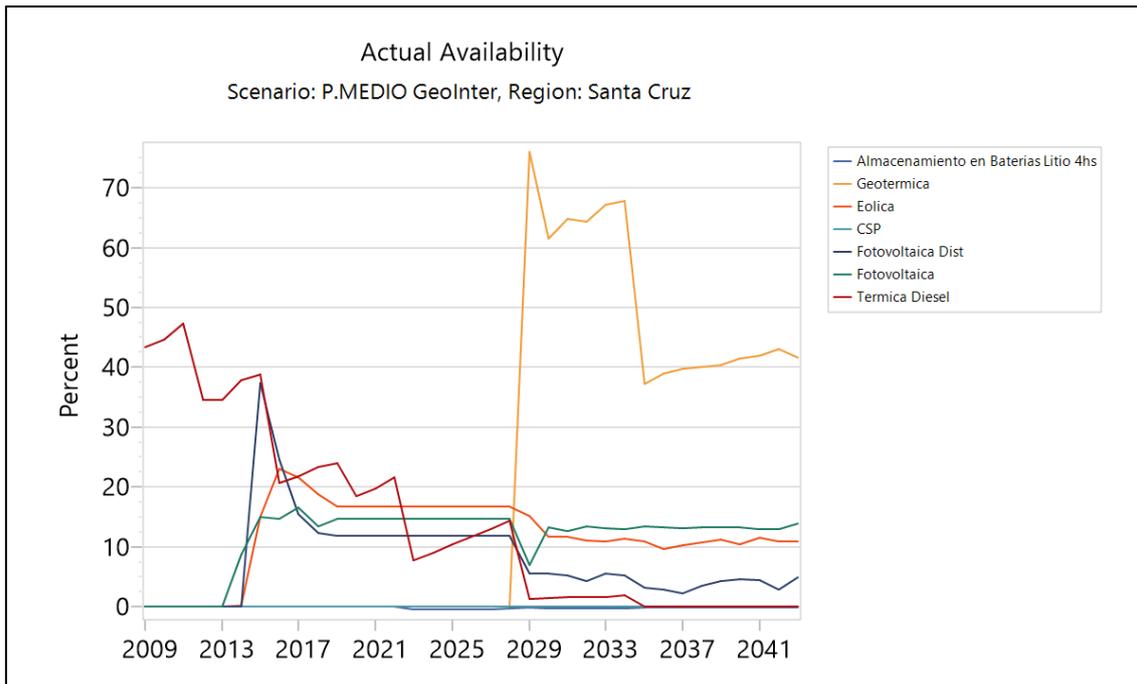


Figura 4.34: Factor de planta promedio anual resultante de la simulación para Santa Cruz

En la Figura 4.34 puede apreciarse que la incorporación de la interconexión y generación geotérmica para Santa Cruz implica una utilización parcial del proyecto geotérmico, incluso habiendo limitado su incorporación al 50% del proyecto original. Así mismo y tal como se menciona previamente, a partir de análisis del despacho medio resultante, puede notarse que la utilización promedio de las centrales eólicas disminuye unos 5 puntos porcentuales (de su 17% teórico), lo que implica la existencia de vertimiento de casi el 30% de la energía eólica disponible. La energía fotovoltaica también disminuye marginalmente, pero podría considerarse que se prácticamente es inafectada. No así la fotovoltaica distribuida la que modificaría sustancialmente su aporte. Otra situación importante de ser marcada es el gran descenso en la utilización global del proyecto geotérmico una vez incorporado el segundo módulo en el año 2035. Podría decirse que este segundo módulo sólo tiene sentido a la luz del objetivo de sustituir el poquísimo diésel remanente en la generación, aunque a un costo elevado.

Desde la óptica de evaluación económica, puede adelantarse ya, a la luz del análisis energético, que el proyecto analizado está parcialmente sobredimensionando para los requerimientos visualizados. Esta situación desencadena la existencia de energía no aprovechada con el consecuente aumento de costos. De allí que, si se compara el escenario en el que se incorpora el proyecto geotérmico, con aquel planteado como expansión de la generación surgido de la optimización de costos y utilizado en el escenario de Políticas Medio, se obtienen el resultado presentado en la Figura 4.35.

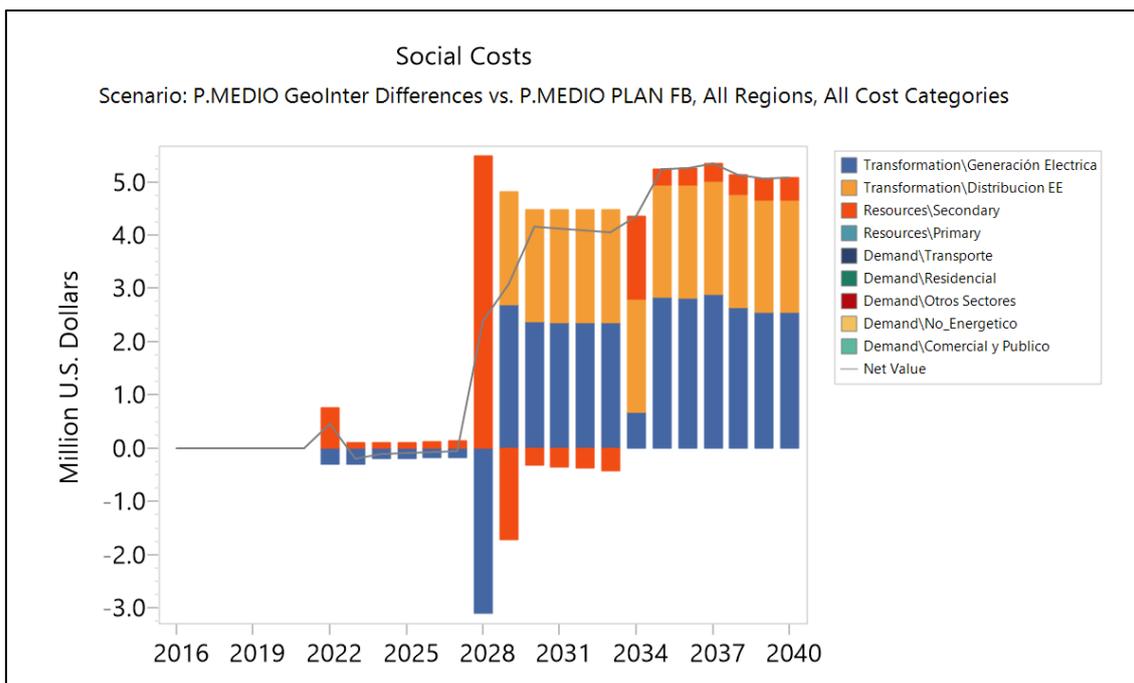


Figura 4.35: Diferencias entre escenarios de abastecimiento energético por la incorporación de la planta geotérmica.

El escenario de interconexión geotérmica, evaluado con las condiciones planteadas en el proyecto analizado, presenta un costo incremental en valor presente de 26 MUSD. Sin embargo, debe destacarse que dicho valor no incluye una parte importante del remanente de vida útil de la planta (o sus sustitutas del escenario Políticas Medio) que queda fuera del horizonte de análisis. Lo relevante de destacar es que en términos de costo de capacidad se requeriría un flujo anual equivalente de 2.5 MUSD adicionales para remunerar el proyecto de generación y un monto similar, de 2 MUSD anuales para amortizar la interconexión eléctrica.

La situación de no conveniencia del proyecto se cimienta principalmente en el alto costo unitario resultante de la capacidad instalada, el valor mencionado de 19600 USD/kW instalado surge como el principal impedimento del proyecto.

4.1.2. Precios Usados para la modelación

4.1.2.1. Precios de Combustibles

En la presente sección se muestran los valores económicos usados para la modelación del sistema energético de las Islas Galápagos. Se tomó como base las referencias de precios usados en las modelaciones del PLANEE.

El sistema energético de las Islas Galápagos es en extremo sencillo, ya que no tiene producción petrolera, por lo que todos los energéticos son abastecidos desde el continente (“importados”). Los derivados de petróleo que se utilizan en las islas son diésel, gasolinas y GLP.

El PLANEE¹⁷ presenta los datos de costos de combustibles utilizados para las modelaciones del sistema. Para los precios de derivados, se tomaron en su momento los valores “reference” y “low

¹⁷ Plan Nacional de Eficiencia Energética 2017-2035, Informe y Archivo LEAP.

case” del Annual Energy Outlook (AEO) del Energy Information Administration (EIA) del Departamento de Energía de los Estados Unidos.

Para este caso, también se utilizará la misma fuente de referencia, actualizada al año 2019¹⁸. Los costos usados para la modelación son los reales, es decir, sin contar con la influencia de la inflación en sus estimaciones.

Los precios de combustibles a largo plazo fueron tomados en base a la referencia del AEO del año 2020¹⁹. Los precios a utilizar son los de gasolina y diésel en el sector de transporte y de GLP en el sector Residencial. Estos precios se muestran en la siguiente figura para el período 2018-2040.

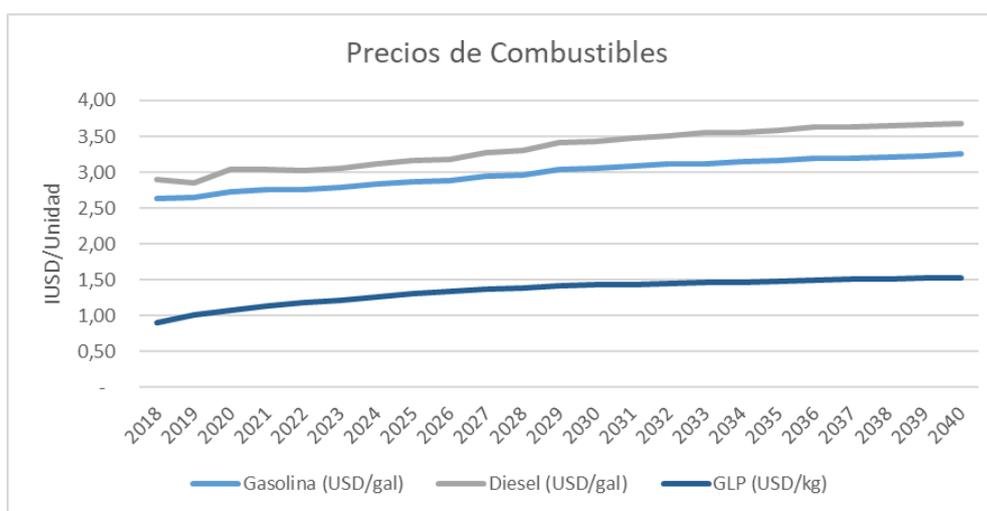


Figura 4.36: Precios usados para la modelación

Para Calcular los precios en Galápagos se calculó la diferencia en Ecuador para los precios en terminal continental²⁰ y precios en terminal de Galápagos²¹. Como los precios a nivel de terminal en Galápagos solo comenzaron a registrarse desde el año 2015, solamente tres meses. Por eso, se tomaron los datos desde el año 2016 hasta el año 2019, resultando los valores calculados en la siguiente tabla.

Tabla 4.9: Cálculo del costo de transporte de combustible a las islas

		2016	2017	2018	2019
GASOLINA EXTRA					
Precio en Terminal de GALAPAGOS	USD/gal	1,56	1,68	2,03	1,89
Precio en terminal de gasolina extra en Ecuador	USD/gal	1,16	1,16	1,17	1,50
Diferencia	USD/gal	0,41	0,52	0,86	0,39
Diferencia promedio	USD/gal	0,55			
DIESEL PREMIUM					
Precio en Terminal de GALAPAGOS	USD/gal	1,58	1,66	2,08	1,99

¹⁸ Se toma esta serie de precios tomando en consideración que el año base es el 2018

¹⁹ URL acortada: <https://bit.ly/32RI9UB>

²⁰ http://www.observatorioenergiayminas.com/bases%20de%20datos/petroleoaldia20_petr%C3%B3leo.xlsx

²¹ PRECIOS A NIVEL DE TERMINAL (PROVINCIA DE GALAPAGOS 2008 – 2019.xlsx)

		2016	2017	2018	2019
Precio de diésel en terminal	USD/gal	0,79	0,80	0,80	0,80
Diferencia	USD/gal	0,78	0,86	1,28	1,19
Diferencia promedio	USD/gal	1,03			
LPG					
Precio en Terminal de GALAPAGOS	USD/kg	0,59	0,68	0,74	0,65
Precio de gas licuado de petróleo en terminal	USD/kg	0,09	0,09	0,10	0,10
Diferencia	USD/kg	0,49	0,59	0,65	0,55
Diferencia promedio	USD/kg	0,57			

Las diferencias promedio calculadas en base a los últimos cuatro años se adicionarán a los costos de combustibles del AEO.

4.1.2.2. Precios de Tecnologías (Capital, Operación y Mantenimiento)

Los precios de las distintas tecnologías se obtuvieron principalmente de un estudio reciente²² que evalúa para Ecuador las principales variables que afectan las ecuaciones económicas de la generación de energía: la vida útil esperable de las plantas de generación; la eficiencia; el costo de capital; los costos fijos y los costos variables. Estos costos y sus proyecciones fueron cargados al modelo y se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.10: Costos y variables utilizadas en el modelo

		2015	2030	2050
Generación con motores de combustión interna a diésel				
Vida útil	Años	15	15	15
Eficiencia	%	33	33	33
Inversión	USD/kW	1000	1000	1000
Costos fijos de O&M	USD/kWh/año	20	20	20
Costos variables de O&M	USD/MWh	1,04	1,04	1,04
Generación con eólica				
Vida útil	Años	25	25	25
Eficiencia	%	-	-	-
Inversión	USD/kW	2286	1639,5	1158
Costos fijos de O&M	USD/kWh/año	38	27	17,37
Costos variables de O&M	USD/MWh	-	-	-
Generación con solar fotovoltaica				
Vida útil	Años	30	30	30
Eficiencia	%	-	-	-
Inversión	USD/kW	1980	1080	960
Costos fijos de O&M	USD/kWh/año	19,8	10,8	9,6
Costos variables de O&M	USD/MWh	-	-	-

²² Long-term Deep Decarbonisation Pathways for Ecuador: Insights from an Integrated Assessment Model. Villamar D., Soria R., et al.

		2015	2030	2050
Generación con solar concentradora (CSP)				
Vida útil	Años	30	30	30
Eficiencia	%	-	-	-
Inversión	USD/kW	6760	4195	3985
Costos fijos de O&M	USD/kWh/año	66	66	66
Costos variables de O&M	USD/MWh	4	4	4
Generación con geotermia				
Vida útil	Años	30	30	30
Eficiencia	%	-	-	-
Inversión	USD/kW	5855	4424	4424
Costos fijos de O&M	USD/kWh/año	117	88	17
Costos variables de O&M	USD/MWh	-	-	-

En el caso de la generación solar fotovoltaica distribuida, se multiplicó el costo de capital por 1,5 para reflejar la diferencia en los costos de acuerdo a la escala del proyecto.

4.1.2.3. Precios de vehículos para transporte terrestre:

Los precios para los diferentes tipos de vehículos, a combustión y eléctricos, usados se muestran en la Tabla 4.11. La tabla muestra también una descripción del modelo de vehículo considerado como referencia. Los precios en el año base fueron tomados de información online disponible en las páginas de los diversos fabricantes y de la Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador (AEADE, 2019). La evolución de precios a futuro fue estimada usando proyecciones de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2019), de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, 2013), del Parlamento del Reino Unido (House of Commons UK, 2017) y de la consultora McKinsey (2019). En el primer periodo hasta 2030 se presenta la reducción más importante de precios debido al mayor aprendizaje tecnológico, economías de escala en diversos países del mundo para la fabricación de vehículos eléctricos (especialmente en China e India), y experiencia acumulada. Por otra parte, los precios de vehículos a combustión tienden a incrementar ligeramente a futuro debido a que deben cumplir con exigencias ambientales cada vez más fuertes, transitando hacia los llamados “*low emission models*”. Cabe resaltar que los precios usados fueron calibrados para representar los precios en el mercado local (en continente), considerando la estructura impositiva vigente.

Tabla 4.11. Evolución de precios de vehículos a 2040.

Vehículo	Descripción de vehículo considerado	USD/vehículo		
		2018	2030	2040
Automóvil/Jeep convencional-gasolina	Kia Sportage (SUV más representativo en Galápagos)	23.500	27.730	28.423
Automóvil/Jeep eléctrico (BEV)	Nissan Leaf en Ecuador	43.000	22.143	16.232
Camión- diésel	Chevrolet FVR 1730 -11,6 ton, 296 HP, intercooler, Euro 3 . Tecnología evoluciona hasta camiones <i>low-emissions</i> , lo cual tiene un costo adicional.	62.500	73.761	75.880

Vehículo	Descripción de vehículo considerado	USD/vehículo		
		2018	2030	2040
Camión - electricidad (BEV)	Nuevos modelos de camiones eléctricos Mercedes Benz.	164.500	87.727	50.999
Camioneta-diésel	Toyota Hilux doble cabina, manual, turbo diésel	32.026	37.659	38.290
Camioneta-gasolina	Toyota Hilux doble cabina, manual, CD 4x2, gasolina.	28.800	33.923	34.490
Camioneta - electricidad (BEV)	Dongfeng Rich 6EV. 2WD 4X2 doble cabina. Batería ternaria de iones litio de 67.9 kWh. Autonomía 403 km. Potencia neta máx. 120 kW	55.000	36.756	31.585
Especial (tanqueros, volquetas, etc.)- diésel	Chevrolet CYZ 51L Motor Euro II MY18, 17,6 ton (camion adaptado).	99.000	109.989	114.989
Especial (tanqueros, volquetas, etc.)- electricidad	Rosenbauer Electric Truck (camión de bomberos eléctrico)	500.000	309.091	150.000
Bus y furgoneta - diésel	Mercedes-Benz OF 1721, 208 CV o 153kW, carrocería IMESCO. Urbano Guayaquil. Distancia entre ejes 6m. Largo total 11,1 m. Capacidad 30-35 pasajeros.	95.000	104000	109.324
Bus y furgoneta - electricidad (BEV)	BYD K9G,150 kW (402 hp), 12 m de largo, Batería de litio – hierro – fosfato de 324 kWh, Autonomía de 250 km. 2 puertas. Capacidad 80-85 pasajeros, 33 asientos. Carga a 440 V y 60 Hz.	419.500	168000	129.000
Motocicleta-gasolina	Tamaño medio.	6.500	6.500	6.500
Motocicleta-electricidad	Tamaño medio.	10.950	6.000	5.500
Micro movilidad motorizada	Bibi eléctrica a 1300 USD, scooters medios (600 USD) y más sofisticados (1200-4000 USD)	1.350	1.000	800

Los datos mostrados en la tabla anterior también pueden ser visualizados en la Figura 4.37.

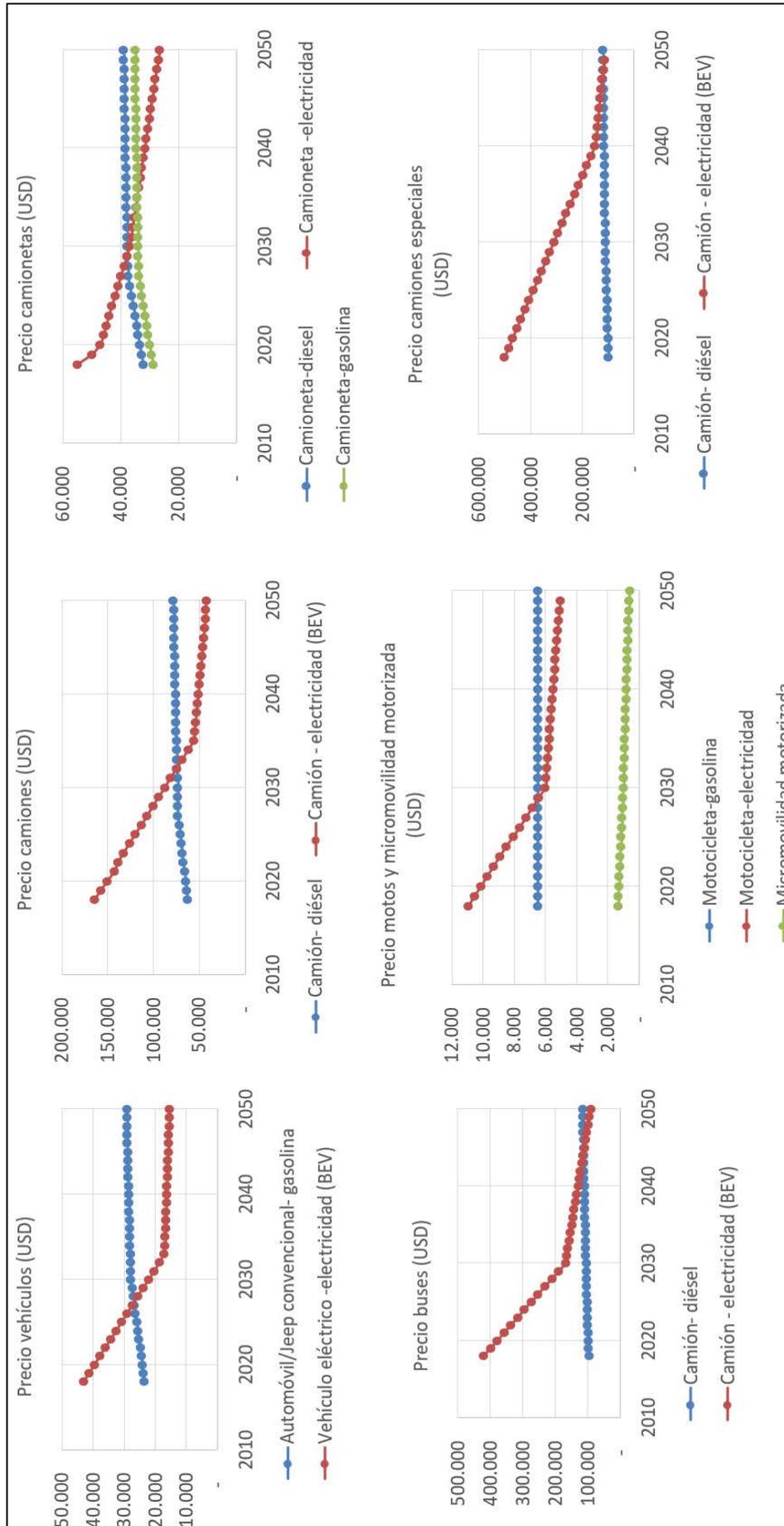


Figura 4.37 . Proyección de precios de vehículos eléctricos y de combustión interna hasta 2050.
Fuente: elaboración propia

4.1.2.4. Costo de las baterías:

La caída de los precios de los vehículos eléctricos plug-in (*Battery electric vehicle* -BEV-) se ve también fuertemente influenciada por la reducción de costos de producción de baterías eléctricas. La Figura 4.38 presenta el histórico y la proyección de los precios de baterías de ion litio, que actualmente bordea los 200 USD/kWh, y hasta 2030 podría reducir hasta menos de 100 USD/kWh (House of Commons UK, 2017). El precio de la batería representa el 25% del precio del vehículo eléctrico.

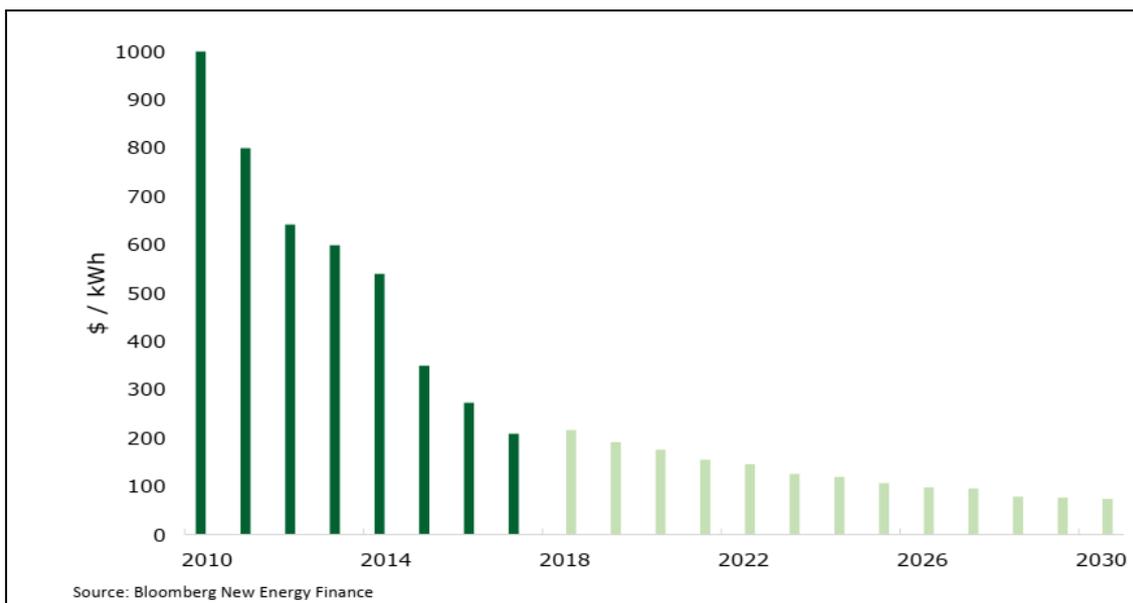


Figura 4.38. Precios históricos y proyectados de las baterías de ion litio usadas en BEV.
Fuente: House of Commons UK, (2017)

Según la capacidad máxima de la batería del vehículo eléctrico, se puede estimar el precio de la batería. La Tabla 4.12 presenta algunos precios y detalles de baterías para los vehículos considerados como referencia en el estudio.

El cálculo del costo nivelado de PKM por tipo de vehículo, que se presenta más adelante, se lo hará para un periodo de 10 años. Es importante resaltar que las baterías de ion litio que usan los vehículos convencionales tienen un ciclo de vida de aproximadamente 200.000km, lo cual para un vehículo promedio circulando en Santa Cruz significa 11 años. Ya los vehículos BYD con baterías de fosfato de litio y hierro (LFP), tecnología BYD patentada, tienen un ciclo de vida de 6.000 ciclos de recarga, sin perder capacidad. Para el caso de buses y camionetas, que operan durante todo el día y cargan todas las noches, esto significa un periodo de vida de mayor a 15 años. Aún es prematuro para asegurar que los tiempos de vida indicados por los fabricantes se verifican en la práctica. Hacen falta más experiencias para ratificar esto.

Tabla 4.12. Precios de baterías de vehículos eléctricos

Tipo de Batería	Descripción	2018	2030	2040
Automóvil: 40 kWh	Una batería eléctrica para el Nissan Leaf dura 200.000 km (200.000 km / 18.000 km/año = 11 años).	9.200	3.400	3.400

Tipo de Batería	Descripción	2018	2030	2040
camiones eléctricos: 350 kWh	Camiones BYD con baterías fosfato de litio y hierro (LFP) para 15 años, con autonomías de 150 km.	80.500	29.750	29.750
Camionetas eléctricas: 68 kWh	Camioneta Dongfeng Rich EV6	15.640	5.780	5.780
Buses eléctricos: 324 kWh	BYD k9G, en promedio 15 años de vida.	74.520	27.540	27.540

Fuente: elaboración propia

Costo inversión electrolineras:

Se consideraron dos situaciones/tipos de electrolineras:

Electrolineras privadas: carga rápida, cargadores de 40kW, 440V, 16A, 60 Hz. Tiempo de carga de 4h a 5h para la batería del bus BYD K9G de 324kWh. Este tipo de electrolineras están compuestas por varios cargadores. Se requiere un cargador por bus. Cada cargador de este tipo tiene un costo de 35.000 USD. Este tipo de electrolinera sería usado por buses y taxis para cargar sus baterías durante la noche, y así poder operar sin interrupciones durante el día. Buses y camionetas cargarán a diario por sus extensos recorridos diurnos. En los mismos cargadores, durante el día pueden cargar 3 vehículos eléctricos pequeños, cada uno demorando 4h. Es decir, parte de la inversión en la electrolinera se recupera por servicios ofertados al público durante horario diurno. Dadas las consideraciones explicadas, el sobre costo adicional al sistema eléctrico por la entrada de cada bus eléctrico considerado en el modelo se muestra en la Tabla 4.13.

Tabla 4.13: Costo adicional al sistema eléctrico asociado a la entrada de cada bus eléctrico nuevo por concepto de expansión de electrolineras

	2018	2030	2040
USD adicional por cada bus eléctrico	17.500	12.727	8.750

Electrolineras públicas: carga rápida. Vehículos livianos se turnan para cargar a lo largo del día: para autos, motos y micro movilidad. Este tipo de electrolineras están compuestas por varios cargadores. Cada cargador de este tipo tiene un costo de 35.000 USD. Se consideran cargas de duración de 4 a 6h. En media 4h por ser autos pequeños. De esta forma cada electrolinera puede abastecer a 6 vehículos, en un día completo. Se considera la batería de un auto *Nissan Leaf basic* de 40kWh, una autonomía combinada real de 250 km. Manteniendo el actual recorrido de autos gasolina de 40 km/día en Santa Cruz, cada auto debe recargar cada 5 días. Entonces una electrolinera cargaría 25 vehículos al mes. Por tanto, el sobre costo al sistema eléctrico asociado a la expansión de electrolineras que se imputa a cada vehículo eléctrico nuevo se muestra en la Tabla 4.14.

Tabla 4.14: Costo adicional al sistema eléctrico asociado a la entrada de cada bus eléctrico nuevo por concepto de expansión de electrolineras

	2018	2030	2040
USD adicional por cada vehículo eléctrico	1.167	848	583

Para el caso de motos eléctricas, que tienen baterías con autonomía de 50km, y considerando un recorrido promedio diario de 21,5km, se estima que las motos cargarían sus baterías cada 2,3 días. El tiempo de carga para una moto sería de 1h. En un día pueden recargar 24 motos. De esta forma el sobre costo que se le imputa a cada moto eléctrica se muestra en la Tabla 4.16

Tabla 4.15: Costo adicional al sistema eléctrico asociado a la entrada de cada bus eléctrico nuevo por concepto de expansión de electrolineras

	2018	2030	2040
USD/moto-E adicional	634	461	317

Costo mantenimiento electrolineras:

La operación de electrolineras demanda un costo de mantenimiento fijo anual, que en general son valores bajos, de 25 a 50 USD/cargador (DOE, 2012). Debido a la falta de experiencias en el corto plazo, se consideró un valor de 100 USD/cargador en el año base, que converge a 50 USD/cargador en 2040, como se muestra en la Tabla 4.16.

Tabla 4.16: Costo adicional al sistema eléctrico asociado a la entrada de cada bus eléctrico nuevo por concepto de expansión de electrolineras

	2018	2030	2040
Mantenimiento (USD/año)	100	73	50

Mantenimiento preventivo y correctivo de vehículos (Costos variables no consideran combustible)

También es importante considerar los costos de mantenimientos preventivos y correctivos que se realizan en vehículos de combustión interna y en vehículos eléctricos. En general el costo de mantenimiento de vehículos eléctricos tiende a ser menor debido a que tienen menor componentes móviles y los motores eléctricos son muy eficientes. Los valores presentados a continuación fueron tomados de Bastidas (2019) y Cueva (2019), y fueron comparados con datos de concesionarias Mercedes, para el caso de buses a diésel.

Considerando la reposición de batería a los 200.000 km (autos cada 11 años, camionetas cada 3 años). En un periodo de análisis 10 años, el recambio de baterías afecta a las camionetas.

Tabla 4.17: Mantenimiento vehículos livianos a gasolina y eléctricos

			USD/año	
		USD/km/ vehículo	Autos	Camionetas
Vehículos livianos a combustión interna	TOTAL	0,070	1.260	6.388
	Mantenimiento preventivo	0,060		
	Mantenimiento correctivo	0,010		
Vehículos livianos eléctricos	TOTAL	0,027	486	2.464
	Mantenimiento preventivo	0,024		
	Mantenimiento correctivo	0,003		

Tabla 4.18: Mantenimiento buses y camiones a diésel y eléctricos

			USD/año		
		USD/km/ vehículo	Buses	Camiones	Especiales
Buses y camiones diésel	TOTAL	0,095	6.242	2.947	2.947
	Mantenimiento preventivo	0,055			
	Mantenimiento correctivo	0,040			
Buses y camiones eléctricos	TOTAL	0,040	2.628	1.241	1.241
	Mantenimiento preventivo	0,020			
	Mantenimiento correctivo	0,020			

Tabla 4.19: Mantenimiento de motos y scooters a gasolina y eléctricos

			USD/año	
		USD/km/ vehículo	Motos	Scooters
Motos a gasolina	TOTAL	0,030	274	
	Mantenimiento preventivo	0,020		
	Mantenimiento correctivo	0,010		
Motos eléctricas	TOTAL	0,015	137	95
	Mantenimiento preventivo	0,010		
	Mantenimiento correctivo	0,005		

Costo nivelado de PKMs y TKMs (sin combustible)

Los costos antes presentados (inversión en el vehículo, inversión en la electrolinera, mantenimiento preventivo y correctivo del vehículo, mantenimiento de la electrolinera) son incluidos en el modelo a través del costo nivelado del PKM, para cada tipo de vehículo. Se consideró un período de análisis de 10 años y una tasa de descuento 10%, para poder comparar con estudios similares, como el de NACFE, (2018) que calcula el *Total Cost of Ownership* (TCO).

Este valor se lo calcular como la relación entre el costo total anualizado y la energía útil (PKM o TKM) anual. Se destaca que en los valores presentados a continuación no se consideró el costo del combustible, pues este valor el modelo ya lo considera, y se busca no duplicar.

El objetivo de esta metodología es tener costos para el sistema más realistas. No solo debemos preocuparnos por los precios de los vehículos, sino en la lógica de ciclo de vida, también tomar en cuenta su mantenimiento, su combustible, el sobre costo al sistema eléctrico por construcción y mantenimiento de electrolinerías. La Tabla 4.20 y Tabla 4.21 presentan los valores de costo nivelado de PKMs y TKMs considerados en el modelo LEAP.

Tabla 4.20. Evolución del costo nivelado de los PKMs, por tipo de vehículo

USD/PKM	2018	2030	2040
Auto/Jeep convencional- gasolina	0,17	0,19	0,19
Auto/Jeep -electricidad (BEV)	0,25	0,14	0,11
Camioneta-diésel	0,05	0,05	0,05
Camioneta-gasolina	0,05	0,05	0,05
Camioneta -electricidad	0,08	0,05	0,05
Bus y furgoneta - diésel	0,01	0,01	0,01
Bus y furgoneta - electricidad (BEV)	0,04	0,02	0,01
Motocicleta-gasolina	0,13	0,13	0,13
Motocicleta-electricidad	0,20	0,12	0,11
Micro movilidad motorizada	0,07	0,05	0,04

Tabla 4.21. Evolución del costo nivelado de los TKMs, por tipo de vehículo

USD/TKM	2018	2030	2040
Camión- diésel	0,23	0,27	0,27
Camión - electricidad (BEV)	0,55	0,31	0,20
Especial (tanqueros, volquetas, etc.)-diésel	0,10	0,11	0,12
Especial (tanqueros, volquetas, etc.)-electricidad	0,46	0,29	0,15

Del análisis de las tablas anteriores se puede concluir parcialmente (porque falta incluir el costo de combustible) sobre la paridad de costos entre vehículos eléctricos y vehículos a combustión. Según las premisas consideradas, la paridad de costos se alcanza en 2026 para autos/jeeps eléctricos, en 2027 para camionetas, en 2028 para motos, en 2033 para camiones livianos y desde 2037 para buses de transporte público masivo. En el horizonte del estudio no se alcanza la paridad de costos para vehículos de carga especiales.

4.2. ESCENARIOS DE DEMANDA ENERGÉTICA

En la figura se observan las trayectorias de la demanda energética final para los diferentes escenarios elaborados. En ella se puede observar cómo el escenario de políticas alto disminuye en la mitad la demanda energética final establecida en y llega 200 kBEP, disminuyendo en más de la mitad la demanda energética final.

Esto ocurre por dos efectos superpuestos, una menor demanda final de combustibles y una mejora en la eficiencia del uso energético.

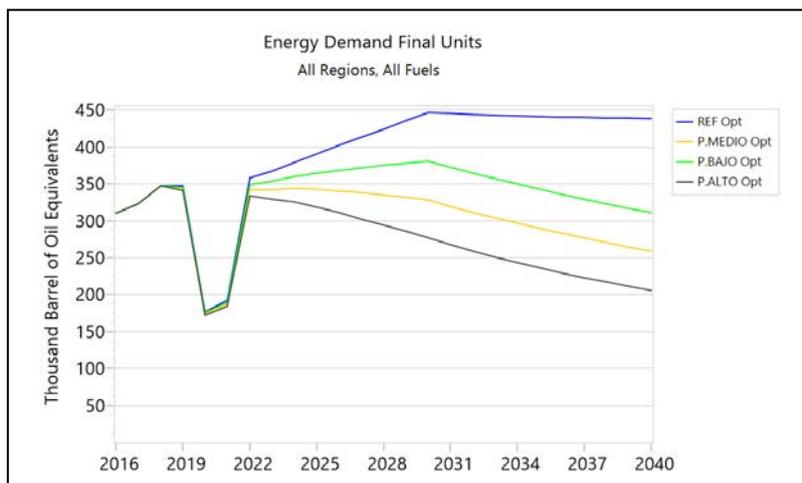


Figura 4.39: Demanda energética final por escenario

Considerando que el plan de transición energética es está basado en la iniciativa “Cero Combustibles Fósiles en las Islas Galápagos” se muestran a continuación en la siguiente figura las diferentes trayectorias de demanda final de combustibles fósiles para los distintos escenarios de planteados. En el escenario de referencia se observa la trayectoria de hasta el año 2030 y se mantiene constante. En los escenarios de políticas planteados se observa una reducción significativa en las demandas de las islas (transporte terrestre, edificios, generación de electricidad), pero con una baja disminución de la región general (demanda de transporte marítimo). Eso evidencia la complejidad mencionada previamente para la descarbonización de dicho sector, donde solamente se llega a un nivel significativo de descarbonización en el escenario de alta política.

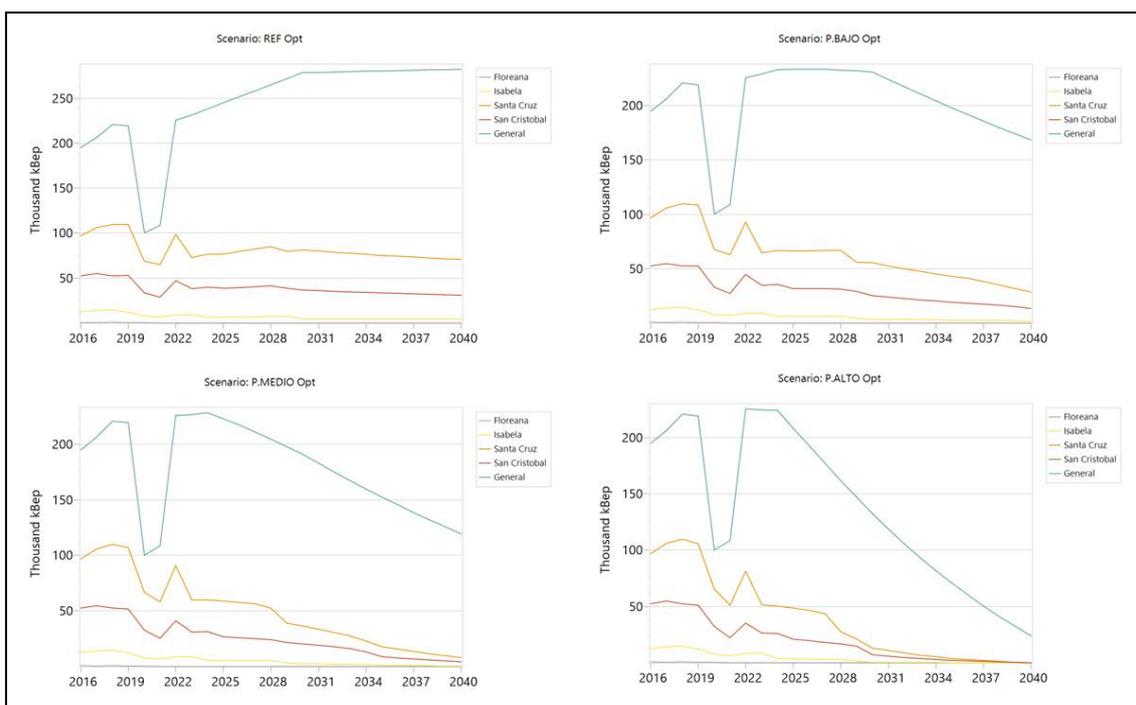


Figura 4.40: Demanda energética final por escenario

4.2.1. Análisis costo-beneficio de las medidas incorporadas

En el presente apartado se detallará el resultado obtenido del modelado de las 18 medidas analizadas, totalizando en realidad 52 medidas pues 17 de ellas fueron analizadas con tres niveles de penetración diferente, aumentando la ambición de implementación según se trate del escenario Bajo, Medio y Alto respectivamente.

En la Figura 4.41 puede apreciarse una visión sintética y resumida del resultado particular de cada medida/escenario, para obtener una panorámica relativa de los mismos.

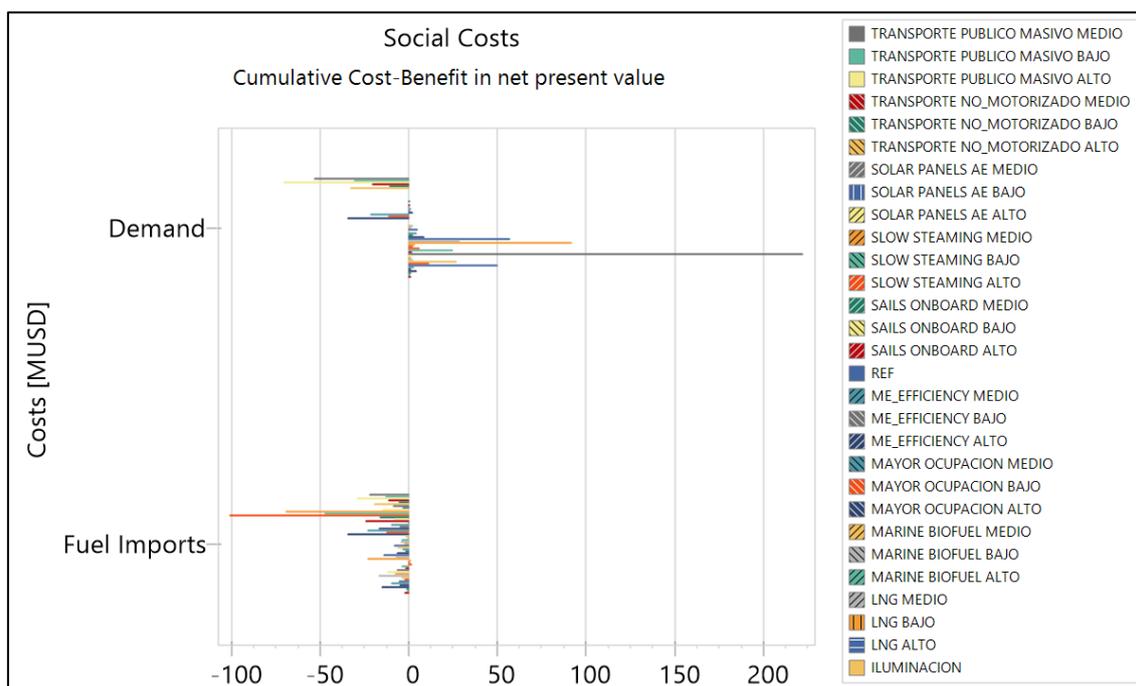


Figura 4.41: Visión agregada y sintética del Costo-beneficio de las medidas analizadas

Tal como puede verse en la imagen, prácticamente la totalidad de las medidas analizadas implican ahorros (costos incrementales negativos en relación con el escenario de referencia) por proporcionar ahorros en la importación de combustibles. El rango de los montos involucrados varía entre los 100 MUSD en valor presente hasta magnitudes cercanas a los 10 MUSD según la medida y ambición. Cada medida implica, por lo general, un costo incremental en la demanda para hacer frente a la sustitución tecnológica, la adecuación de la infraestructura o la gestión de la medida y su implementación. Esto se traduce en un costo incremental positivo del escenario en cuestión con relación al escenario de referencia. Puede apreciarse, en una primera visualización de las medidas que algunas intervenciones implican valores acumulados expresados como un valor presente que superan los 200 MUSD. Sin embargo, se aprecia el conjunto principal de acciones implican costos incrementales de entre 0 y 50 MUSD, destacándose también algunas medidas con costos incrementales negativos, esto es, ahorros respecto al escenario de referencia. En particular esta es la situación proyectada para las medidas de transporte público terrestre en sustitución de la modalidad de transporte privado.

En rigor de verdad, la figura previamente mostrada, si bien permite tener una visión agregada de las políticas ensayadas, no brinda suficiente detalle como para analizar cada una de ellas. Para ello es necesario comparar el ahorro producido en la importación de combustible con el costo incremental para implementar la medida y lograr dicho ahorro.

En la Tabla 4.22 puede apreciarse que una buena cantidad de las medidas analizadas resultan costo efectivas, es decir, los costos ahorrados superan las inversiones necesarias. De las 52 medidas analizadas, 36 resultan en ahorros netos mientras que las 16 complementarias implican costos incrementales. Todas las medidas de demanda consistentes en renovación /sustitución tecnológica resultan altamente favorables incluso en sus niveles más ambiciosos de penetración. En cambio, las medidas vinculadas con modificaciones de infraestructura, que como se ha mencionado atienden no sólo a necesidades energéticas sino también a condiciones habitacionales y de calidad de vida, no logran compensar las inversiones requeridas con los ahorros obtenidos.

Tal como fue mencionado en el apartado específico, resaltan las medidas de transporte terrestre por presentar una excelente relación costos/ahorros, incluso muchas de ellas implicando ahorros totales sistémicos en la demanda. El caso de estas últimas corresponde a aquellas en la que se impulsa fuertemente el transporte público frente al transporte privado, así como aquellas vinculadas a la promoción del transporte no motorizado. Su implementación llevaría a ahorros no solo en combustible (o generación eléctrica) sino también a ahorros en los equipamientos necesarios. Por otro lado, las medidas de sustitución de vehículos convencionales por vehículos eléctricos, privados, si bien configuran costos incrementales en la demanda (esperable, aunque en descenso) tampoco implican ahorros en combustible que compensen dicho incremental. Es así como son, comparados con un escenario de referencia, medidas que implicarían un sobre costo neto para el sistema en relación a un escenario de referencia.

En que respecta a las medidas de transporte marítimo, puede apreciarse la existencia de montos importantes de ahorro, siendo incluso alguna de ellas la que mayores ahorros presenta. La cuantificación de los costos de implementación, sin embargo, carece del detalle necesario para ser realizada por la dispersión que presenta el sector en término de tipologías de embarcaciones y particularidades de estas. Es un sector con una especificidad tan grande que requiere un análisis detallado por subsector que excede el alcance del presente trabajo. No obstante, lo cual, la magnitud de ahorros posibles indica una prioridad relativa que puede usarse para definir el orden en que realizar los estudios específicos.

Tabla 4.22: Costo beneficio por escenario relativo al escenario REF

Scenario	Fuel Imports	Demand	Total
AGUA CALIENTE SANITARIA ALTO	-2.0	1.3	-0.7
AGUA CALIENTE SANITARIA BASE	-0.3	0.5	0.2
AGUA CALIENTE SANITARIA MEDIO	-1.0	0.8	-0.1
COCCION ALTO	-14.9	4.2	-10.7
COCCION BAJO	-4.8	1.3	-3.5
COCCION MEDIO	-9.5	2.7	-6.8
COM Arquitectura Alto	-5.5	49.7	44.3
COM Arquitectura Bajo	-2.2	11.2	8.9
COM Arquitectura Medio	-3.7	26.8	23.1
COM Equipamiento Alto	-16.4	2.0	-14.4
COM Equipamiento Bajo	-7.3	1.0	-6.3
COM Equipamiento Medio	-11.5	1.4	-10.1
EDIFICACIONES SOSTENIBLES ALTO	-6.4	222.0	215.7
EDIFICACIONES SOSTENIBLES BAJO	-1.5	1.8	0.3
EDIFICACIONES SOSTENIBLES MEDIO	-3.9	24.9	21.0
ELECTRIC PROPULSION ALTO	1.8	5.7	7.4
ELECTRIC PROPULSION BAJO	0.7	2.3	2.9
ELECTRIC PROPULSION MEDIO	1.0	3.4	4.4
ELECTRIFICACION TERRESTRE ALTO	-22.9	91.5	68.6
ELECTRIFICACION TERRESTRE BAJO	-7.1	28.5	21.4
ELECTRIFICACION TERRESTRE MEDIO	-14.1	57.0	42.9
ELECTRODOMESTICOS EFICIENTES ALTO	-6.6	8.5	2.0
ELECTRODOMESTICOS EFICIENTES BAJO	-1.7	2.1	0.5
ELECTRODOMESTICOS EFICIENTES MEDIO	-3.3	4.3	0.9
ILUMINACION	-6.1	-	-6.1
LNG ALTO	-8.0	4.8	-3.2
LNG BAJO	-2.0	1.2	-0.8
LNG MEDIO	-4.0	2.4	-1.6
MARINE BIOFUEL ALTO	-3.9	-	-3.9
MARINE BIOFUEL BAJO	-0.8	-	-0.8
MARINE BIOFUEL MEDIO	-1.5	-	-1.5
MAYOR OCUPACION ALTO	-34.4	-34.2	-68.6
MAYOR OCUPACION BAJO	-12.5	-11.5	-24.0
MAYOR OCUPACION MEDIO	-22.9	-21.7	-44.6
ME_EFFICIENCY ALTO	-16.6	2.3	-14.3
ME_EFFICIENCY BAJO	-4.8	0.7	-4.1
ME_EFFICIENCY MEDIO	-9.6	1.3	-8.3
REF	-	-	0.0
SAILS ONBOARD ALTO	-24.0	0.4	-23.6
SAILS ONBOARD BAJO	-8.0	0.1	-7.9
SAILS ONBOARD MEDIO	-16.0	0.3	-15.7
SLOW STEAMING ALTO	-100.8	-	-100.8
SLOW STEAMING BAJO	-47.3	-	-47.3
SLOW STEAMING MEDIO	-69.1	-	-69.1
SOLAR PANELS AE ALTO	-14.5	0.1	-14.4
SOLAR PANELS AE BAJO	-3.1	0.0	-3.1
SOLAR PANELS AE MEDIO	-8.7	0.1	-8.6
TRANSPORTE NO_MOTORIZADO ALTO	-19.1	-32.8	-51.9
TRANSPORTE NO_MOTORIZADO BAJO	-5.2	-10.7	-15.8
TRANSPORTE NO_MOTORIZADO MEDIO	-11.3	-20.1	-31.4
TRANSPORTE PUBLICO MASIVO ALTO	-29.2	-70.2	-99.4
TRANSPORTE PUBLICO MASIVO BAJO	-12.6	-30.4	-43.0
TRANSPORTE PUBLICO MASIVO MEDIO	-22.1	-53.1	-75.2

Adicionalmente al cálculo de cada medida en particular, se realizó el costo beneficio agregado para los escenarios de política planteados (bajo, medio y alto), donde se combinan los efectos potenciándose la utilidad de una herramienta sistémica como la utilizada. En la Figura 4.42 se muestra el resultado costo beneficio del escenario de políticas bajo, donde se visualizan todas las categorías de costos analizados relevantes y las restantes en una rama agregada "All Others". Entre estos costos se encuentran los costos de mejoras en la demanda final (cambios de equipamientos, mejoras en la infraestructura, sustitución de modos), costos en la transformación de la generación eléctrica y costos de por ahorro de recursos importados a las islas. Se observa que claramente que existe un ahorro global agrupado para todas las medidas, caracterizado por la línea gris "Net Value" que implica un ahorro de unos 10 MUSD anuales, en moneda presente, mostrando la eficiencia a de la implementación conjunta de las diferentes medidas en el escenario de Políticas Bajo.

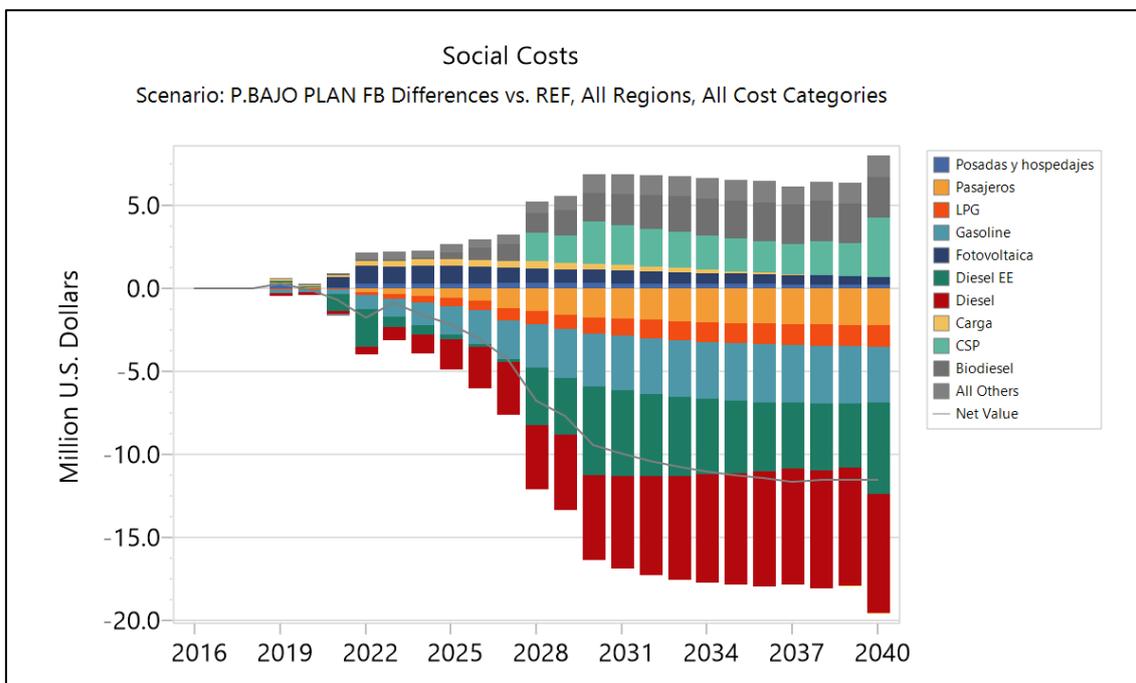


Figura 4.42: Análisis costo-beneficio del escenario de Políticas Bajo

En el análisis del escenario de políticas de baja ambición, resalta como costo incremental respecto al escenario de Referencia los costos de capital asociados a las plantas Fotovoltaicas y las plantas Concentradoras Solares CSP, que requerirían anualidades equivalentes a los 3 MUSD a partir de 2030. Otro costo que se aprecia es el vinculado a la importación de Biodiésel para sustitución de diésel de uso naval. Sin embargo, destacan también los ahorros en combustible que implicarían dichas incorporaciones, implicando valores superiores a estos en diésel EE para generación eléctrica como también en diésel (el sustituido y el ahorrado) para transporte marítimo y terrestre, GLP para usos calóricos y gasolina para vehículos. Resalta también el ahorro proyectado para el subsector de transporte de pasajeros producto de la promoción del transporte público por sobre el privado en conjunto con la micro movilidad.

La figura analizada, para el caso del escenario de Políticas Medio, de creciente ambición, se convierte en la presentada a continuación como figura 4.15

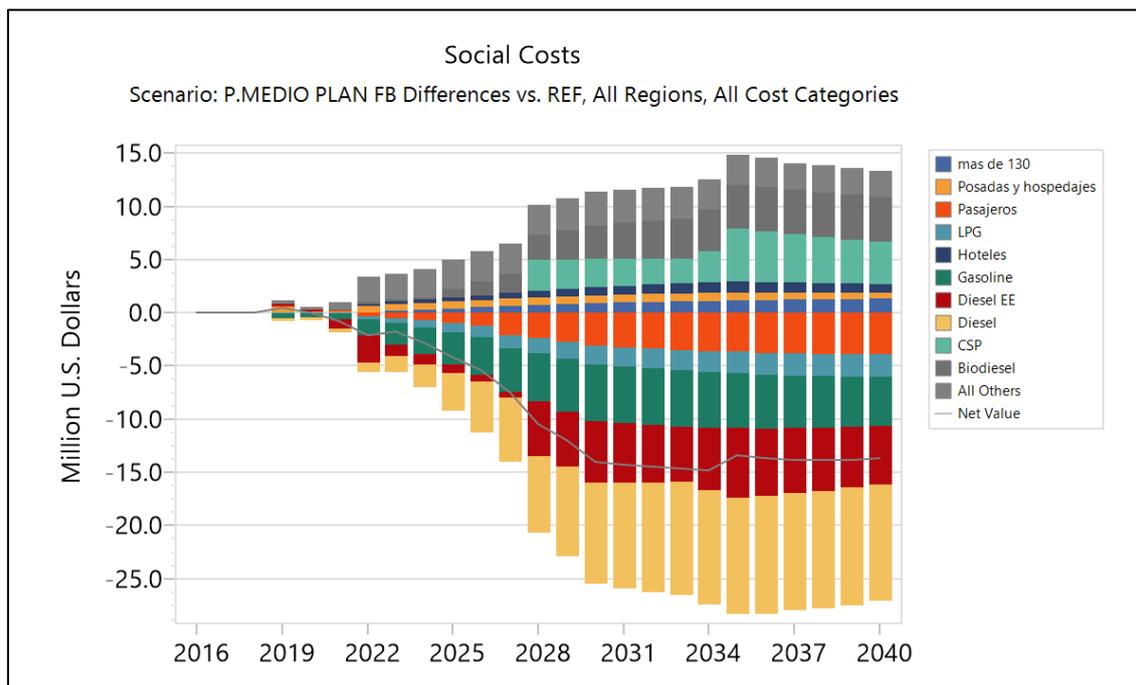


Figura 4.43: Análisis costo-beneficio del escenario de Políticas Medio

Puede apreciarse en el análisis equivalente para el escenario de políticas medio que también el presente escenario implica un beneficio neto total de aproximadamente 15 MUSD anuales, en valor presente, producto también de la fuerte sustitución de combustibles fósiles. Los costos por afrontar en este escenario incluyen ahora visibles algunos componentes vinculados a la demanda final en el sector Residencial (bajo el rótulo de más de 130 en alusión a los hogares de mayor consumo) así como del sector Comercial en Hoteles, Posadas y hospedajes. Ambos términos de costos incrementales refieren a las medidas de modificación de la infraestructura (de balance neto negativo analizadas aisladamente) mencionadas previamente. Continúa siendo relevante, incluso en mayor medida el término vinculado al Biodiésel incorporado.

Por último, en la Figura 4.44 se presenta el resultado para el escenario de Políticas Alto, de alta ambición en la desfosilización y descarbonización, mostrada a continuación.

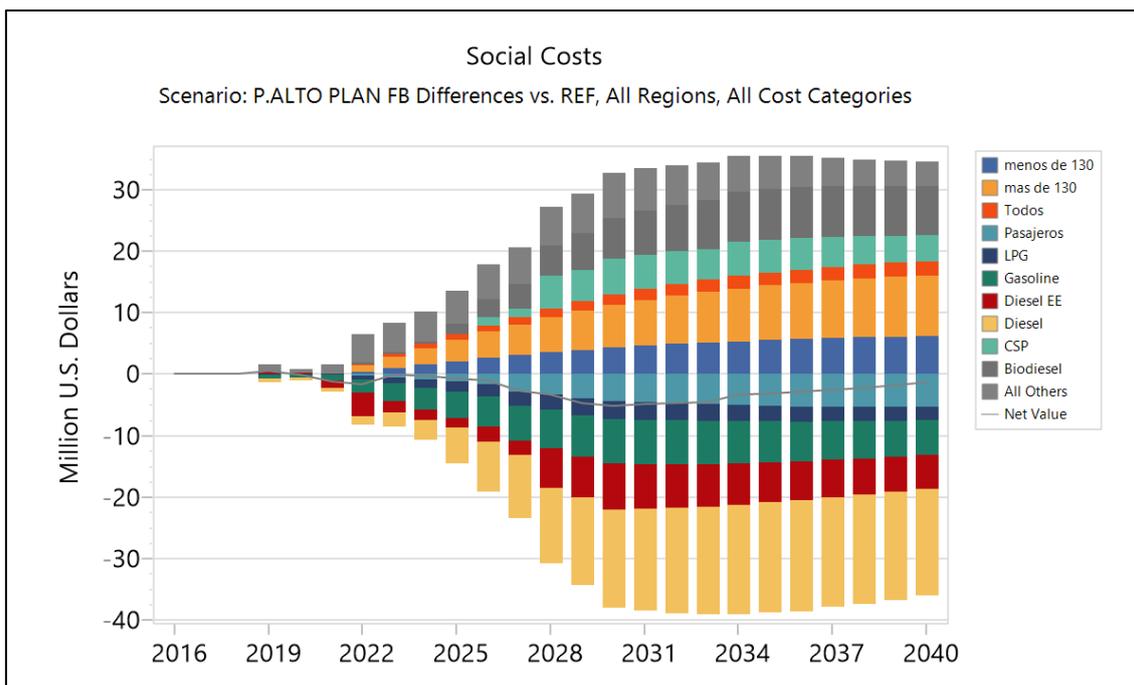


Figura 4.44: Análisis costo-beneficio del escenario de Políticas Alto

Puede notarse en la misma que la estructura del costo beneficio es equivalente, aunque es notorio que el valor neto se redujo a valores menores a los 5 MUSD anuales y tendientes a cero hacia el final del horizonte analizado. Esta situación es debida a la incorporación sumamente ambiciosa de las medidas de modificación de la infraestructura edilicia que traen aparejado una disminución del consumo energético que no compensa en lo más mínimo los costos para lograrlo. Sin embargo, los ahorros que producen las otras acciones de política más que compensan los sobrecostos de estas categorías, de allí que el valor neto se mantenga negativo. En este caso puede notarse que las anualidades requeridas por las plantas CSP son algo mayores que en los casos anteriores, situación explicada por la meta de cero combustibles fósiles en la generación a partir de 2030.

4.2.2. Síntesis de los resultados eléctricos

Se presenta en la siguiente sección, la comparación de los principales resultados eléctricos agregados, para los cuatro escenarios principales. Se muestran los resultados agregados por isla relativos de costo medio eléctrico resultante, evolución de la generación renovable y no renovable y vertimiento de energía no despachable. Serán analizados el escenario de referencia y los tres escenarios de política para los tres principales sistemas eléctricos del archipiélago. Estos últimos se presentarán en su versión de optimización pues se obtiene mayor precisión al momento de estimar el costo medio resultante.

- **Resultados para Santa Cruz**

En la Figura 4.45 se presenta la evolución del costo medio de generación según el escenario analizado.

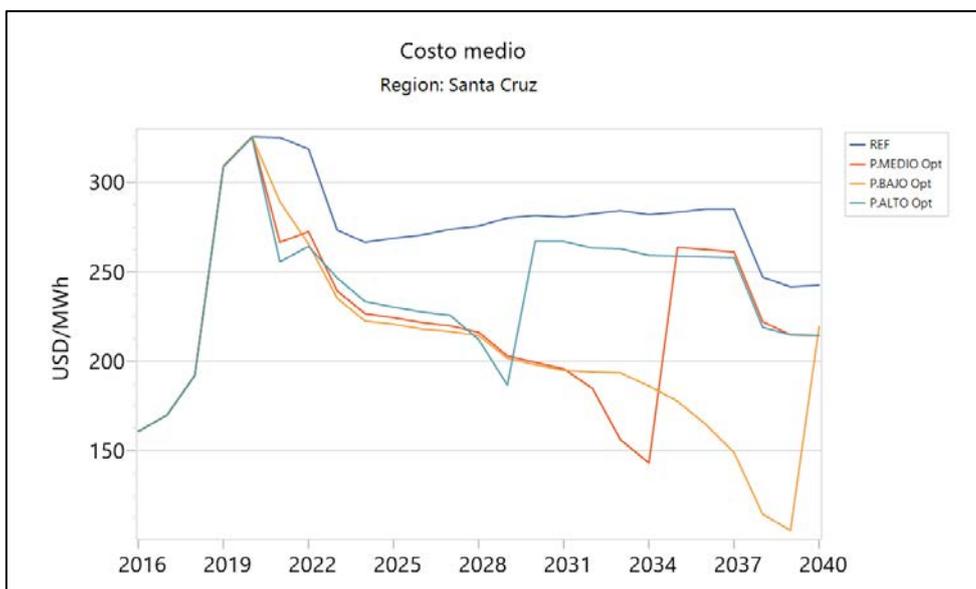


Figura 4.45: Proyección costo medio de generación para la isla de Santa Cruz.

Los costos de generación eléctrica consideran tanto los costos de capital como los de operación y mantenimiento, así como los combustibles utilizados para generar. Puede visualizarse como la sustitución de diésel de la generación implica una importante disminución de los costos medios. Se aprecia también el escalón que enfrentan los costos a la hora de cumplir con la meta de descarbonización propuesta, hacia el año 2030, 2035 y 2040 según el escenario de política de ambición creciente. El aumento de los costos es directamente causado por la sobrecapacidad requerida para cumplir con la meta. Con una evolución análoga para contraria, se presenta en la Figura 4.46 el resultado de participación de diésel en la generación según el escenario para Santa Cruz.

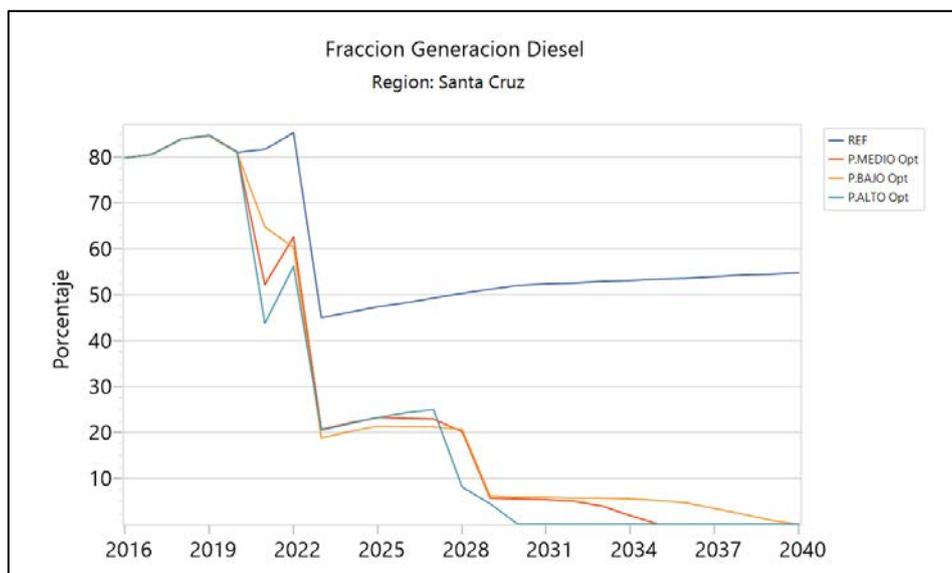


Figura 4.46: Participación generación diésel según escenario isla de Santa Cruz.

Puede apreciarse en la Figura 4.46 que pequeño porcentaje remanente de diésel a ser sustituido (aproximadamente un 5% de la generación) implica un incremento muy relevante en los costos medios. La sensibilidad de la meta cero combustibles fósiles en la generación es extremadamente alta, revirtiendo la tendencia de disminución de costos que muestra el reemplazo de diésel hasta aquel porcentaje. Tal como fuera mencionado en párrafo precedente, la sustitución total requiere un margen de reserva elevado lo que implica factores de uso bajo para la capacidad instalada, lo que se traduce en energía no aprovechada o vertido de energía renovable. En la Figura 4.47 se presenta a modo de ejemplo para el escenario Políticas Medio el factor de uso por tecnología resultante.

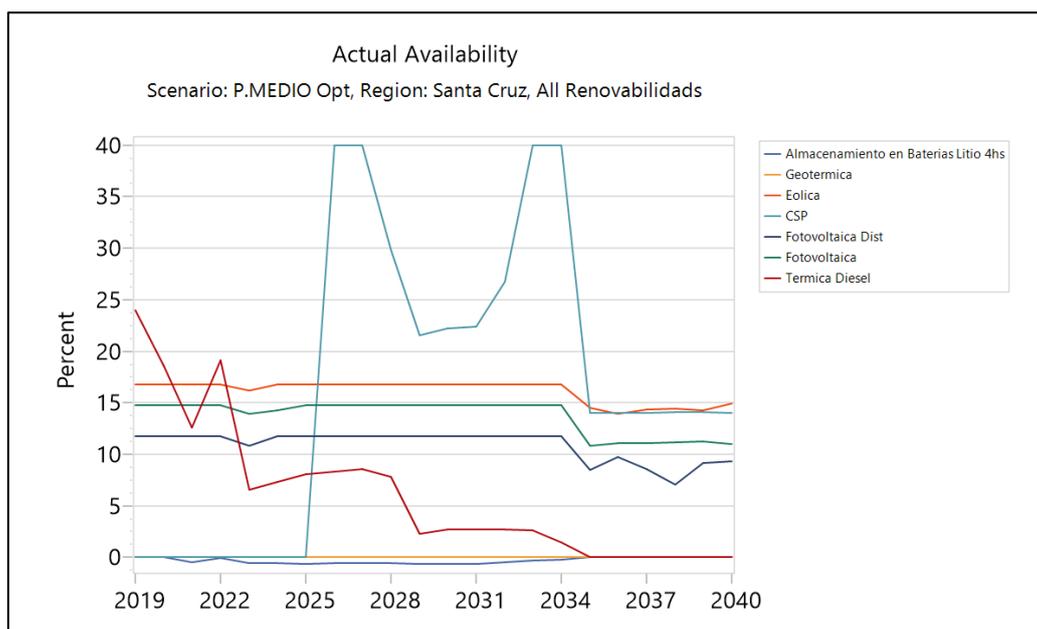


Figura 4.47: Factor de uso resultante por planta esc. Política Medio isla de Santa Cruz.

Puede apreciarse en el factor de uso resultante de las plantas el efecto de la meta fósiles cero, que para el escenario graficado en la Figura 4.47 se alcanza en 2035. Se observa el fuerte descenso de este, incluso de las plantas no despachables, implicando por un lado los elevados costos medios presentados anteriormente, así como el no aprovechamiento de energía renovable disponible. La Figura 4.48 a continuación cuantifica los valores proyectados de energía renovable no aprovechada consecuencia de la situación descrita.

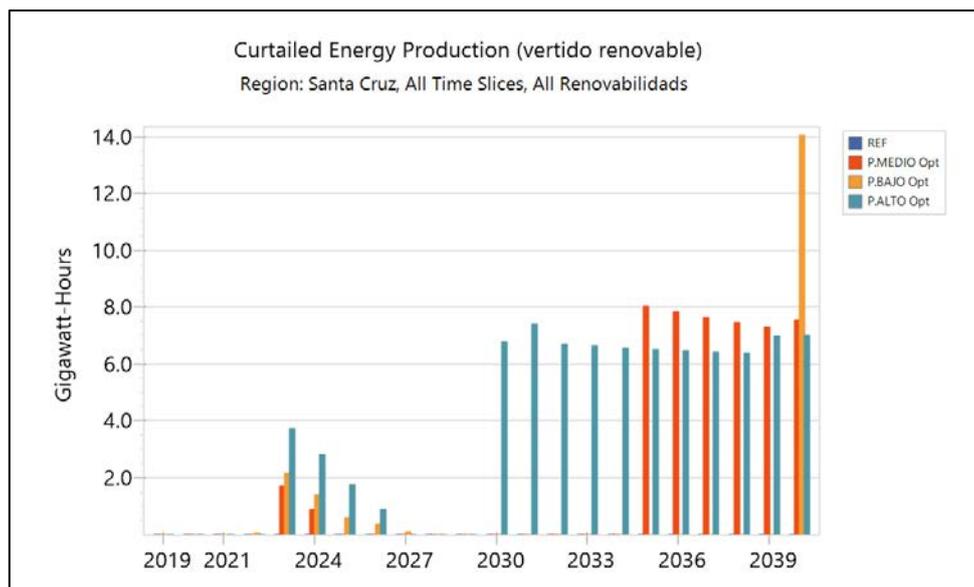


Figura 4.48: Energía renovable no aprovechada según escenario isla de Santa Cruz.

La descripción y análisis de lo situación de San Cristóbal e Isabela es equivalente, con los valores particulares de cada isla. Se adjuntan en el Anexo 2 del presente documento las gráficas correspondientes para su revisión.

4.3. CONTABILIZACION DE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO POR ESCENARIO

Uno de los indicadores directos de la transición energética es la contabilización de las emisiones de gases de efecto invernadero, medidas en toneladas de CO₂ equivalentes. En la Figura 4.49 se muestran las emisiones de los cuatro escenarios analizados en el modelo. Se observa que, en el escenario de referencia, las emisiones se mantienen, así como previamente se había observado que la demanda energética final se mantenía constante. En el resto de los escenarios presenta una sostenida declinación en consonancia con las correspondientes propuestas de sustitución y eficiencia energética en los sectores, tanto de demanda como de oferta energética.

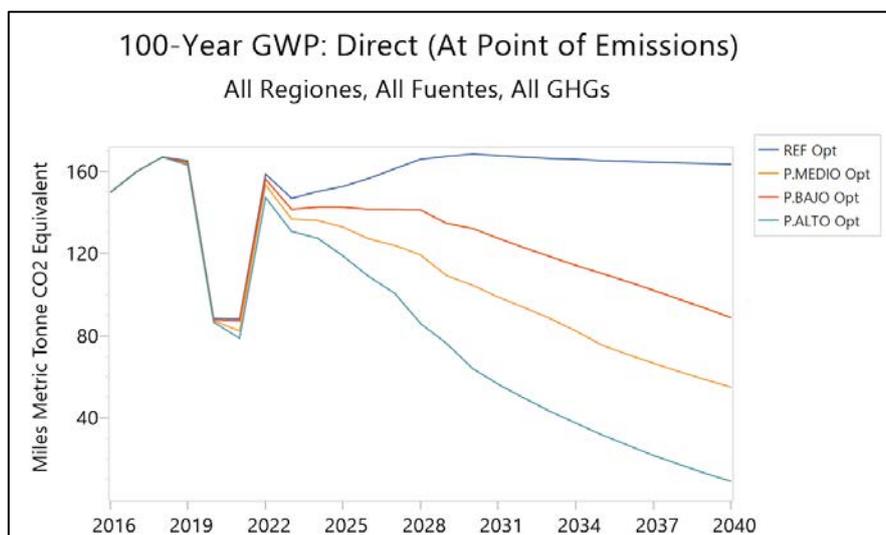


Figura 4.49: Emisiones de CO₂ equivalentes por escenario

Si se analizan las emisiones per cápita, las islas presentan, por su consumo particular, un consumo de más del doble a las continentales. Las emisiones per cápita de las islas son de 6 t CO₂ equivalente contra las 2,5 t CO₂ equivalente del continente. La particularidad de Galápagos es su condición turística y los consumos energéticos que de eso se deriva. Al año 2040, en el escenario de referencia, las emisiones bajan por menor cantidad de combustible usado en la generación eléctrica y las ganancias de eficiencia en el sector transporte, llegando a un valor per cápita de 4,2 t CO₂ equivalente. Para los escenarios de baja, media y alta aplicación de políticas, las emisiones per cápita, respectivamente son de 2,3, 1,4 y 0,25 t CO₂ equivalente. La descarbonización ocurre inicialmente en los sectores de generación eléctrica y de consumos de edificios (residencial y comercial y público) ya que los procesos de sustitución son más conocidos, y existen ganancias en eficiencia y costos por ellos. En cambio, el sector de transporte es un sector que presenta una gran inercia para el cambio y donde más se nota la dificultad de descarbonización.

4.3.1. Emisiones del sector Demanda

En la Figura 4.50 se muestran los resultados de la contabilización de emisiones de CO₂ equivalentes para los cuatro escenarios analizados. En el escenario de referencia (REF Opt), luego del período de transición 2020-2021 (modelado tomando en consideración los efectos de la pandemia), las emisiones del sector se elevan a valores históricos para luego aumentar sostenidamente. La proyección sigue la evolución del sector turismo, ya que este, a través de los consumos que induce en los sectores de transporte influye fuertemente en las emisiones.

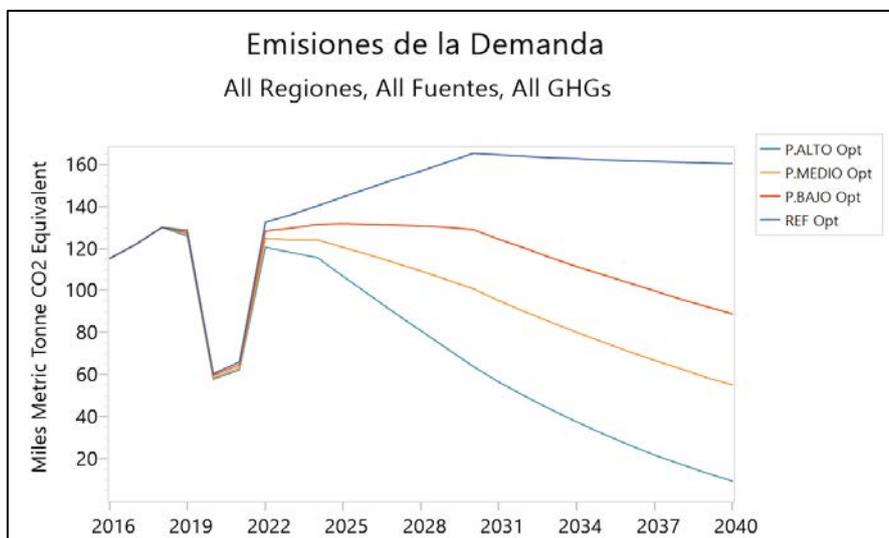


Figura 4.50: Emisiones de la demanda, todos los sectores.

Para el resto de los escenarios, de acuerdo a las iniciativas de política que se definieron, se presenta la descarbonización del sector. Se observa claramente que en el escenario de más esfuerzo de descarbonización, todavía quedan algunos residuales de emisiones. Esto muestra la dificultad de eliminar el uso de combustibles fósiles en algunos de los sectores de consumo, en especial los sectores de transporte.

En la Figura 4.51 se muestran las emisiones del sector residencial y del sector comercial y público. En este caso, las emisiones están directamente relacionadas con el uso de GLP para cocción de alimentos y, en mucho menor medida, su uso para calentamiento de agua. Como en el escenario de referencia no se introduce ningún tipo de cambio en la estructura de consumo, en el sector residencial su demanda continúa aumentando siguiendo la cantidad de hogares en las islas, y en el sector comercial y público, se evidencia un quiebre relacionado con las proyecciones turísticas.

Como la cocción de alimentos representa más del 95% del GLP usado, a medida que se introducen las opciones de sustitución tecnológica se va descarbonizando la demanda, con la consecuente reducción de las emisiones.

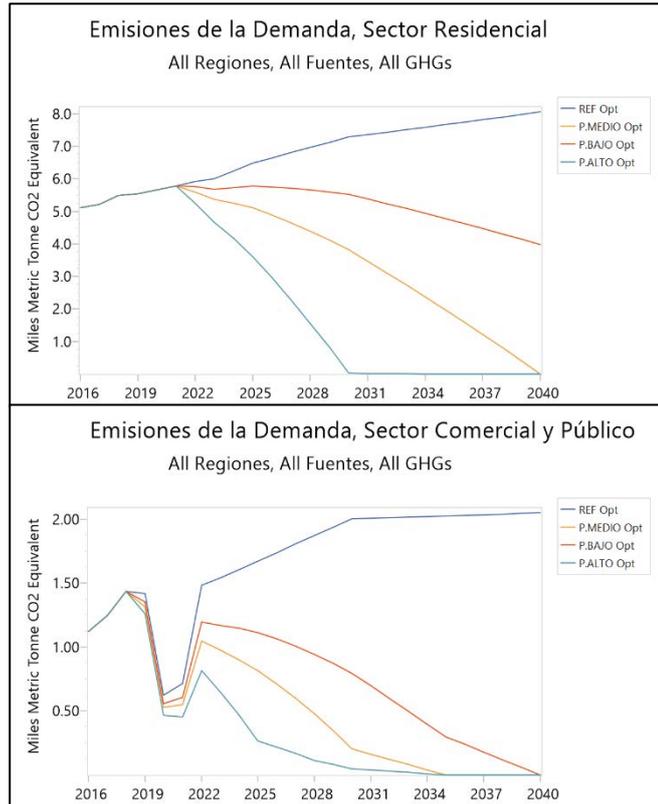


Figura 4.51: Emisiones de los sectores residencial y comercial y

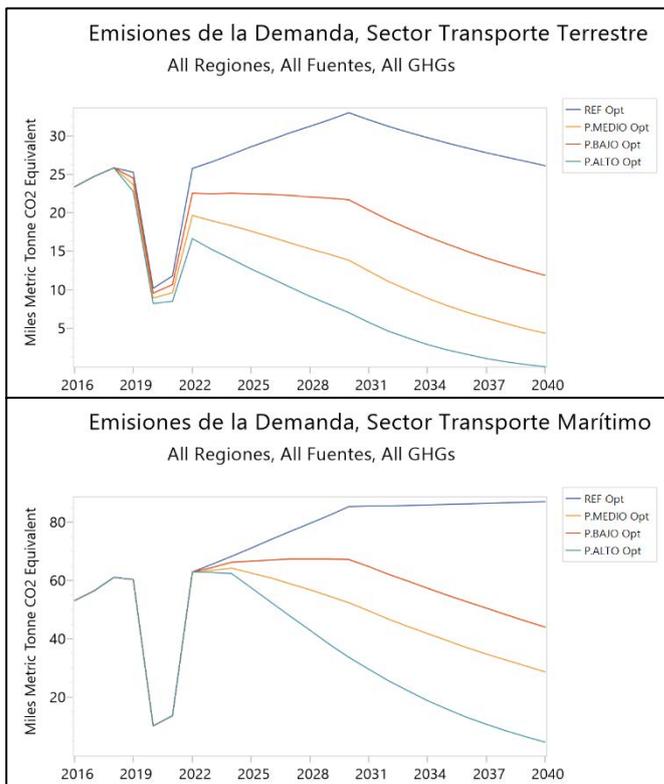


Figura 4.52: Emisiones de los sectores de transporte terrestre y marítimo

Las emisiones de los sectores de transporte se muestran en la Figura 4.52. Tanto el sector terrestre como el marítimo tienen como principal driver al turismo, por lo cual las proyecciones de este influyen fuertemente en la demanda y la consecuente emisión de gases de efecto invernadero. Por el lado del sector del transporte terrestre, en el escenario de referencia las emisiones no crecen de manera sostenida porque, aun en el escenario de referencia se esperan ganancias de eficiencia en todo el parque automotor. De los distintos escenarios de políticas se producen grandes cambios en la demanda final y las emisiones, donde se destacan las ganancias por la sustitución de modos de transporte, ya sea a un transporte público masivo o a transporte no motorizado y

micromovilidad. En este sentido, las opciones que se tienen en las islas para la descarbonización de la demanda en el sector de transporte terrestre son mucho mayores y más eficaces que las del sector del transporte marítimo. Este último, aún en los escenarios de mayor esfuerzo, mantiene un porcentaje de uso de combustibles fósiles, siendo LNG en algunos de los buques de mayor tonelaje.

4.3.2. Emisiones del sector de generación eléctrica

El sector de generación eléctrica debe ser tratado con particular atención en lo que respecta a sus emisiones. Como se ve en la Figura 4.53, en todos los escenarios las emisiones decaen a valores muy bajos. Para los escenarios de política, esto tiene que ver con un forzamiento de la modelación de ir a cero combustibles fósiles en los años 2040, 2035 y 2030 para los escenarios de política bajo, medio y alto respectivamente. Todos los escenarios siguen una trayectoria similar pero luego, estas restricciones marcadas en la modelación, influyen en la trayectoria de los últimos años.

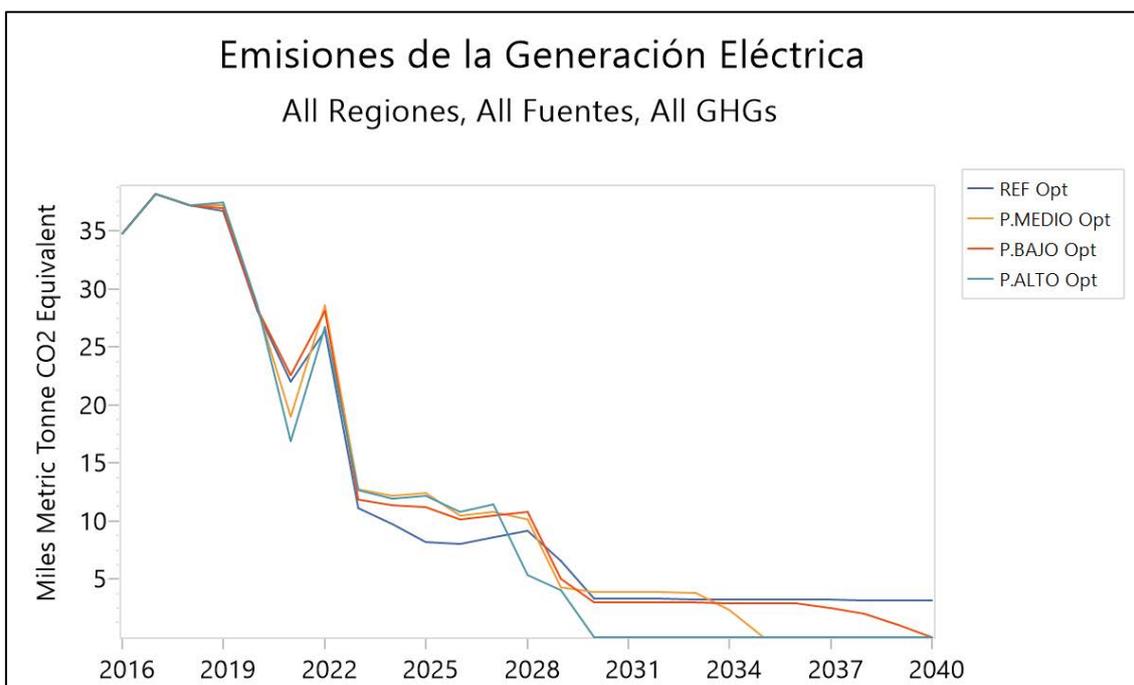


Figura 4.53: Emisiones de la generación eléctrica.

El resultado de la modelación está fuertemente influido por los precios establecidos, por lo que, en este caso, con precios plenos de combustibles y nuevas fuentes de generación con costos de capital a la baja, es un resultado esperable que se produzca una sustitución de combustibles fósiles por nuevas fuentes de generación. También existe una fuerte influencia de los proyectos a instalar, con Conolophus como el más importante, donde su operación implica una gran reducción de emisiones en todos los escenarios.

4.4. SUSTENTABILIDAD DE LOS ESCENARIOS DE POLÍTICA

La implementación, consolidación y éxito de los escenarios de política estará cimentada en el logro obtenido en la construcción las obras de infraestructura y la efectiva sustitución de los equipos de consumo en intervenciones de eficiencia. En dichas transformaciones, los aspectos materiales son elementos cruciales para la transición energética, acompañadas por supuesto de los elementos de concientización ciudadana y divulgación que hacen a las prácticas sustentables. No obstante, sin los artefactos de consumo adecuados y las tecnologías de generación correctas no hay concientización posible que motorice el cambio. En dicho sentido, la cuantificación de los costos incrementales a ser afrontados ya sea de manera descentralizada como en muchas sustituciones que ocurren de esto modo en la demanda (caso transporte de pasajeros) o centralizada (como la expansión de la generación), es crucial para conocer el flujo de recursos necesarios para motorizar la transformación.

A partir del modelado realizado y de los escenarios planteados es posible estimar las inversiones requeridas en cada escenario, tal como se presenta en la Figura 4.49.

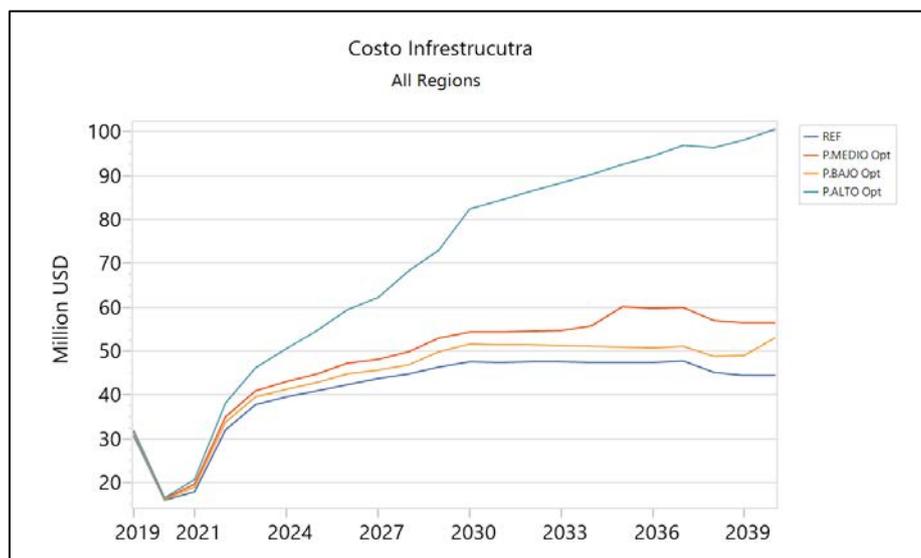


Figura 4.54: Costos Globales de Infraestructura para los escenarios elaborados.

Consiguientemente y partiendo de la premisa que el sistema analizado evolucionará de la manera relativamente autónoma siguiendo la trayectoria planteada en el escenario de referencia, podría considerarse que las inversiones en infraestructura que dicho escenario requiere (en demanda y abastecimiento) se ejecutarán centralizada y descentralizadamente por los agentes del sistema, consistente con la definición de un escenario de referencia. Considerando válido dicho supuesto, lo que el planificador de política debe garantizar, entre otras cosas, son los recursos incrementales necesarios que posibilitarían la modificación de la trayectoria para así recorrer el camino futuro compatible con los escenarios de política deseados. De allí que importará cuantificar y eventualmente poner a disposición dichos recursos. Bajo esta premisa, en la Figura 4.50 se presentan los costos incrementales de cada escenario en relación al escenario tendencial.

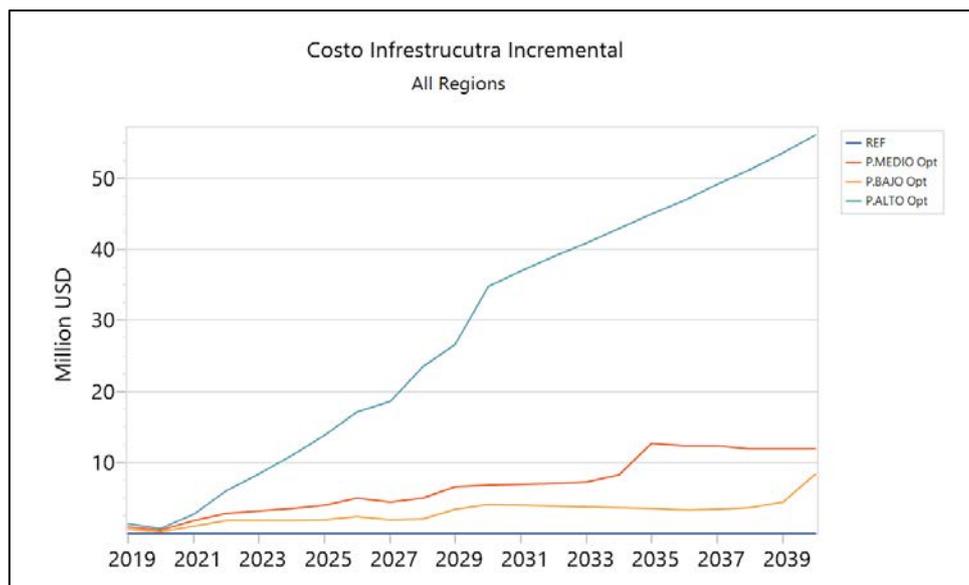


Figura 4.55: Costos Incrementales de Infraestructura de los escenarios seleccionados.

Del análisis de la Figura 4.50 se desprende que el sistema requiere un flujo de recursos anual incremental de aproximadamente 3.5 MUSD en el escenario de baja ambición, de aproximadamente 8 MUSD en el de media y un flujo importante y creciente en el escenario de políticas alto. La diferencia entre los tres escenarios analizados radica por supuesto en las acciones de política descritas y analizadas a lo largo del estudio, pero es importante remarcar que la evolución tan dispar del escenario de políticas Alto está ceñida por la propuesta de incorporación de costosas medidas de eficiencia energética vinculadas con modificaciones habitacionales de alto costo, pero bajo impacto energético.

Se desea remarcar que la consecución de los escenarios de política implicará un costo incremental para el sistema causado principalmente por la sustitución completa del Diesel en la generación (tal como se presentó en el apartado 4.2.2) incluso si todos los energéticos se comercializaran a tarifas que cubran sus costos plenos. No obstante, el costo incremental que tiene que enfrentar el sistema es de una magnitud exigua, más aún si se decide avanzar en una trayectoria de ambición media como la propuesta en el escenario de Políticas Medio.

Es evidente que el sistema Galápagos es una vitrina hacia el mundo y que en buena medida la motivación de los visitantes al archipiélago está relacionada con una valoración de la conservación, la sustentabilidad y la renovabilidad. En este sentido, a modo de propuesta se construyó un indicador vinculado con un instrumento posible que tuviese el gobierno para socializar el esfuerzo de la renovabilidad con quienes visitan las islas. En la Figura 4.51 se presenta la ECO Tasa.

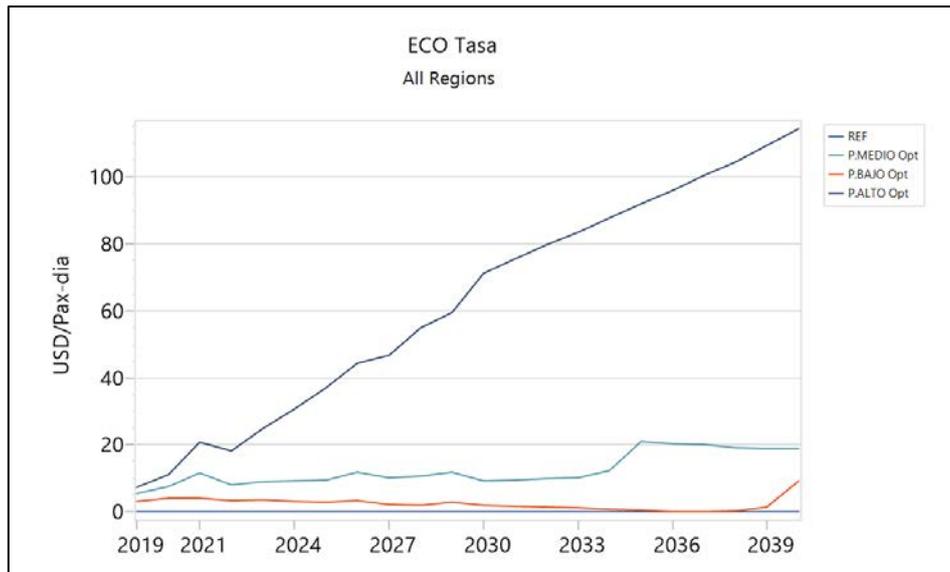


Figura 4.56: Eco Tasa para todos los escenarios.

La ECO Tasa surge del cociente entre el flujo de inversiones incrementales y la cantidad de visitantes-día que cada año llegan al archipiélago. Es decir, con una contribución diaria de alrededor de 2.5 USD/persona-día, se tendrían los recursos necesarios para facilitar el financiamiento o incluso directamente cubrir el sobrecosto que implica seguir las políticas planteadas. Para el caso del escenario de Políticas Medio se requerirían alrededor de 10 USD/persona-día mientras que el escenario de Políticas Alto implicaría un valor creciente poco razonable.

La promulgación de una medida en esta línea, que alimente un fondo que posibilite dinamizar los cambios que el escenario Medio requiere, dotaría de una sustentabilidad muy alta a dicha trayectoria. No obstante, es importante recalcar que el análisis realizado requiere una revisión de las tarifas pagadas por los usuarios finales de modo tal que cubran los costos de abastecimiento (premisa utilizada en los escenarios de política). De no cumplirse esta situación se requerirá una transferencia adicional de recursos al sistema Galápagos para cubrir dicha brecha. Esta situación será analizada con detalle en la sección 5.1.

5. OPCIONES DE POLÍTICA ENERGÉTICA

La clasificación del tipo de política energética para este estudio será encasillada según la propuesta metodológica de la Agencia Internacional de Energía (IEA / IRENA 2011), ver la Figura 5.1. Este enfoque nos permite agrupar las diferentes políticas, de cada una de las demandas energéticas, en seis grandes grupos de política energética, que son los siguientes:

1. Información y educación,
2. Instrumentos económicos,
3. Arreglo institucional,
4. Investigación, desarrollo y demostración (ID&D),
5. Instrumentos regulatorios, y
6. Acuerdos voluntarios.

Las políticas formuladas anteriormente buscan superar las principales barreras identificadas en este estudio y se organizaron según su tipo de política, ver la Figura 5.1.

Antes de clasificar las políticas adoptadas en el estudio, la clasificación de políticas mostrada en la Figura 5.1 será descrita, (Soria, 2016).

7. Información y educación: se refiere a las medidas destinadas a incrementar el grado de conocimiento y formación en relación con la tecnología en cuestión. De hecho, una parte importante de las barreras del mercado está relacionada con los costos de transacción asociados con la capacitación de funcionarios y las asimetrías de información. Asimismo, los instrumentos de certificación de productos y procesos se incluyen en esta categoría de políticas.

8. Instrumentos económicos: son los instrumentos y medidas que estimulan determinadas actividades, modifican el comportamiento de los agentes económicos a través de señales de precio (por ejemplo, internalización del costo del carbono) e incentivos o financiamiento fiscal. También buscan lidiar con los diferentes costos de oportunidad de capital que existen en la economía, en gran parte debido a las diferentes condiciones de acceso al capital (también asociadas a la escala de los agentes económicos). Estos instrumentos incluyen financiamiento directo, tarifas de carbono e incluso mercados de carbono (asociados a cuotas y certificados). En este último caso, referido a los mercados de carbono, es evidente que normalmente no se trata de una política sectorial, sino de una política intersectorial, donde las cuotas se asignan entre sectores según diferentes criterios, y existe la posibilidad de canjear certificados de emisión entre instalaciones industriales. y/o energía incluida en el mercado de carbono (el llamado *cap-and-trade*).

9. Arreglo institucional: esta política es referente a la creación de una institucionalidad capaz de orientar e incluso apoyar la implementación de determinadas medidas de reducción de emisiones. Los ejemplos incluyen la creación de agencias de financiación, planes sectoriales, organismos reguladores, etc.

10. Investigación, desarrollo y demostración (ID&D): se refiere al apoyo al desarrollo tecnológico tanto con medidas disruptivas innovadoras como con medidas que dependan de la demostración y el aprendizaje tecnológico. Incluyen inversión directa, incentivos fiscales, creación de nichos de mercado mediante compras gubernamentales, etc.

11. Instrumentos regulatorios: describe las metas, obligaciones, estándares, que son instrumentos de comando y control, cuyo objetivo es definir estándares u objetivos de emisión, o desempeño, en términos de producto o proceso. Los ejemplos incluyen estándares mínimos

de eficiencia, estándares máximos de emisión, definición de valores mínimos para la participación de determinadas opciones tecnológicas en el portafolio tecnológico de las empresas (por ejemplo, cuotas mínimas de electricidad producida a partir de fuentes renovables en compras a concesionarias de distribución de electricidad), etc. Esto también incluye la obligación de mantener y actualizar inventarios de emisiones atmosféricas. También se incluyen los estándares técnicos.

12. Acuerdos voluntarios: son las medidas adoptadas voluntariamente por ambos organismos públicos, y por el sector privado, ya sea de forma unilateral o mediante negociación. En el primer caso, suele ser cuestión de anticipar cambios tecnológicos o incluso generar valor para el accionista (por ejemplo, valor de imagen). En el segundo caso, se trata de adherirse a propuestas de acuerdos voluntarios para objetivos específicos (por ejemplo, ganancias de productividad, reducción de la intensidad de las emisiones, etc.) realizadas por un agente público.

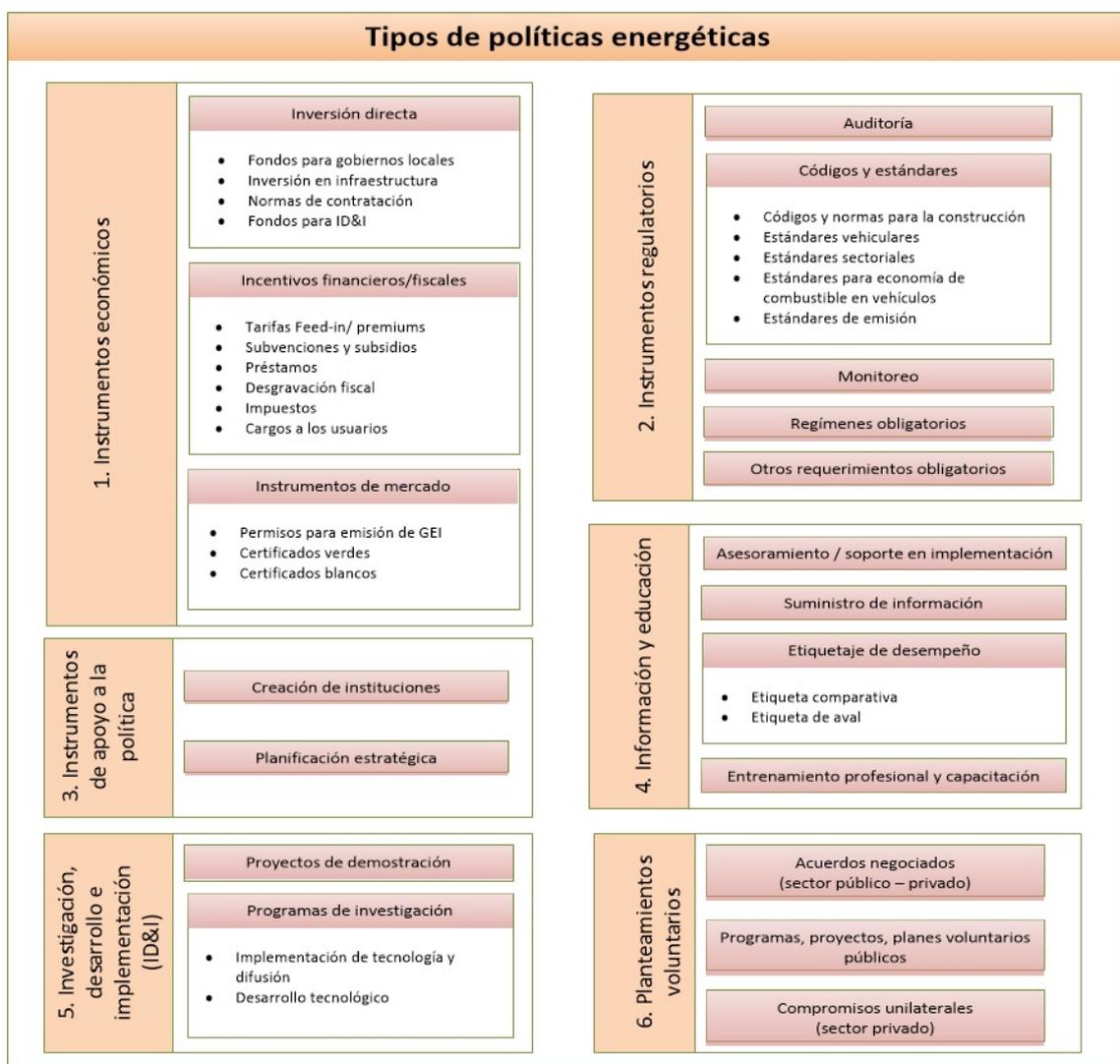


Figura 5.1: Tipo de políticas energéticas, (Soria, 2016).

Las políticas formuladas en este estudio serán clasificadas según el tipo de políticas energéticas, para así definir cuáles serán las líneas que deberán ser tomadas para su implementación.

Tabla 5.1: Clasificación de las políticas energéticas del estudio, según su sector y clasificadas según el Tipo de políticas energéticas

Sector	Subsector	Política	Tipo de política energética	Subtipo de política
Residencial	Sustitución tecnológica	Cocción de Alimentos. Reemplazo de cocinas a GLP por cocinas de inducción	1, 2, 4 y 6	Como toda política energética, para un éxito en la implementación se necesita una transversalidad de los instrumentos y nunca es un solo componente de la política. En el caso de la sustitución tecnológica deben estar presentes la planificación estratégica a largo plazo, la creación de incentivos económicos, los instrumentos regulatorios que creen determinados incentivos para la sustitución propiamente dicha, la información y educación de las ventajas y desventajas del cambio tecnológico, y por último, grandes acuerdos sectoriales para la implementación de la visión a largo plazo. La iniciativa CCFG puede ser de gran atractivo a nivel global, pero en el sector residencial no existen grandes incentivos económicos (habida cuenta de las tarifas de GLP y electricidad) para que los cambios sucedan naturalmente.
		Agua Caliente Sanitaria (ACS). Reemplazo de calefones a GLP por colectores solares	1, 2, 4 y 6	
		Iluminación, política de reemplazo de lámparas de bajo consumo por lámparas LED	1, 2, 4 y 6	
		Equipamiento eficiente	1, 2, 4 y 6	
	Medidas de mejora de infraestructura	Edificaciones sostenibles	2 y 4	Las medidas de edificaciones sostenibles, no llegan a ser costo-efectivas para viviendas ya construidas, por la poca demanda que reducen y el alto costo de las modificaciones. Aun así, no debería entenderse estas medidas solamente desde el aspecto energético, ya que van a una mejora del confort general y mejora en la calidad de vida de la población. Es necesaria la reglamentación de algunos de estos estándares para la construcción de nuevas viviendas en las islas, de manera de lograr hasta un arquetipo constructivo distintivo de las islas (como las construcciones mediterráneas) que puede transformarse en una marca del archipiélago. Esta normativa debe ir acompañada de estándares de edificación y soluciones sectoriales que promuevan la misma.
Comercial y público	Sustitución tecnológica Equipos para agua caliente sanitaria	Participación ACS solar	1, 2, 3, 4 y 6	Todas las sustituciones tecnológicas resultaron costo-efectivas a nivel sistema, es decir, a partir del ahorro de GLP existirían los recursos para compensar la inversión en las medidas. En este sentido deberían coexistir incentivos financieros/fiscales en forma de préstamos a tasas bajas, acompañados con acciones regulatorias de mediano plazo para excluir de los dispositivos ofertados en el mercado local aquellos que utilicen GLP. En el largo plazo debiera ser
		Participación ACS eléctrica	1, 2, 3, 4 y 6	

Sector	Subsector	Política	Tipo de política energética	Subtipo de política
		Participación ACS GLP	1, 2, 3, 4 y 6	obligatorio el uso de calentamiento solar de agua a partir de una regulación adecuada, monitoreo y fiscalización. La campaña debe comenzar en el corto plazo con acciones de información y educación en forma de campañas publicitarias, así como una iniciativa pública de capacitación y formación de recursos humanos para realizar las instalaciones más sencillas (residenciales y de posadas familiares). La estrategia para las grandes edificaciones hoteleras debería estar asentada en acuerdos negociados donde se ofrezca a cambio préstamos o desgravaciones fiscales como contraparte de un régimen obligatorio a ser implementado en el mediano plazo. La normativa técnica nacional INEN, y las ordenanzas municipales pueden incentivar la construcción eficiente y uso de energía solar para ACS.
	Sustitución tecnológica Equipamientos para cocción	Penetración cocinas inducción y hornos eléctricos	1, 2, 3, 4 y 6	
	Medidas de mejora de infraestructura	Láminas para ventanas	2 y 4	
		Acabado de superficies exteriores	2 y 4	
		Aislamiento térmico	2 y 4	
Transporte terrestre	Medidas estructurales	Transporte público masivo eléctrico	2, 6, 3, 4, 5	Instrumentos económicos, especialmente inversión directa, a través de los GADs y de ElecGalápagos, para desarrollar la infraestructura que requeriría el Sistema Integrado de Transporte Público de Galápagos. Deberá operar con una tarjeta de recarga, sistema de caja compartida. Se sugiere Alianzas Público Privadas (APP). Una parte de la infraestructura deberá ser desarrollada por el Estado: refuerzo y repotenciación en el sistema de distribución eléctrica,

Sector	Subsector	Política	Tipo de política energética	Subtipo de política
				<p>obras civiles como carreteras, estaciones de buses, etc. Para mitigar los impactos al sector de taxis (camionetas) y chivas, se les podría permitir a estos actores privados locales que desarrollen parte de la infraestructura necesaria, en ese caso, bajo el esquema de acuerdos público-privados (empresas mixtas). Esta inversión privada se requiere para implementar la flota de buses, los cargadores eléctricos en una electrolinera, y la operación del sistema. El compromiso debe ser brindar un servicio de transporte público masivo eléctrico, de calidad y confiable. A cambio, se otorgaría concesiones y licencias de operación de las rutas por un lapso de tiempo. En paralelo, la planificación urbanística adecuada, y campañas de concientización a la población son necesarias. Regulación del sector transporte por parte de la Agencia Nacional de Tránsito también será fundamental.</p> <p>Incentivos financieros, como una tarifa especial para esta electricidad durante el primer periodo de prueba de la tecnología, contribuiría a crear un ambiente más propicio para su desarrollo. Incentivos tributarios para importación de los buses en mejores condiciones permitiría también apalancar el proyecto, brindando el servicio con tarifas razonables. Se puede pensar en una tarifa mayor para turistas, y una tarifa especial menor para población local.</p>
		<p>Uso de energéticos producidos a partir de energía renovable: electricidad y biodiésel</p>	<p>5,2,1,</p>	<p>Los usuarios que no usen el Sistema Integrado de Transporte Público deberán sustituir sus vehículos de combustión por vehículos eléctricos al cabo de un plazo prudencial. Se deberá implementar la obligatoriedad de usar vehículos eléctricos a partir de cierta fecha luego de lo cual el Archipiélago debería dejar de vender combustibles fósiles en las gasolineras. Una pequeña parte de la flota de transporte de carga no podrá ser electrificada, para la cual se deberá ofertar la opción de biodiésel.</p> <p>A pesar de que los costos de los vehículos eléctricos caerán progresivamente en la próxima década, incentivos financieros y fiscales ayudarán a crear el ambiente propicio para la sustitución de la flota: tarifas eléctricas bajas y mejores condiciones de importación de vehículos eléctricos serán necesarias. En paralelo, campañas de</p>

Sector	Subsector	Política	Tipo de política energética	Subtipo de política
				educación e información serán necesarias para concientizar a la población.
		Mayor ocupación en vehículos de pasajeros	1, 6	La principal política es la educación y concientización sobre la importancia de incrementar el factor de ocupación de los vehículos. En paralelo, se requiere de acuerdos voluntarios de instituciones privadas y de gobierno, que desarrollen aplicativos o sistemas informáticos que incentiven el “vehículo compartido” (<i>car sharing</i>) en sus empresas.
		Transporte no motorizado y micro movilidad eléctrica	1, 2, 3	El desarrollo de esta medida requiere de instrumentos económicos, especialmente de tipo “inversión directa” para que los GADs cuenten con los fondos que les permita invertir en el desarrollo de la infraestructura necesaria para peatones y micro movilidad. Se requieren ciclovías seguras, bien señalizadas, también con estacionamientos. Algunos estacionamientos deberían estar equipados con cargadores eléctricos, donde los usuarios puedan abastecer su bicicleta eléctrica o scooter. Un sistema de bicicleta compartida también podría surgir como iniciativa privada. El suministro de información, asesoramiento y soporte son fundamentales para que la población y turistas valoren el uso de transporte no motorizado y micro movilidad eléctrica, también para que tome las precauciones de seguridad del caso. Incentivos financieros, como una tarifa especial para esta electricidad durante el primer periodo de prueba de la tecnología, contribuiría a crear un ambiente más propicio para su desarrollo.
Transporte Marítimo	Mejora de eficiencia	Slow Steaming	1; 4	Incentivos financieros fiscales; Asesoramiento, Suministro de información, Entrenamiento profesional
		Velas (Sails Onboard)	1; 4	Incentivos financieros fiscales; Asesoramiento
		Eficiencia de motor principal (ME Efficiency)	1; 4	Incentivos financieros fiscales; Asesoramiento

Sector	Subsector	Política	Tipo de política energética	Subtipo de política
		Paneles solares para motores auxiliares	1; 4	Incentivos financieros fiscales; Asesoramiento
	Sustitución tecnológica	LNG	1	Incentivos financieros fiscales
		Biocombustible marino	1	Incentivos financieros fiscales
		Motores de propulsión eléctrica (Electric Propulsion)	1	Incentivos financieros fiscales
	Medidas regulatorias	Regulación de vida útil de las embarcaciones	2; 4	Auditoría, monitoreo; asesoramiento, suministro de información, entrenamiento profesional
		Construcción de nuevas embarcaciones	2; 4	Códigos y estándares, monitoreo; asesoramiento, Suministro de información, entrenamiento profesional
		Incentivo de la pesca	5; 2; 4	Programas de investigación; monitoreo; asesoramiento, soporte en implementación
	Medidas de mejora de infraestructura	Infraestructura portuaria de abastecimiento de nuevos combustibles	1;2	Inversión directa; códigos y estándares, monitoreo
		Modificación del transporte interislas	3	Planificación estratégica

5.1. IMPACTO DE LOS SUBSIDIOS SOBRE LAS POLÍTICAS ANALIZADAS

En el presente apartado se estima y cuantifica el impacto de los subsidios en las figuras de costo beneficio globales, desde la óptica del archipiélago y nacional, que presentan los subsidios existentes. Para la cuantificación propuesta se modelaron cuatro escenarios adicionales, uno equivalente al escenario de referencia y los otros tres correspondientes a los escenarios de política de creciente ambición, pero todos ellos caracterizados de modo tal que construyan costos de abastecimiento del energético final compatibles con los niveles actuales de precio de la energía final que enfrentan los usuarios finales del archipiélago. En la modelización y cuantificación de costos propuesta, el escenario denominado “REF SUB fuel” será entonces la nueva línea de base, pues consideraremos dicho escenario como la situación de partida.

La reconstrucción de los costos del escenario REF SUB fuel tiene dos elementos principales. Primero, la valorización del GLP consumido a precio de consumidor final, donde el valor adoptado para el análisis fue de 150 USD/ton GLP con un leve crecimiento hacia el final de período acorde con la proyección del escenario de Referencia. Recordamos que en el escenario de Referencia el precio de abastecimiento utilizado partía de 1520 USD/ton (costo pleno de abastecimiento) para llegar a los 2000 USD/ton, tal como fuera explicado en la sección correspondiente.

En segundo lugar, es necesario reflejar el precio que enfrentan los consumidores en la electricidad, esto es, modelar un costo de abastecimiento eléctrico (se reitera, ficticio, sólo con fines de realizar la contabilidad de los recursos económicos que fluyen al sistema en modo de transferencias para cubrir los costos de abastecimiento, debido a la existencia de subsidios en las tarifas) que refleje el precio final promedio al que se consume la electricidad. Se fijó como objetivo construir un precio final equivalente de aproximadamente 0,12 USD/kWh para el 2018 (mientras que el costo medio de generación eléctrica modelado ronda los 0,33 USD/kWh en el año base). Para realizar la aproximación propuesta se diferenció el *Diésel Oil* consumido por la demanda final en “Transporte y Otros Usos” del Diésel destinado a la generación eléctrica. De este modo se modificó el costo imputado al diésel eléctrico (diésel EE en el modelo) reconstruyendo así los precios finales de la electricidad. Es una aproximación de un diésel eléctrico equivalente que contiene en su valor ficticio todo el subsidio eléctrico recibido por el sistema. De este, se define a las Transferencias como los recursos exógenos al sistema Galápagos que tienen que fluir desde el sistema energético nacional (signo positivo) para cubrir los costos de abastecimiento.

A partir de estas aproximaciones y en conjunto con la modelación y los escenarios desarrollados en el estudio, es posible tener una visión proyectada de la magnitud de recursos monetarios que deberían incorporarse al sistema energético del archipiélago para mantener la situación de precios finales actuales (subsidiados). También será posible comparar las opciones de política propuesta (valorizadas a costos reales de abastecimiento) con una situación de referencia en la que se presupone que dicho flujo de transferencia se mantenga, por ejemplo, con subsidios. Así pues, una política que comparada con el escenario “subsidiado” logra costos menores totales para el sistema, valorizando en dicho escenario los recursos a costos reales de abastecimiento se erigiría como una política sustentable, no ya desde la óptica del archipiélago sino desde un enfoque de mayor escala que incluya las políticas del archipiélago en el análisis de costos a nivel nacional.

Se presenta en la Figura 5.2, la evolución de los costos totales del escenario de referencia (REF) con relación al escenario REF SUB fuel desagregados por isla. Los valores presentados están expresados en moneda corriente del año graficado y comienzan a partir de 2018 pues es el año considerado año base del estudio y no se proyecta retrospectivamente.

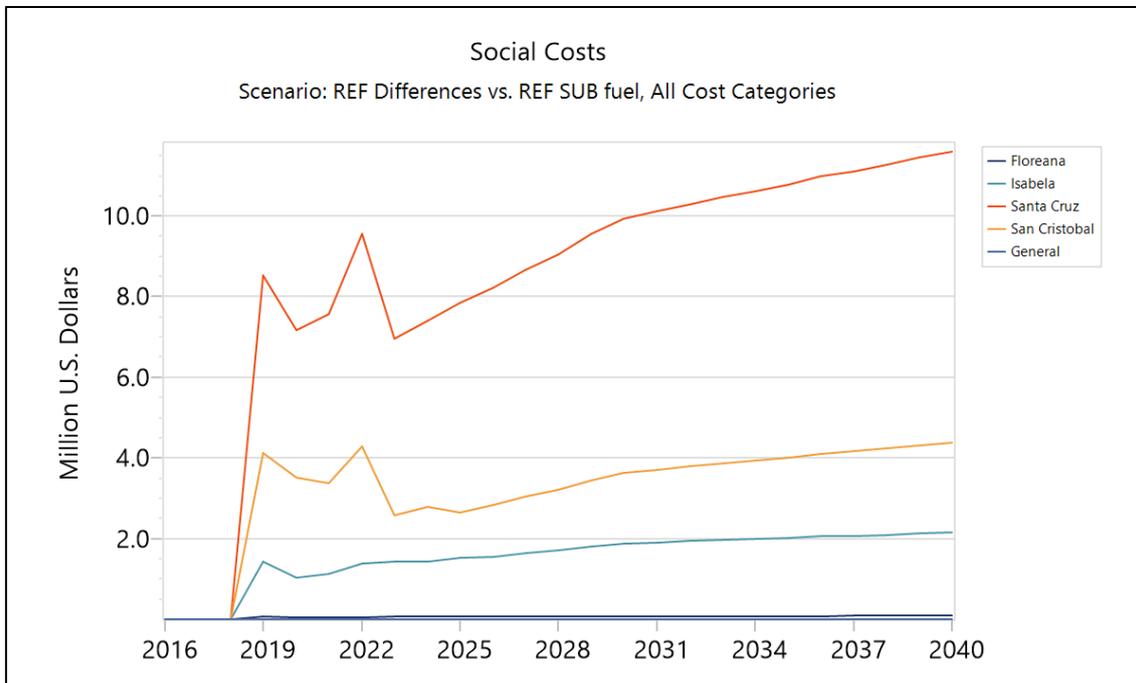


Figura 5.2: Proyección de las transferencias por subsidios a los combustibles

La Figura 5.2 puede interpretarse como los recursos necesarios, por isla, para cubrir la diferencia entre lo recaudado con las tarifas finales de energía y el monto total en términos de costo de real suministro. Es decir, **para el año 2018, existieron transferencias implícitas equivalentes a unos 14 MUSD**. Estas transferencias completarían el costo real de abastecimiento que el sistema Galápagos no logra recaudar vía tarifas.

Son interesantes de notar algunos puntos singulares en las evoluciones presentadas en la Figura 5.2. El primero corresponde a la disminución de dichas transferencias en el año 2020, por la razón tristemente obvia de la disminución del consumo vinculado a la situación de pandemia mundial. Pero el segundo escalón presentado en la evolución, muy marcado en Santa Cruz, así como en San Cristóbal, en el año 2023 corresponde a la incorporación modelada del proyecto Conolophus en la primera, así como a la expansión de la generación eólica en San Cristóbal en igual año, de 5.6 MW en conjunto con un banco de baterías. Ambas medidas incluidas y proyectadas en el plan de expansión del archipiélago. Es decir, dichas políticas tienen un impacto directo en las transferencias necesarias hacia el archipiélago, disminuyéndolas, debido a la baja en el consumo de Diesel, lo que repercute en menor costo medio de generación y por ende menos distancia entre la tarifa final y el costo de generación.

Con este enfoque, se tiene entonces una herramienta configurada para evaluar más certeramente la situación que provocaría un escenario de política energética identificando los flujos de recursos a modo de transferencias existentes y proyectadas.

A partir de dichas consideraciones, se presenta en la Figura 5.3, la evolución de los escenarios de política bajo, medio y alto, desarrollados a lo largo del documento para su análisis desde la óptica presentada, en comparación con un escenario de referencia con subsidios.

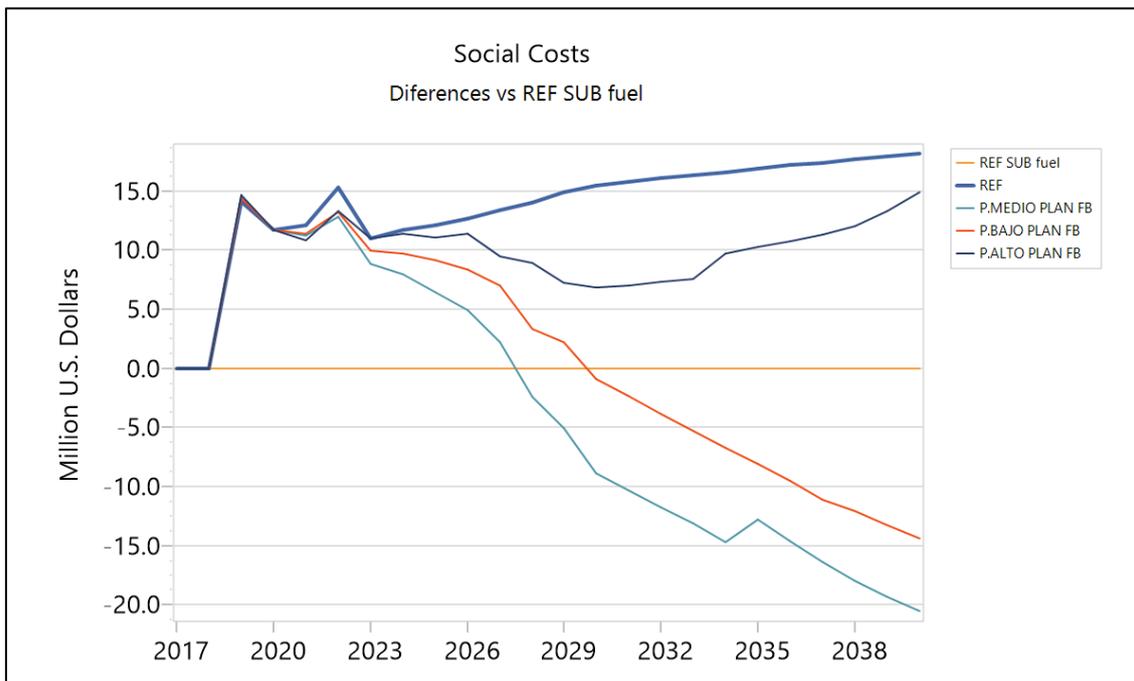


Figura 5.3: Proyección de las transferencias según el escenario de políticas

En la Figura 5.3, a la trayectoria ya analizada previamente para el escenario de referencia (en trazo más grueso), se superpone ahora la evolución proyectada de las transferencias requeridas para los escenarios de política. Como los escenarios de política fueron valorizados a costo real de abastecimiento, su comparación con el escenario REF SUB FUEL recupera la transferencia necesaria si se quisiera mantener la situación de precios finales de la energía subsidiados. La relevancia del análisis surge a la vista, ya que tanto los escenarios de Política Bajo como Política Medio, rápidamente neutralizan la necesidad de transferencias. Es decir, pensando el sistema Galápagos de una forma más integral con relación al sistema Nacional Energético, la prosecución de un escenario de políticas que sustituya GLP y Diésel de los usos calóricos y la generación eléctrica es altamente conveniente pues las transferencias necesarias para mantener la situación equivalente a la actual muy rápidamente dejarían de ser necesarias.

Una vez distinguido el escenario de Políticas Medio como aquel que más rápidamente y más profundamente compensa las transferencias necesarias, es pertinente analizar los componentes que permiten la eliminación de las mismas. Estas acciones generan costos incrementales y ahorros que se manifiestan en el escenario de Políticas Medio en relación al escenario de Referencia a precios finales subsidiados. Dichos costos/ahorros construyen la curva. Es decir, se propone descomponer el resultado agregado, presentado en la Figura 5.3 como una única línea que contiene todos los fenómenos concurrentes. Así, en la Figura 5.4 se presenta la descomposición de los costos y ahorros del escenario de Políticas Medio que posibilitarían la eliminación de las transferencias.

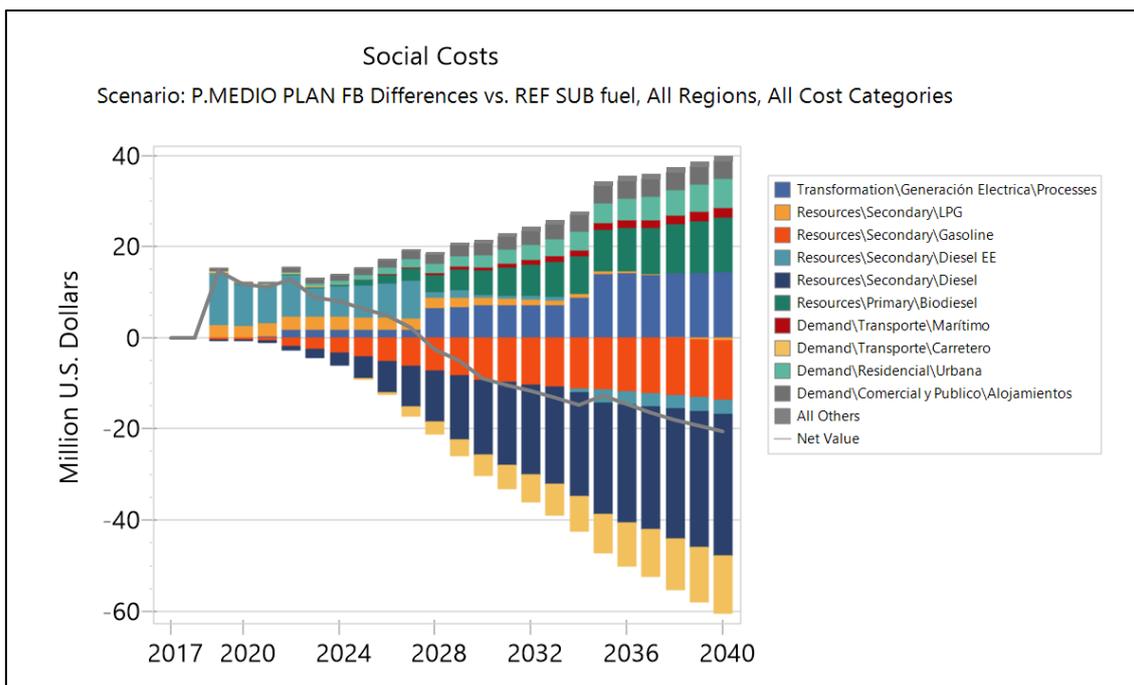


Figura 5.4: Descomposición de las transferencias del escenario Políticas Medio

La descomposición presentada en la Figura 5.4 muestra que los primeros diez años del escenario Políticas Medio requerirán un monto importante de transferencias para subsidiar la tarifa final eléctrica (materializados en el monto requerido en diésel EE en color turquesa) serán requeridas de manera directa, ya que todavía la generación eléctrica dependerá fuertemente de dicho combustible. Por otro lado, notar que a partir de 2030 se prevé un costo incremental por términos de anualidades de plantas generadoras que sustituyen Diésel, más costosas que los motores. Esto aparece bajo el concepto “Generación eléctrica\Processes”. Este componente se explica con el incremento en costos de capital producto de la diversificación eléctrica y la meta de cero fósiles en la generación eléctrica de Galápagos.

Puede notarse también, a nivel sistema Galápagos, importantes términos negativos que empujan en la reducción de las transferencias necesarias. Destacan los términos en color azul y naranja que corresponden a la disminución de consumo de fósiles en el sector transporte, términos que no deberían contarse en el balance de las transferencias ya que dichos combustibles no presentan subsidio. Figuran en la comparación pues efectivamente el sistema Galápagos ahorrará recursos de su no utilización al haber sustituido éstos con vehículos eléctricos. Sin embargo, puede llegarse a una conclusión teórica que a partir 2028 aproximadamente, el sistema Galápagos podría canalizar los recursos de un sector a otro (utilizar un ahorro en un sector x para compensar o más que compensar un sobrecosto en un sector y). Es decir, usar los ahorros por no uso de combustibles que tendrán los usuarios de vehículos eléctricos y canalizarlos a los costos de capital del sistema de generación. Esta situación requeriría una tarifa eléctrica específica, con discriminación de consumos a tal fin, que en cierto modo desincentivaría la transición hacia el vehículo eléctrico.

Con dicha consideración, esto es descontando todos los ahorros de Diesel y Gasolina del transporte, restarán los términos de costo incremental de la figura pues se puede notar que el ahorro de Diesel para generación eléctrica es marginal (en turquesa a partir de 2035). Por lo tanto, puede concluirse que la generación eléctrica continuaría requiriendo transferencias hacia

el sistema Galápagos para poder mantener niveles de tarifa en 0,10-0,12 USD/kWh, también con la política propuesta en el escenario Políticas Medio analizado, más allá de que es indudable su conveniencia a nivel sistema nacional (origen último de las transferencias), ya que las minimiza.

Para enriquecer esta última afirmación, se presenta en la Figura 5.5 la evolución de la proyección del costo medio de generación de electricidad para la isla de Santa Cruz, a modo de ejemplo, la misma tendencia ocurre en las otras islas del archipiélago.

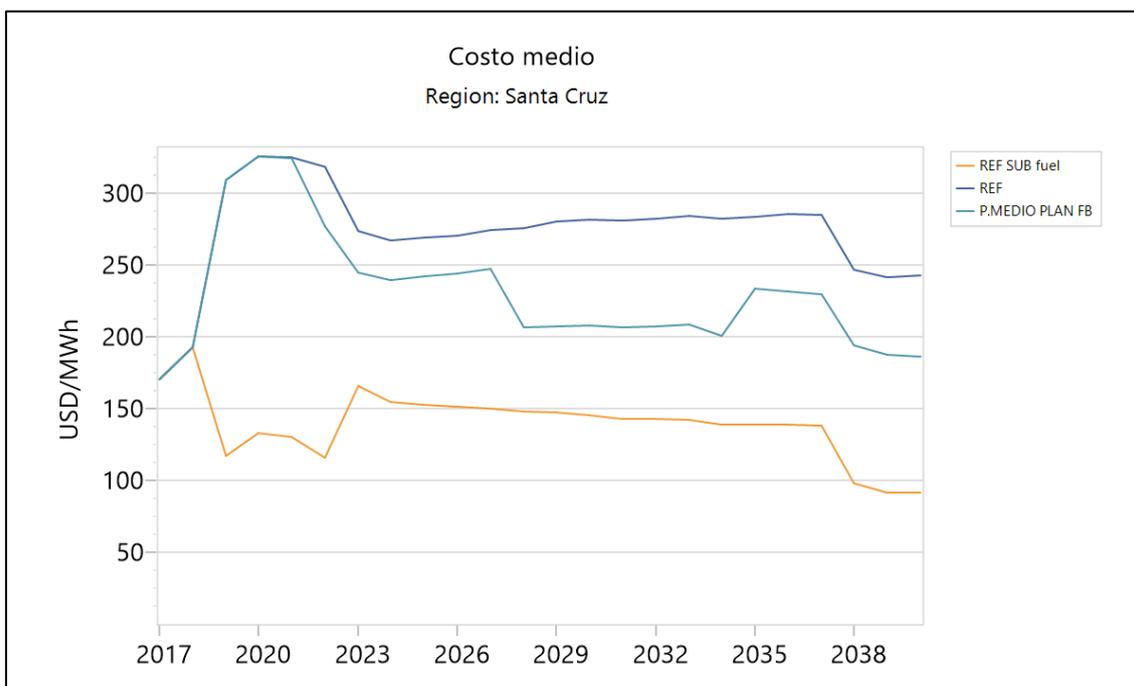


Figura 5.5: Proyección del costo medio eléctrico del escenario Políticas Medio

En la Figura 5.5 se confirma que el escenario de política propuesto implicaría una reducción en los costos medios eléctricos en relación con un escenario de Referencia no subsidiado (REF). No obstante, es claro que implicaría la permanencia de transferencias para cubrir costos de abastecimiento si se pretendiera mantener una tarifa eléctrica equivalente a la de la región costa. Desde ya, el monto de las transferencias disminuiría, pues por cada MWh generado en lugar de requerir prácticamente 150 USD de transferencia, la misma bajaría a valores no mayores a 50-100 USD/MWh, es decir se reduciría aproximadamente a la mitad. Es decir, un escenario de referencia que no descarbonice requerirá más transferencias para subsidios que uno que lo haga, tal como el planteado

Combinando el análisis de costo medio de generación por isla con el volumen de energía generada, se llega a un monto para la isla de Santa Cruz de aproximadamente 4-5 MUSD anuales de transferencias requeridas al sector eléctrico para compensar los costos de generación en Santa Cruz. Haciendo un análisis equivalente para las otras islas, se observa el mismo efecto en San Cristóbal e Isabela. El resultado para el archipiélago se presenta en la Figura 5.6.

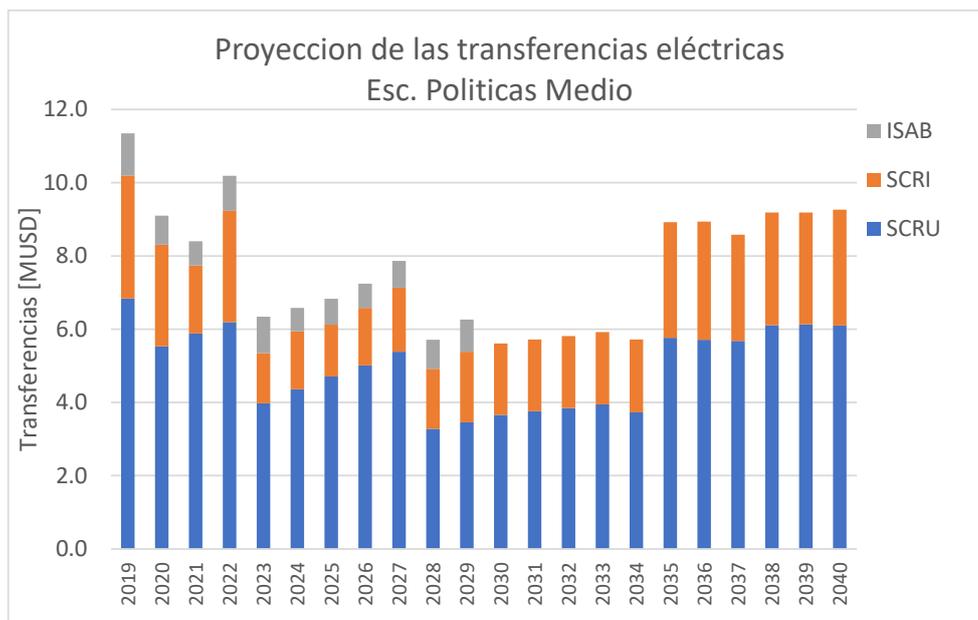


Figura 5.6: Transferencias eléctricas proyectadas esc. Políticas Medio por isla

Tal como puede apreciarse en la figura, el efecto de la incorporación de renovables sustituyendo diésel es positivo en la disminución de las transferencias eléctricas, no obstante, no se harán cero por la imposibilidad de converger en términos de costo medio de generación a valores compatibles con los costos medios del continente. Puede apreciarse el “salto” incremental requerido en las transferencias a partir de 2035, año en el cual se “obliga” a la generación a sustituir completamente los combustibles fósiles, el cumplimiento de la meta cero fósiles. Esa situación genera un salto en los costos medios y por ende un requerimiento adicional de transferencias (o la aplicación de algún otro mecanismo de recaudación de ingresos como la *Ecotasa* mencionada en otro apartado de este informe) para cubrir dichos costos incrementales.

Finalmente, se presenta un análisis complementario, desde la visión del archipiélago. Se visualizará qué pasaría con los escenarios de política si fuera posible asegurar la provisión de las transferencias para subsidios energéticos tanto para el GLP como para la Electricidad. ¿Serían los escenarios de política de todos modos convenientes? Esta evaluación consiste en comprar el escenario REF SUB fuel, ahora con los escenarios de política subsidiados, es decir, valorizando en estos los energéticos a sus precios finales actuales. El resultado de dicha comparación se presenta en la Figura 5.7.

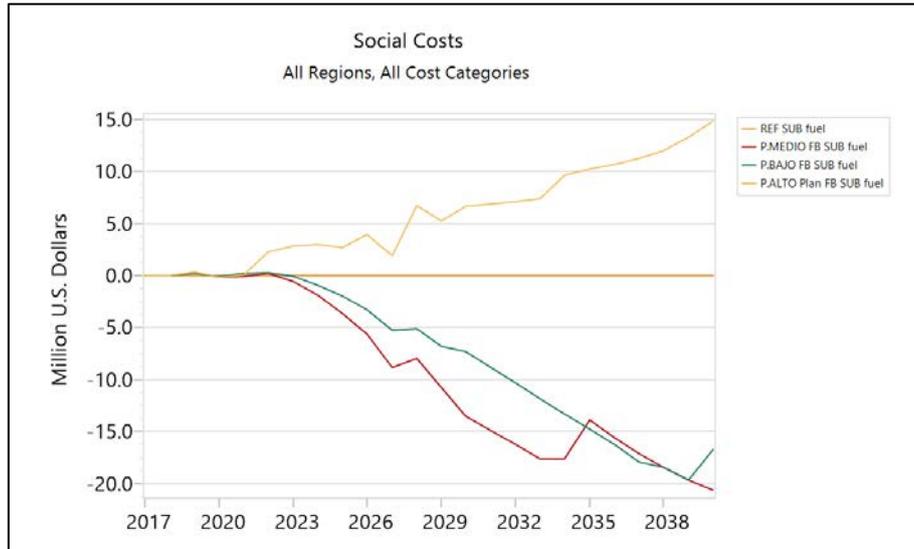


Figura 5.7: Costo beneficio para el archipiélago en un contexto de precios subsidiados

Como era esperable por el análisis previo realizado, es esto, por el efecto compensador de algunos ahorros sobre otros costos (caso ahorros en transporte sobre costos incrementales eléctricos), incluso valorizado los combustibles a su valor subsidiado, el sistema Galápagos encuentra una situación de conveniencia de transitar por un escenario en que se impulsen políticas de sustitución de GLP en los usos calóricos, electricidad por energía solar, se impulse la electro y micro movilidad y se traten adecuadamente las intervenciones arquitectónicas con finalidades energéticas. Por supuesto, esta conclusión no invalida la expresada anteriormente pues son dos caras de la misma moneda. Esta situación de conveniencia muestra que aun recibiendo de manera garantida un flujo de transferencias para mantener los actuales niveles de subsidio es conveniente avanzar hacia la mayor electrificación, la sustitución e incluso la descarbonización. No obstante, se continuarán requiriendo transferencias para mantener tarifas eléctricas equivalentes a las continentales y lograr cubrir el costo de abastecimiento del archipiélago.

BIBLIOGRAFÍA

- DNV GL. (2020). *Scenario modelling shows possible decarbonization pathways*. INDUSTRY INSIGHTS.
- Cepeda, M., Assis, L., Marujo, L., & Caprace, J.-D. (2017). Effects of slow steaming strategies on a ship fleet. *Marine Systems & Ocean Technology*, 178-186. doi:10.1007/s40868-017-0033-3
- Comité de Protección del Medio Marino - MEPC. (2020). *Reducción de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero Procedentes de los Buques. Cuarto Estudio de la OMI sobre los GEI (2020) – Informe final*. IMO.
- Dellink, R., Hwang, H., Lanzi, E., & Chateau, J. (2017). *International trade consequences of climate change”, OECD Trade and Environment Working Papers, 2017/01*. Paris: OECD Publishing. doi:https://doi.org/10.1787/9f446180-en
- DNV GL. (2018). *Alternative fuels: the options*. Retrieved from <https://www.dnvgl.com/expert-story/maritime-impact/alternative-fuels.html>
- DNV GL. (2019). *Global sulphur cap 2020. Get insights on compliance options and implications*.
- Echeverría Zavala, P. (2016). *Encuesta para el Estudio de Demanda y Usos Finales de la Energía de Galápagos*. MEER.
- ELECGALAPAGOS. (2014). *Informe ejecutivo Proyecto Renovadora respecto al avance del cumplimiento de la disposición Ministerial*.
- ELECGALAPAGOS. (2014). *Programa de Eficiencia Energética para Cocción por Inducción y Calentamiento de Agua con Electricidad en la Isla de San Cristóbal*.
- Epler, B. (2007). *Tourism, the Economy, Population Growth and Conservation in Galápagos*. Galápagos: Charles Darwin Foundation.
- Faber, J., Nelissen, D., Hon, G., Wang, H., & Tsimplis, M. (2012). *Regulated Slow Steaming in Maritime Transport. An Assessment of Options, Costs and Benefits*. Delft.
- Fundación Bariloche. (2019). *Producto 2: Análisis de Información Existente*.
- Healy, S., & Graichen, J. (2019). *Impact of slow steaming for different types of ships carrying bulk cargo*. Berlin,: Öko-Institut e.V.
- Hydroville CMB. (2020). *Hydrogen in shipping*. Retrieved 09 02, 2020, from Hydroville: <http://www.hydroville.be/en/waterstof/7-roy/>

- IEA. (2017). *Energy Technology Perspectives 2017. Catalysing Energy Technology Transformations*. Paris: International Energy Agency. doi:https://doi.org/10.1787/energy_tech-2017-en
- IEA Bioenergy. (2017). *Biofuels for the marine shipping sector. An overview and analysis of sector infrastructure, fuel technologies and regulations*. Copenhagen.
- IIGE. (2020). *Balance Energético de la Provincia de Galápagos 2018*. IIGE.
- IMO. (2020). *IMO Action to Reduce Greenhouse Gas Emissions from International Shipping Implementing the Initial IMO Strategy on Reduction of GHG Emissions from Ships*. London: International Maritime Organization.
- International Transport Forum. (2018). *Decarbonising Maritime Transport. Pathways to zero-carbon shipping by 2035. Case-Specific Policy Analysis*. Paris: OECD/ITF.
- IPCC. (2019). *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change*,. (V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H.-O. Pörtner , D. Roberts, J. Skea, P. Shukla, . . . T. Waterfield, Eds.)
- IRENA. (2015). *Renewable Energy options for shipping. Technology Brief*. International Renewable Energy Agency.
- Lloyd's Register and UMAS. (2017). *Zero-Emission Vessels 2030. How do we get there?* Lloyd's Register Group Limited and UMAS.
- Marine Engineering Learning Hub. (2020). *Marine Diesel Engine*. Retrieved 09 02, 2020, from Diesel-Electric Marine Propulsion: <https://marinedieselengine.wordpress.com/category/diesel-electric-marine-propulsion/>
- MERNNR. (2020). *Plan Maestro de Electricidad 2018-2027*. MERNNR.
- Pizzitutti, e. a. (2016). *Scenario Planning for Tourist Management: a participatory and system dynamics model applied to the Galápagos Islands of Ecuador*. Journal of Sustainable Tourism.
- Rauci, C., Prakash, V., Rojon, I., Smith, T., Rehmatulla, N., & Mitchell, J. (2017). *Navigating Decarbonisation: An approach to evaluate shipping's risks and opportunities associated with climate change mitigation policy*. London: UMAS.
- Secretaría Nacional de Planificación. (2017). *Plan Nacional para el Buen Vivir 2017-2021*.

- SIEMENS Energy. (2020). *Solutions and products for electric propulsion/drives*. Retrieved 09 02, 2020, from <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/industrial-applications/marine/electric-propulsion-and-drives.html>
- Smith, T. W., Jalkanen, J. P., Anderson, B. A., Corbett, J. J., Faber, J., Hanayama, S., . . . Hoen, M. (2015). *Third IMO Greenhouse Gas Study 2014*. London: International Maritime Organization.
- Smith, T., Raucci, C., Haji Hosseinloo, S., Rojon, I., Calleya, J., Suárez de la Fuente, S., . . . Palmer, K. (2016). *CO2 emissions from international shipping. Possible reduction targets and their associated pathways*. London: UMAS.
- Soria, R. A. (2016). *Proposta Metodológica para Formulação de Política para o Desenvolvimento da Tecnologia Heliotérmica no Brasil*. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE.
- SPTMF. (2019). *Catastro de naves registrada en las capitanías de Galápagos*. Guayaquil: Ministerio de Transporte y Obras Públicas.
- TECNALIA. (2018). *“Consultoría para el levantamiento y desarrollo de Estándares de comportamiento sostenible de edificaciones del Archipiélago de Galápagos”*.
- Wärtsilä. (2020). Retrieved from Improving efficiency: <https://www.wartsila.com/sustainability/innovating-for-sustainable-societies/improving-efficiency>

ANEXO 1. SÍNTESIS DE LOS RESULTADOS ELÉCTRICOS (ANEXO FIGURAS)

- Resultados San Cristóbal

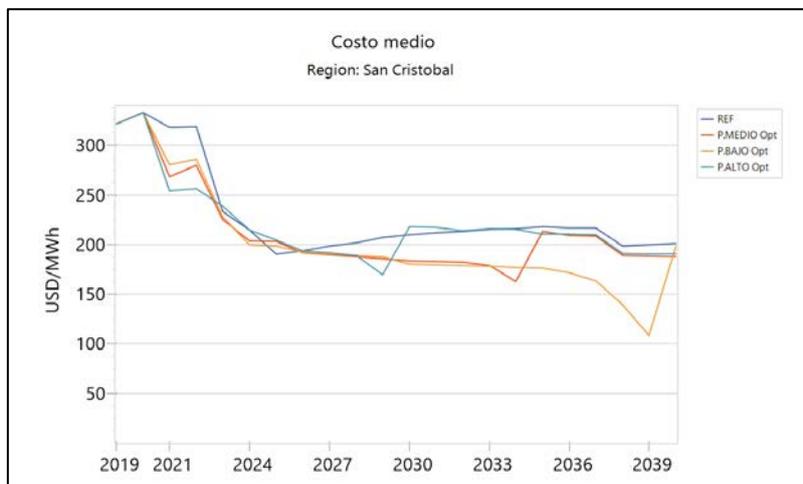


Figura A2.1: Costo medio eléctrico según escenario isla San Cristóbal

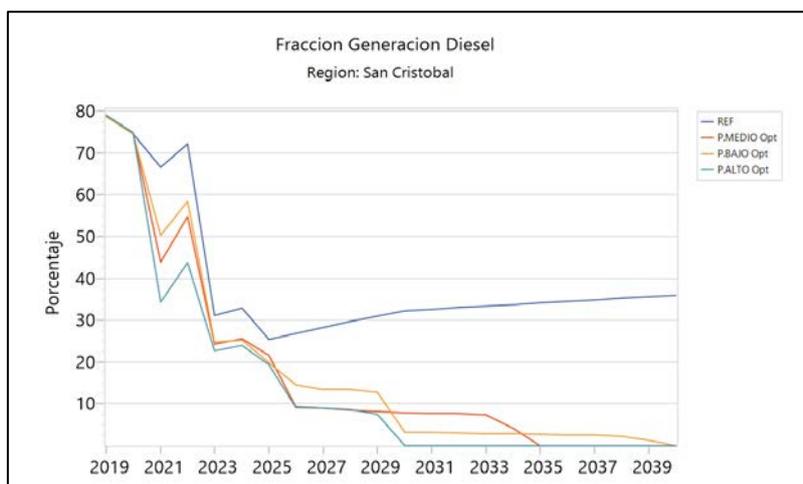


Figura A2.2: Fracción de generación diésel según escenario isla San Cristóbal

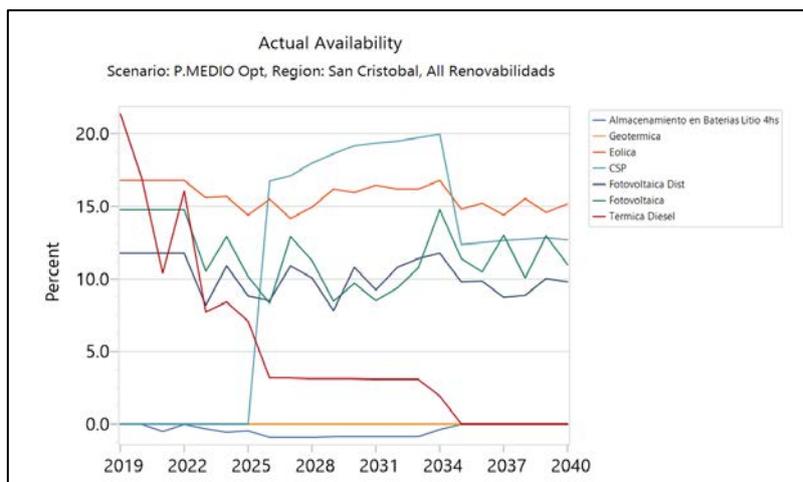


Figura A2.3: Factor de uso medio por planta escenario Políticas Medio isla San Cristóbal

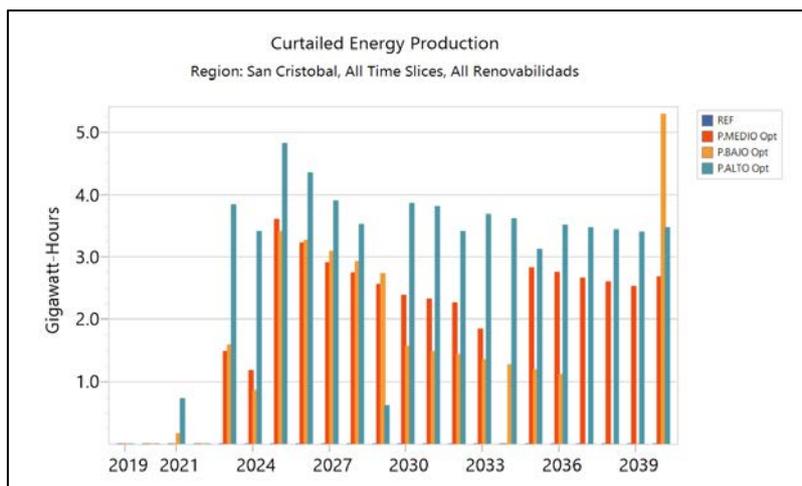


Figura A2.4: Energía no aprovechada según escenario isla San Cristóbal

- Resultados Isabela

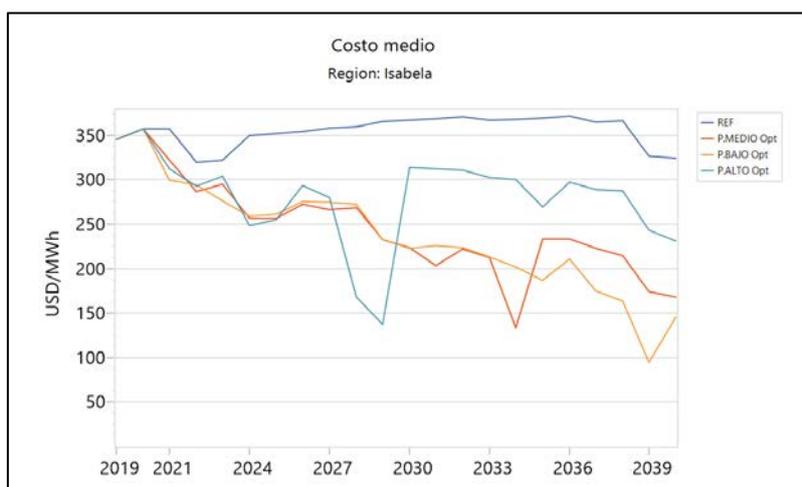


Figura A2.5: Costo medio eléctrico según escenario isla Isabela

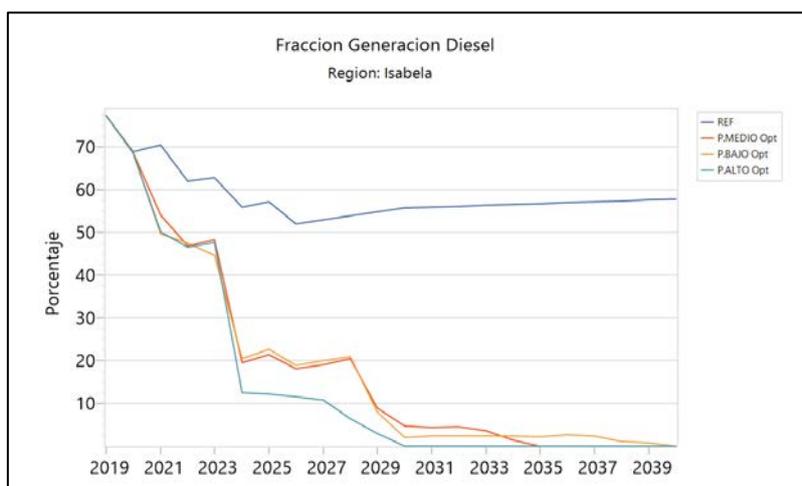


Figura A2.6: Fracción de generación diésel según escenario isla Isabela

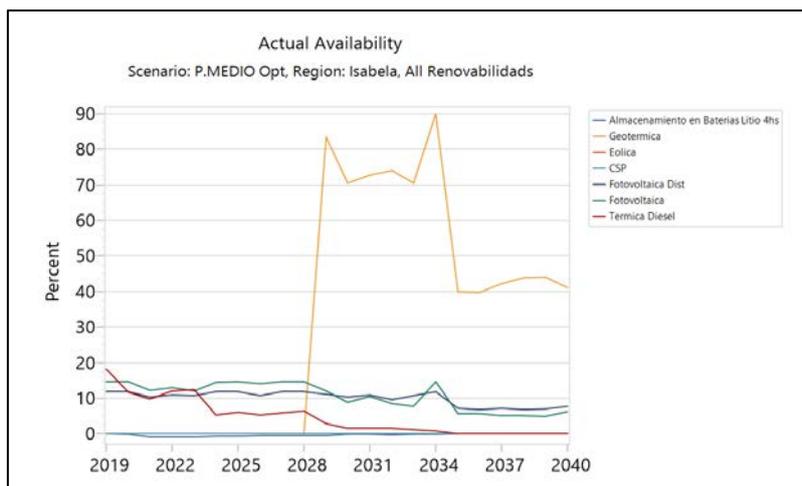


Figura A2.7: Factor de uso medio por planta escenario Políticas Medio isla Isabela

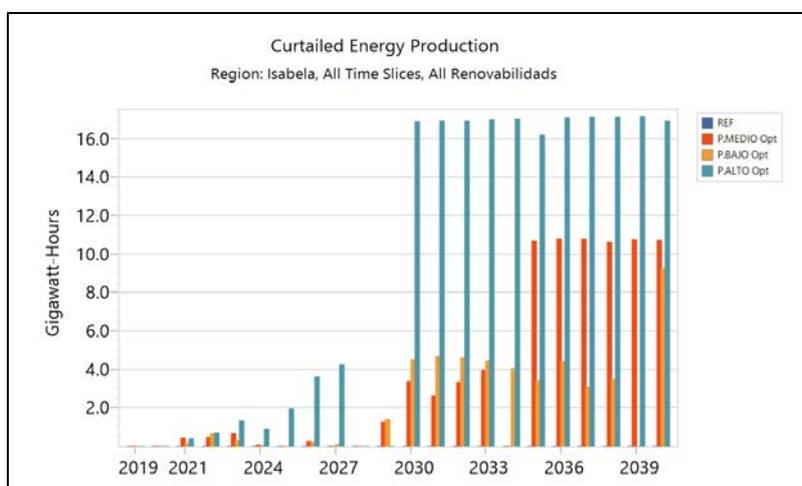


Figura A2.8: Energía no aprovechada según escenario isla Isabela