



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH
Escola d'Enginyeria de Barcelona Est

TREBALL DE FINAL DE GRAU

Grau en Enginyeria de l'Energia

**ESTUDI D'AMPLIACIÓ DE LA INTERCONNEXIÓ ELÈCTRICA
ENTRE LES ILLES NORD I SUD DE NOVA ZELANDA PER
L'APROFITAMENT DELS EXCEDENTS DE GENERACIÓ D'UNA
GRAN CENTRAL HIDROELÈCTRICA.**



Memòria

Autor/a: Enric Vallduví Cabré
Director/a: Eduard Bullich Massagué
Convocatòria: Juny 2022

Resum

El Govern de Nova Zelanda s'ha posat com a objectiu convertir-se en un país net-zero emissions l'any 2050. Per a assolir aquest objectiu el *Ministry of Business, Innovation and Employment* (MBIE), publica un informe anomenat *Electricity demand and generation scenarios: Scenario and results summary* (EDGS). Aquest informe estudia possibles escenaris futurs de demanda elèctrica i la nova potència necessària a instal·lar per a satisfer aquesta demanda, fins a l'any 2050. L'última versió va ser publicada l'any 2019.

Malgrat que la illa Nord conté la major part de la població del país i una major demanda energètica, la illa Sud és més gran geogràficament i conté la major part de recursos renovables (sobretot hidroelèctrics). Per aquest motiu, l'any 1965 s'inaugura una línia de transport de corrent continu i alt voltatge (HVDC, *high voltage direct current*, en anglès) entre les illes Sud i Nord (HVDC Inter-Island), amb una capacitat de 1260 MW i una longitud de 610 Km.

Per alta banda, a la illa Sud de Nova Zelanda, es troba la estació hidroelèctrica de Manapōuri, que amb una potència instal·lada de 800 MW és la segona més gran del país. Actualment, aproximadament el 80% de l'energia generada per aquesta instal·lació és utilitzada a una fundició d'alumini (Tiwai Point Aluminium Smelter) propietat de l'empresa New Zealand Aluminium Smelters Limited (NZAS). Amb una demanda pic de 640 MW, és el consumidor d'electricitat més gran del país. Degut a condicions externes del mercat internacional de l'alumini, la fundició tancarà l'any 2024.

Tenint en compte els factors descrits, el *link* HVDC Inter-Island actual podria estar treballant a capacitat durant la propera dècada. Per aquest motiu es realitza una optimització d'una possible ampliació d'aquesta interconnexió des del punt de vista econòmic, tenint en compte alguns dels diferents escenaris plantejats a l'informe EDGS de l'any 2019.

Abstract

The New Zealand Government has set itself the goal of becoming a net-zero emissions country by 2050. To achieve this, the Ministry of Business, Innovation and Employment (MBIE) has published a report called Electricity demand and generation scenarios: Scenario and results summary (EDGS). This report examines possible future power demand scenarios and the new capacity needed to meet that demand by 2050. The latest version was released in 2019.

Although the North Island has most of the country's population and, therefore, a larger energy demand, the South Island is geographically larger and contains most of the renewable resources (mostly hydroelectric). For this reason, in 1965, a high-voltage direct current transmission line between the South and North islands (HVDC Inter-Island) came into service, with a capacity of 1260 MW and a length of 610 km.

On the South Island of New Zealand is the Manapōuri Hydroelectric Power Station, which has an installed capacity of 800 MW and is the second largest in the country. Approximately 80% of the energy generated by this facility is used in an aluminum smelter (Tiwai Point Aluminum Smelter) owned by New Zealand Aluminum Smelters Limited (NZAS). With a peak demand of 640 MW, it's the largest electricity consumer in New Zealand. Due to external conditions in the international aluminum market, the smelter will close in 2024.

Given the factors described, the current HVDC Inter-Island *link* could be working at capacity during the next decade. For this reason, an optimization of a possible transmission capacity enlargement of this interconnection is carried out from an economic point of view, taking into account some of the different scenarios laid out in the 2019 EDGS report.



Agraïments

Voldria agrair a Eduard Bullich, director del treball, el seguiment realitzat i els consells i recomanacions donades.

També agraeixo a David i a Pau i Eric, per l'ajuda amb el preprocessat de dades.

Finalment, i de manera especial, agraeix-ho a Esther la seva paciència i suport incondicional durant la realització d'aquest treball.

Glossari

NZ Nova Zelanda

MBIE *Ministry of Business, Innovation and Employment*

EDGS *Electricity demand and generation scenarios: Scenario and results summary*

NZAS New Zealand Aluminum Smelters Limited

Tiwai Tiwai Point Aluminum Smelter

HVDC *High Voltage Direct Current*, alt voltatge corrent continu, en català.

EMI Electricity Market Information- Electricity Authority-Te Mana Hiko.

LCC *Line Commuted Converter*

VSC *Voltage Source Converter*



Índex

RESUM	I
ABSTRACT	II
AGRAÏMENTS	IV
GLOSSARI	V
1. INTRODUCCIÓ	3
1.1. Objectius del treball	3
1.2. Abast del treball	4
2. ESTAT DE L'ART	5
2.1. Escenari actual	5
2.2. Tecnologia HVDC	7
2.3. Connexió HVDC Inter-Island actual	8
2.4. Escenaris EDGS	10
2.4.1. Escenari de referència	11
2.4.2. Creixement econòmic accelerat	11
2.4.3. Global	12
2.4.4. Medi-ambiental	12
2.4.5. Disruptiu	12
2.5. Cost HVDC	13
2.5.1. Convertidors	13
2.5.2. Transformadors	14
2.5.3. Cablejat	14
2.5.4. Instal·lació del cablejat submarí	15
2.5.5. Instal·lació de cablejat aeri	15
3. DADES UTILITZADES	16
4. FUNCIÓ COST HVDC PER AL CAS ESTUDIAT	19
5. CLAUSURA NZAS	21
6. CÀLCULS I HIPÒTESIS PER A CADA ESCENARI	24
6.1. Escenari global	26
6.2. Escenari de referència	30
6.3. Escenari medi-ambiental	33

7. RESULTATS	38
ANÀLISI DE L'IMPACTE AMBIENTAL	45
CONCLUSIONS	47
PRESSUPOST	49
Mà d'obra	49
Material informàtic.....	49
Suma per capítols.	50
BIBLIOGRAFIA	51



1. Introducció

Aquesta és la memòria del projecte Estudi d'ampliació de la interconnexió elèctrica entre les illes Nord i Sud de Nova Zelanda per l'aprofitament dels excedents de generació d'una gran central hidroelèctrica. Aquest projecte és desenvolupat mitjançant el software MATLAB® [1] i valors obtinguts de la base de dades Electricity Market Information (EMI) de The Electricity Authority-Te Mana Hiko [2].

El capítol 2 està enfocat en la descripció de l'estat de l'art dels temes relacionats amb el treball, com els sistema elèctric neozelandès, el EDGS i l'estat de desenvolupament de la tecnologia HVDC, juntament amb funcions de cost associades a la implementació de línies de transmissió que utilitzen aquesta tecnologia.

Al capítol 3 es descriuen les dades utilitzades i es justifica quins escenaris de l'EDGS s'analitzaran. Es mostra quins anys es seleccionaran per a obtenir les dades i realitzar el posterior anàlisi.

Al capítol 4 es troba una funció de cost per a l'ampliació de la línia de transmissió HVDC específica per a aquest tipus

El capítol 5 consisteix en el plantejament i l'anàlisi de l'escenari en que el Tiwai Aluminium Smelter (que per simplicitat anomenarem Tiwai d'ara en endavant), de NZAS, tanca l'any 2024.

Al capítol 6 es presenten les diverses hipòtesis realitzades per a cada escenari de l'EDGS analitzat i els càlculs associats per a trobar un valor òptim de potència d'ampliació de l'HVDC Inter-Island (des del punt de vista econòmic).

Al capítol 7 es mostren i s'analitzen els resultats obtinguts a partir dels plantejaments realitzats al capítol 6.

Finalment s'exposen les conclusions i es proposen noves línies d'investigació per a realitzar en treballs futurs.

1.1. Objectius del treball

L'objectiu principal d'aquest treball és optimitzar des del punt de vista econòmic una possible futura ampliació de l'HVDC Inter-Island *link* entre les dos illes principals de NZ. Per a assolir aquest objectiu, s'estableixen els següents objectius secundaris:

- Valoració de la capacitat actual de l'HVDC Inter-Island (amb les seves característiques tècniques actuals) en un possible escenari, l'any 2024, en que Tiwai finalitza la seva activitat de forma permanent, tal i com està previst.
- Realitzar un seguit d'hipòtesis a partir de tres escenaris plantejats a l'EDGS per a trobar una potència òptima d'ampliació de l'HVDC Inter-Island, que minimitzi costos i maximitzi beneficis.

1.2. Abast del treball

Per a simplificar el conjunt d'hipòtesis i càlculs a realitzar, no es realitzarà un dimensionat tècnic al detall de les possibles ampliacions de potència corresponents als diferents escenaris estudiats. Tampoc es simularà com la construcció d'aquesta ampliació pot influir sobre els voltatges de xarxa i els fluxos de potència de la xarxa de corrent altern de la illa sud, simplement es realitza una optimització purament des del punt de vista econòmic. Tampoc es tindrà en compte com es transmet la potència un cop l'energia es transmesa fins a la illa nord, essent considerada aquesta com un gran node de consum.

Cal prendre en consideració que el resultat de l'optimització realitzada es trobat a partir de la construcció de tota una sèrie d'hipòtesis, que encara que justificades, simplement són suposicions. També s'hauria de tindre en compte que es realitzen tota una sèrie d'aproximacions i simplificacions (com les mencionades al paràgraf anterior).

2. Estat de l'Art

Per a poder realitzar hipòtesis, càlculs i treballar amb les dades proporcionades per l'EMI, primer cal descriure l'estat actual de la xarxa nova-zelandesa i de la tecnologia HVDC, incloent funcions de cost per a aquest tipus de tecnologia, i els escenaris presentats a l'EDGS.

2.1. Escenari actual

El sistema de transmissió d'energia elèctrica de NZ, també conegut com la xarxa elèctrica nacional, està format per més de 12.000 km de línies de transmissió d'alta tensió i més de 170 subestacions [3]. Es troba subdividida en dos xarxes de corrent altern, la de la illa Nord i la illa Sud, unides per un enllaç de corrent continu d'alta tensió (HVDC Inter-Island). És un sistema de distribució convencional, en que la generació es troba concentrada en centrals elèctriques propietat de les empreses generadores, amb penetració quasi nul·la de generació distribuïda o descentralitzada (com per exemple els autoconsums fotovoltaics amb compensació o venda d'excedents).

La xarxa nacional i l'enllaç HVDC és propietat de Transpower, una empresa pública estatal operadora de la xarxa, que s'encarrega de l'operació, manteniment i desenvolupament d'aquesta. La venda d'energia al públic es realitza a través d'empreses distribuïdores d'energia, excepte per a grans consumidors, com NZAS, que és el consumidor més gran d'energia elèctrica del país, consumint un 13% de l'energia total durant la última dècada [4].

Es tracta d'un país amb força pes renovable en el seu mix de generació, com s'observa a la Taula 2.1. L'energia renovable amb més pes és la hidroelèctrica convencional, amb més de 5.000 MW de capacitat hidràulica instal·lada, i responsable d'un 55% de la generació mitja anual durant l'última dècada. Durant aquest període, aquest percentatge ha oscil·lat entre el 50% i el 60% degut a la variació de precipitacions d'un any a un altre [5]. La majoria es troba a l'illa Sud, en grans centrals com Manapōuri, Benmore o Clyde [6].

La segona font amb més pes, amb un 25% de generació mitja anual durant l'última dècada, és l'energia tèrmica convencional de gas, carbó i petroli, localitzada a la illa Nord (on es troben els recursos domèstics de gas). La central elèctrica més gran del país, pel que fa a potència instal·lada, Huntly (amb 953 MW), pertany a aquesta categoria [7]. Avui en dia es presenten com a elements crítics per al sistema elèctric nova-zelandès, operant com a centrals de pic, de regulació de voltatge i de freqüència, i com a reserva de generació durant anys de baixes precipitacions.

La segona energia renovable amb més pes, tercera en total, és la geotèrmica, amb un 15% del pes de generació. Degut al seu alt factor de capacitat i la seva fiabilitat i independència de factors meteorològics i climàtics, és una energia en creixement en el sector. NZ és un dels països pioners en el desenvolupament d'aquesta font d'energia per a la generació d'electricitat [8]. Aquest recurs es troba exclusivament a la illa Nord. La generació eòlica, encara que minoritària (5% de la generació elèctrica l'any 2019) ha crescut ràpidament des de que es va posar en funcionament el primer parc eòlic l'any 1997. Es troba repartida entre les dos illes principals del país.

Any	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Generació [GWh]	42.652	43.333	42.919	43.311	43.421	43.820	43.182	43.112
Generació renovable [%]	80,2%	81,2%	85,2%	82,2%	84,3%	82,7%	81,1%	82,0%
Generació no renovable [%]	19,8%	18,8%	14,8%	17,8%	15,7%	17,3%	18,9%	18,0%

Taula 2.1. Generació d'energia elèctrica i percentatge renovable a Nova Zelanda durant els últims 8 anys [9].

Pel que fa al consum d'energia, s'observa un factor important que va a dur a la inauguració del HVDC Inter-Island *link* l'any 1965: l'illa Sud és un 33% més gran que l'illa Nord en superfície, (151.000 km² respecte 114.000 km²), però l'illa Nord té més de tres vegades la població de l'illa del sud (3,93 milions enfront d'1,20 milions, l'any 2021) [10]. Com a conseqüència, l'illa Nord té una demanda d'energia més gran. A més a més s'afegeix el fet que la illa Sud conté un major potencial hidroelèctric gràcies a les elevades precipitacions i els desnivells dels Alps del Sud. L'any 2019, al voltant del 36,1% de l'electricitat total generada es va consumir a l'illa Sud, mentre que el 63,9% es va consumir a l'illa Nord. La generació de l'illa del Sud va representar el 39,9% de l'electricitat generada, gairebé tota (96.6%) hidroelectricitat, mentre que l'illa del nord va generar el 60,1% restant [11]. A més a més, el HVDC Inter-Island va permetre que les companyies elèctriques de generació de les dos illes competissin entre elles, fet que va fer baixar el preu de venda de l'energia [12].

2.2. Tecnologia HVDC

Durant molts anys la transmissió d'energia entre xarxes elèctriques s'ha realitzat mitjançant corrent altern. No obstant això, a partir de la dècada de 1960, el corrent continu va començar a considerar-se un mètode interessant per a transmetre grans quantitats d'energia a través de cables submarins i/o llargues distàncies, pels motius exposats seguidament.

Els sistemes de corrent altern presenten alguns inconvenients relacionats amb l'aparició de potència capacitiva i reactiva i les seves conseqüències, que comporten una pèrdua de capacitat de transmissió (especialment quan es transmeten grans quantitats d'energia mitjançant cables submarins) [13]. Al tenir freqüència nul·la, els sistemes HVDC només generen pèrdues òhmiques. En conseqüència, no cal compensar la potència reactiva produïda pels cables, reduint el cost. D'altra banda, tampoc és produeix l'efecte pel·licular, que fa augmentar la resistència òhmica. Per tant, per a transmetre la mateixa potència, és necessària una menor secció de cable [14].

A més a més, al no tenir freqüència, un *link* HVDC evita que es propaguin fallades per desincronització de la freqüència entre dues xarxes diferents [15].

El funcionament bàsic d'un sistema HVDC és el següent: un transformador augmenta el voltatge del corrent altern fins a un voltatge adequat per al convertidor, que realitza la conversió de corrent continu a corrent altern. Un cop transformat el corrent, es transporta l'energia a través de cables aeris, submarins o soterrats fins a l'altra estació convertidora, que converteix el corrent directe a corrent altern, que mitjançant un altre transformador, es redueix la tensió als valors necessaris per a transmissió en altern.

Les estacions convertidores són els elements més cars i més complexos dels sistemes HVDC, i el motiu pel qual aquesta tecnologia no es troba desplegada a gran escala. Actualment hi ha dues tecnologies comercials dominants de convertidors d'alta potència: convertidors commutats, *line commutated converters* (LCC), en anglès, basats en tiristors, i *voltage source converters* (VSC).

La tecnologia LCC, també anomenada convencional o "clàssica", és la més instal·lada de les dues. Basada en tiristors, genera una senyal a corrent constant. Per a canviar la direcció del flux de potència, simplement s'inverteix la polaritat del corrent a les estacions convertidores. Les pèrdues de conversió són més baixes en comparació amb els convertidors VSC. Per altra banda, dos desavantatges d'aquest tipus de convertidors són la gran quantitat de potència activa que generen, que requereix ser compensada amb bancs de condensadors, i el fet que generen una gran distorsió harmònica, que necessita ser filtrada. Els condensadors i els filtres comporten un major cost i una gran superfície per a la subestació de conversió [16].

La implementació tecnològica i comercial dels convertidors VSC és més recent que la dels LCC, realitzant-se la primera instal·lació a gran escala d'aquest tipus de tecnologia l'any 1997. Els VSC es basen en transistors IGBT (*insulated gate bipolar transistors*), que són totalment controlables. Les potències activa i capacitiva es poden controlar independentment del funcionament dels transistors, motiu pel qual no es necessita compensar aquestes potències (estalviant el cost i l'espai corresponents). A més a més, generen un baix contingut harmònic. Per a invertir la direcció de transmissió d'energia, s'inverteix el sentit del corrent. Com a desavantatges davant dels convertidors LCC, presenten un major percentatge de pèrdues i actualment no existeix la tecnologia per a dissenyar convertidors VSC de grans potències (veure Taula 2.2) [17].

	LCC	VSC
Potència màxima.	3000 MW	1800 MW
Voltatge màx. de transmissió.	800 kV	500 kV
Canvi de direcció transmissió.	Inversió polaritat voltatge.	Inversió sentit corrent.
Control de potència reactiva.	No.	Sí.
Generació d'harmònics.	Alta.	Baixa.

Taula 2.2. Taula comparativa per a ambdues tecnologies de conversió HVDC [18].

Donat que aquest treball es basa en la possible necessitat de transmetre grans quantitats d'energia en espais curts de temps (altes potències nominals requerides), i que l'HVDC Inter-Island actual utilitza la tecnologia LCC (veure següent apartat), la possible ampliació, a optimitzar econòmicament, també utilitzarà aquesta tecnologia.

2.3. Connexió HVDC Inter-Island actual

La línia de transmissió HVDC actual, tal i com s'ha comentat anteriorment, va ser inaugurada l'any 1965. Era la més gran i llarga del món, incorporant 40 km de cable submarí i 570 km de cables aeris, sumant un total de 610 quilòmetres, entre Benmore (illa Sud) i Haywards (a prop de Wellington, a la illa Nord). Construït amb el suport tècnic d'ASEA, actualment part del grup ABB, va suposar una gran obra d'enginyeria i va donar un impuls a l'aplicació comercial de la tecnologia HVDC [19]. Després de rebre

vàries ampliacions i modernitzacions, la línia de transmissió actual presenta les característiques observades a la Taula 2.3.

Tecnologia	LCC
Potència nominal	1260 MW
Voltatge d'operació	350 kV
Longitud total	610 km
Longitud cable submarí	40 km
Longitud cable aeri	570 km

Taula 2.3. Característiques tècniques actuals del HVDC Inter-Island [19].

La tecnologia utilitzada és coneguda, tal i com s'ha comentat a l'anterior apartat, com HVDC convencional o clàssic (LCC), amb un conductor bipolar i convertidors commutats basats en tiristors. Els convertidors són bidireccionals, poden transformar de corrent continu a altern i de corrent altern a continu.

La transferència d'energia dels últims 10 anys es majoritàriament en direcció nord, és a dir, des de Benmore cap a Haywards (pes factors de generació i consum exposats anteriorment), amb algunes hores durant la nit en que es transmeten petites quantitats d'energia en direcció contrària (les hidroelèctriques de la illa Sud aprofiten aquest període per a reomplir les reserves d'aigua per al pic de generació diürn del dia següent). A la Figura 2.1 es mostra la corba de potència d'un dia representatiu (proporcional a la transmissió d'energia elèctrica), en aquest cas el dimecres dia 7 de juny de 2022. S'observa com durant el dia es transmet una elevada quantitat d'energia direcció nord i durant la nit, una petita quantitat direcció sud. També es pot veure la potència disponible de transmissió (en ambdues direccions) no es sempre la màxima, pot variar degut a accions de manteniment que es realitzen a diferents components del sistema. Els equips es troben connectats en seccions de tal manera que la desconexió d'una part dels equips per averia o per a realitzar tasques de manteniment no suposi retirar el HVDC Inter-Island de servei, si no simplement una reducció en la potència total d'aquest.

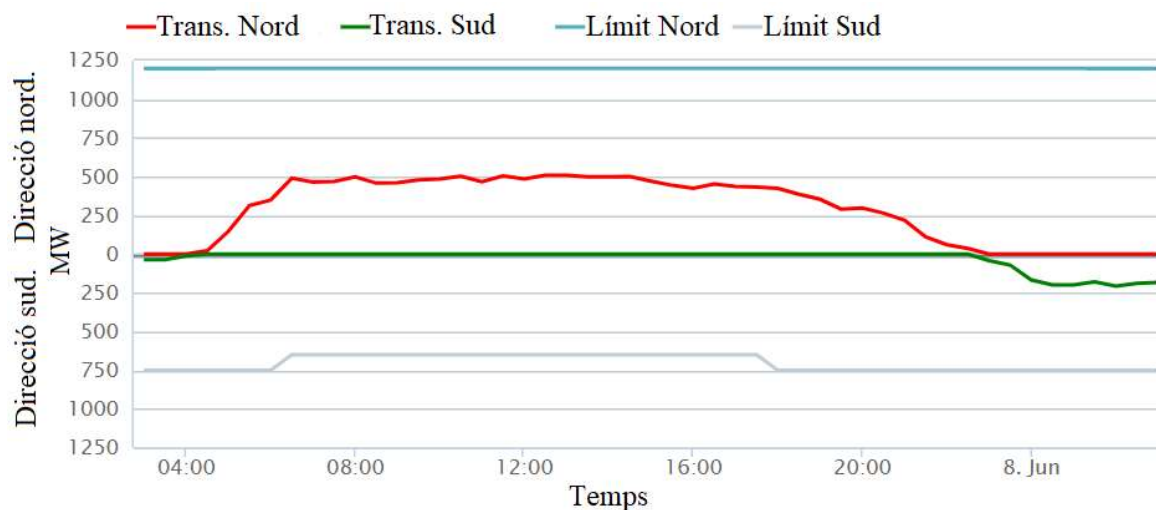


Figura 2.1. Transmissió d'energia d'un dia representatiu (7-6-22) del patró usual del HVDC Inter-Island [20].

2.4. Escenaris EDGS

El document *Electricity demand and generation scenarios: Scenario and results summary* (EDGS), publicat pel MBIE (ministeri de negocis, innovació i ocupació) del govern de NZ, té l'objectiu d'informar la *Commerce Commission* (comissió de comerç) sobre la situació del sector elèctric del país, tant des del punt de vista de la demanda com del de la generació, i la futura evolució d'aquest, per tal que aquesta institució les pugui comprendre i avaluar [21]. La *Commerce Commission* és l'agència reguladora, de consum i de competència de NZ. Garanteix que els mercats de Nova Zelanda siguin competitius, que els consumidors estiguin ben informats i protegits i que els sectors amb poca o cap competència estiguin regulats adequadament, com és el cas del sector elèctric [22]. També és l'encarregada d'autoritzar i proporcionar el finançament per a que Transpower pugui gestionar i executar els projectes de millora, ampliació i modernització de la xarxa elèctrica neozelandesa. Per aquest motiu, l'MBIE publica l'EDGS, per a que Transpower pugui justificar les propostes realitzades davant la *Commerce Commission*.

L'EDGS o resum de resultats de escenaris de demanda i generació d'electricitat (en català), pretén quantificar i simular el creixement de demanda fins a l'any 2050 i la nova generació a instal·lar per a poder cobrir aquest augment de demanda [23]. Aquestes simulacions es realitzen per a 5 escenaris diferents: l'escenari de referència (*reference*), de creixement o *growth*, el global, el medi-ambiental o *environmental* i l'escenari disruptiu o *disruptive*. Aquest informe es publica periòdicament, però última versió d'aquest informe va ser publicada l'any 2019.

El ventall d'escenaris descrits i analitzats d'aquesta última versió és més gran que en versions anteriors. Aquest fet es degut a una major incertesa tant política com econòmica, causada per factors com el canvi climàtic, la globalització i possibles conflictes bèl·lics (a la data de publicació de l'informe, juliol de 2019, la covid-19 encara no s'havia convertit en una pandèmia mundial). En tots els escenaris, es preveu que la demanda d'electricitat creix, entre un 18 % i un 78 %, fins a l'any 2050. En tots 5 escenaris es té en compte la irrupció del vehicle elèctric al mercat automobilístic, l'electrificació de part de la demanda d'energia tèrmica (que avui en dia es coberta mitjançant gas i altres combustibles fòssils), i un creixement econòmic d'entre un 42% i un 132% [21].

En tots els escenaris, 2.700 MW de potència instal·lada existent (centrals de gas i carbó) es retiraran entre el 2019 i el 2050, a mesura que arribin al final de la seva vida econòmica. El percentatge de generació renovable augmenta en tots els escenaris, degut a dos factors principals: la baixada contínua dels preus de les energies solar i eòlica, i la reducció de producció de gas local (degut a l'esgotament del recurs) i l'alt cost i dificultat d'importació d'aquest (a més a més de la dependència exterior que aquest fet suposaria). Es preveu que passi del 82% l'any 2017 al voltant del 95-98% en tots els escenaris analitzats. Degut a aquest factor, també es preveu una reducció de les emissions totals de gasos d'efecte hivernacle del sector energètic, que cauen significativament, fins a un 15 % dels nivells registrats l'any 2017 per a l'escenari medi-ambiental (escenari *carbon neutral net-zero emissions*) [21]. Seguidament es realitzarà una petita descripció dels 5 escenaris (sense entrar en detalls numèrics i paràmetres de modelització, per motius de conveniència i extensió del treball). A la Taula 2.4 es mostra un resum dels resultats de les simulacions realitzades per a cada un d'ells.

2.4.1. Escenari de referència

En aquest escenari es mantenen les tendències actuals (de l'any 2019) de les diverses mètriques que es tenen en compte (Taula 2.4) a l'hora de realitzar les simulacions per a obtenir els resultats de la Taula 2.5. És una visió de com podria evolucionar el sistema elèctric si les polítiques governamentals de l'any 2019 i les tendències tecnològiques no pateixen canvis importants (de moment aquests dos factors no s'han vist alterats, tot i que la covid-19 ha afectat a altres paràmetres, com el consum i el creixement econòmic). S'utilitza aquest escenari com a referència amb la qual es comparen els altres escenaris analitzats [21].

2.4.2. Creixement econòmic accelerat

Aquest escenari, suposa que l'última dècada de creixement (2009-2019) és una excepció i que l'activitat i productivitat laboral i econòmica retornarà a nivells de la dècada de 2000-2010. Un alt creixement econòmic suposa més immigració. L'economia es transforma per invertir, posar èmfasi i fer créixer el sector de les tecnologies punteres de comunicació, processament de dades informàtica i robòtica, entre altres, fet que fa augmentar el percentatge d'habitants que treballen en el sector

comercial i de serveis. Un augment dels ingressos per càpita comporta una major adopció de vehicles elèctrics [21].

2.4.3. Global

En aquest cas, l'economia neozelandesa entra en recessió degut a un mal rendiment dels mercats internacionals, deixant poc marge per al creixement econòmic o la innovació local. L'adopció de vehicles elèctrics es veu afectada, suposant el contrari que l'escenari anterior. També es contempla un cost més elevat de les tecnologies eòlica i solar que al cas de referència [21].

2.4.4. Medi-ambiental

Aquest escenari té en compte els objectius establerts al *Climate Change Response (Zero Carbon) Amendment Act 2019* [24], on es legisla que NZ ha de ser un país emissions-zero l'any 2050. Es suposa un lideratge polític i ambiental fort que introdueix regulacions favorables i incentius econòmics per a assolir aquest objectiu. S'implementen polítiques que afavoreixen l'electrificació tant del transport com en l'àmbit de l'energia tèrmica. L'escenari pretén donar una idea de quins són els paràmetres necessaris per descarbonitzar la economia, i estableix la relació entre la reducció d'emissions i la els costos associats [21].

2.4.5. Disruptiu

Per a aquest escenari, es dona especial importància als desenvolupaments tecnològics en l'àmbit de les renovables. Avenços en el sector comporten una ràpida reducció del cost dels vehicles elèctrics i l'energia solar i eòlica, a més a més d'una electrificació quasi completa del sector de l'energia tèrmica. Aquests factor suposen un gran augment de la demanda elèctrica i de la potència instal·lada entre l'any 2019 i l'any 2050 [21].

Escenari:	Referència	Creixement	Global	Medi-ambiental.	Disruptiu
Demanda					
Augment demanda (%)	43	65	18	67	71
Energia tèrmica (TWh)	1,5	1,9	1,2	6,5	13,3
Vehicles elèctrics (TWh)	4,1	5,0	3,2	7,6	7,6
Generació					
Nova capacitat (MW)	6300	9400	3800	9600	10600
Fotovoltaica residencial (TWh)	2,3	2,8	0,9	4,6	4,6
Renovables (%)	94,9	95,4	94,8	96,0	94,9

Taula 2.4. Taula resum dels resultats de les simulacions realitzades per a cada escenari [21].

Els resultats mostrats a la Taula 2.4 han sigut calculats tenint en compte la clausura de Tiwai abans de l'any 2030 [21].

2.5. Cost HVDC

El cost total d'un sistema HVDC es pot separar en diversos elements: els transformadors, els convertidors, el cost dels cables i el cost de col·locació dels cables, tant en trams aeris com submarins. Es buscaran, a partir d'altres fonts, funcions de cost que caracteritzin cadascun dels elements mencionats, per tal de poder trobar una funció cost per una possible ampliació de l'HVDC Inter-Island.

2.5.1. Convertidors

Els convertidors són els elements més importants de sistema ja que realitzen les conversions de corrent altern a corrent continu i viceversa, tal i com s'ha introduït a l'apartat 2.2. Una funció de cost en funció de la potència màxima de transmissió del sistema HVDC es mostra seguidament, establerta per Rebled Lluch [18] (2017):

$$C_{CONV} = 0,0589 \cdot P_{HVDC} + 54,985 \quad (\text{Eq. 2.1})$$

On:

C_{TR} : cost dels convertidors del sistema HVDC [M€].

P_{HVDC} : màxima potència de transmissió del sistema [MW].

2.5.2. Transformadors

Com s'ha comentat a l'apartat 2.2, són necessaris transformadors per a ajustar el voltatge a un valor apte per a la conversió de corrent altern a corrent continu (o a l'inrevés, per a baixar la tensió del valor adequat per al convertidor al requerit per la xarxa de transport i distribució, en cas que es converteixi de corrent continu a altern). La funció de cost (en funció de la potència del sistema) trobada per a aquests elements del sistema és la següent [18] [25]:

$$C_{TR} = 0,0418 \cdot P_{HVDC}^{0,7592} \quad (\text{Eq. 2.2})$$

On:

C_{TR} : cost dels transformadors del sistema HVDC [M€].

P_{HVDC} : màxima potència de transmissió del sistema [MW].

2.5.3. Cablejat

El cost de cablejat per a un parell de cables en funció de la potència màxima de transmissió i del voltatge d'operació del sistema es mostra a continuació [18]:

$$C_{PC} = 0,652 + 0,00098 \cdot P_{HVDC} + 0,002363 \cdot V_{HVDC} \quad (\text{Eq. 2.3})$$

On:

C_{PC} : cost per parell de cables HVDC [M€].

P_{HVDC} : màxima potència de transmissió del sistema [MW].

V_{HVDC} : voltatge d'operació del sistema [kV].

2.5.4. Instal·lació del cablejat submarí

El cost d'instal·lació de cable submarí és estimat a 0,4 M€/km per rasa [18]. Ara bé, un parell de cables col·locats en una mateixa rasa no poden superar els 1400 MW de potència màxima [18]. Degut a que aquest treball es basa en la possible necessitat de transmetre grans quantitats d'energia al llarg de períodes relativament curts (0,5 hores), la potència dels cables a instal·lar es suposa superior a 1400 MW. Per tant, caldria excavar una rasa per a cada cable. Per aquest motiu, el cost d'instal·lació de cable submarí es considerarà de 0,8 M€/km. La funció resultant en funció de la longitud de cable submarí del sistema:

$$C_{IS} = 0,8 \cdot l_{mar} \quad (\text{Eq. 2.4})$$

On:

C_{IS} : cost d'instal·lació de cable submarí d'un sistema HVDC [M€].

l_{mar} : longitud de cable submarí [km].

2.5.5. Instal·lació de cablejat aeri

Segons ABB [26] el cost d'instal·lació de cable HVDC aeri es pot aproximar a 0,5 M\$EUA/km. L'expressió que descriu el cost d'instal·lació de cablejat aeri en funció de la longitud d'aquest tipus de cable al sa instal·lar al sistema és la següent:

$$C_{IA} = 0,5 \cdot l_{aeri} \quad (\text{Eq. 2.5})$$

On:

C_{IA} : cost d'instal·lació de cable aeri d'un sistema HVDC [M\$EUA].

l_{aeri} : longitud de cable aeri [km].

3. Dades utilitzades

Per restriccions de temps i càrrega de treball, no es troben els resultats de potència òptima des del punt de vista econòmic per a cada escenari. Dels 5 presentats, s'escullen 3 a analitzar. Un dels escenaris escollits és el de referència, ja que suposa la continuació de les tendències actuals. Per als altres dos escenaris s'escullen un que suposi un augment menor del consum i de la potència a instal·lar (respecte l'escenari de referència) i un que suposi un major augment. Per al de menor augment, es selecciona l'escenari global, en que es produeixen canvis econòmics internacionals, ja que és la única opció possible. Per al de major augment es tria l'escenari medi-ambiental, en que es realitza una transició energètica sostenible, ja que aquest escenari és l'escollit i descrit al detall al pla energètic estratègic de NZ per a l'any 2050 [27], i l'objectiu que pretén assolir es troba legislat com a obligat compliment per NZ com a país [24].

Les dades a analitzar provenen de l'arxiu en línia d'EMI [2]. Es tracta de dades de demanda i generació (en GWh) dels nodes de xarxa de línies d'alta i mitja tensió de la xarxa neozelandesa, proporcionades en intervals de 30 minuts, i per a períodes anuals. També es poden obtenir aquestes dades per a ambdues illes del país, considerant-les com a grans nodes de generació i demanda, a més a més del preu de l'energia per a cada interval de 30 minuts estudiat, en dòlars neozelandesos [NZ \$] i l'energia transferida per l'HVDC Inter-Island, també per a l'interval mencionat, en MWh. Cal, però, escollir quins anys es seleccionen per a analitzar. Tot i que l'impacte econòmic i social de l'epidèmia mundial de covid-19 ha estat menor que molts països [28], i la gestió del govern de NZ ha estat considerada de les millors del món [29], s'han de tindre en compte els impactes que hagi pogut causar aquesta pandèmia sobre el consum total d'energia, que com es pot veure a la Taula 2.1, no són menyspreables. Per tant, un dels anys a analitzar i optimitzar és l'any 2019, l'últim any on les dades no es veuen afectades per aquest factor. Per a escollir els altres dos anys es té en compte el clima: l'any 2019 va ser un any amb elevades precipitacions [30], fet que afecta la quantitat d'energia generada a la illa Sud: el 96,6% de l'energia generada va ser d'origen hidroelèctric. Els anys amb menor precipitació aquest percentatge baixa lleugerament i l'excedent energètic sobrant disponible per a transportar a la illa Nord és menor. Per aquest motiu es tria l'any 2020, un any de precipitacions per sota la mitjana històrica [31], per a realitzar una comparació entre els anys amb precipitacions altes i anys amb baixes precipitacions. Per a poder avaluar l'impacte de la covid-19, s'escull l'any 2021, que també va ser un any amb precipitacions per sobre de la mitjana [32]. D'aquesta manera, es tenen en compte dos factors importants que poden afectar el resultat, la climatologia i la pandèmia covid-19, i es treballa amb les dades més recents possibles.

A la Figura 3.1 es pot veure els perfil de generació d'energia elèctrica de la illa Sud per a l'any 2019, a la Figura 3.2, els perfils de demanda, a les figura 3.3 l'evolució del preu del MWh en \$NZ dels intervals de trenta minuts, i a la Figura 3.4 la transferència d'energia del HVDC Inter-Island en els mateixos

interval·ls i per al mateix any. Aquests conjunts de dades, per a cada any estudiat (2019, 2020 i 2021), seran posteriorment utilitzades per al càlcul de resultats. Per conveniència, només es mostren les dades de l'any 2019.

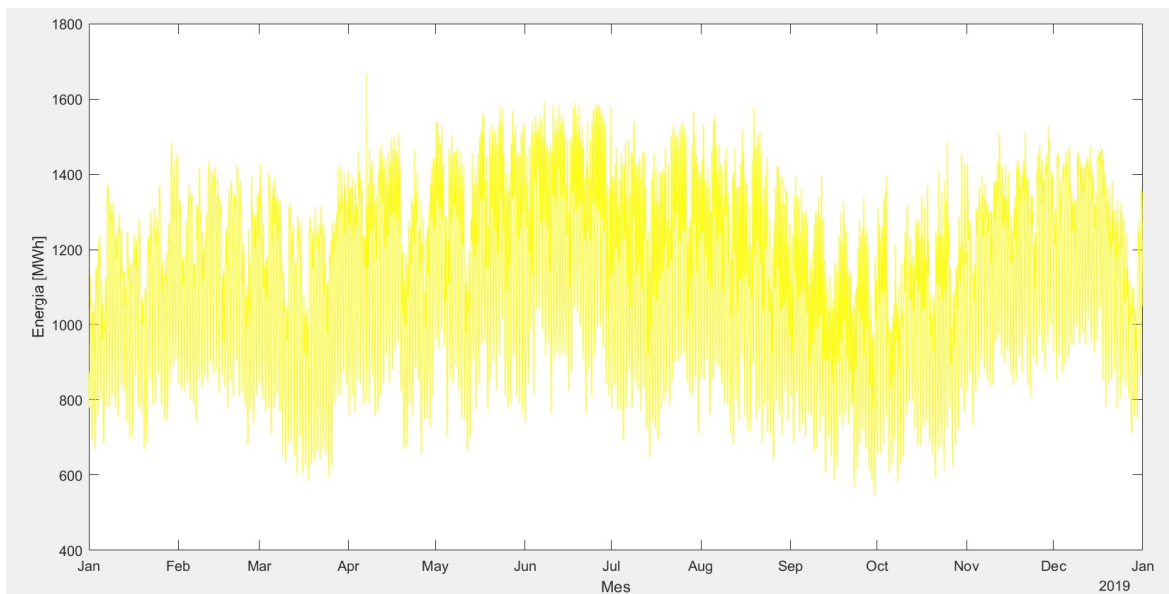


Figura 3.1. generació d'energia elèctrica total de l'illa Sud, any 2019 [2].

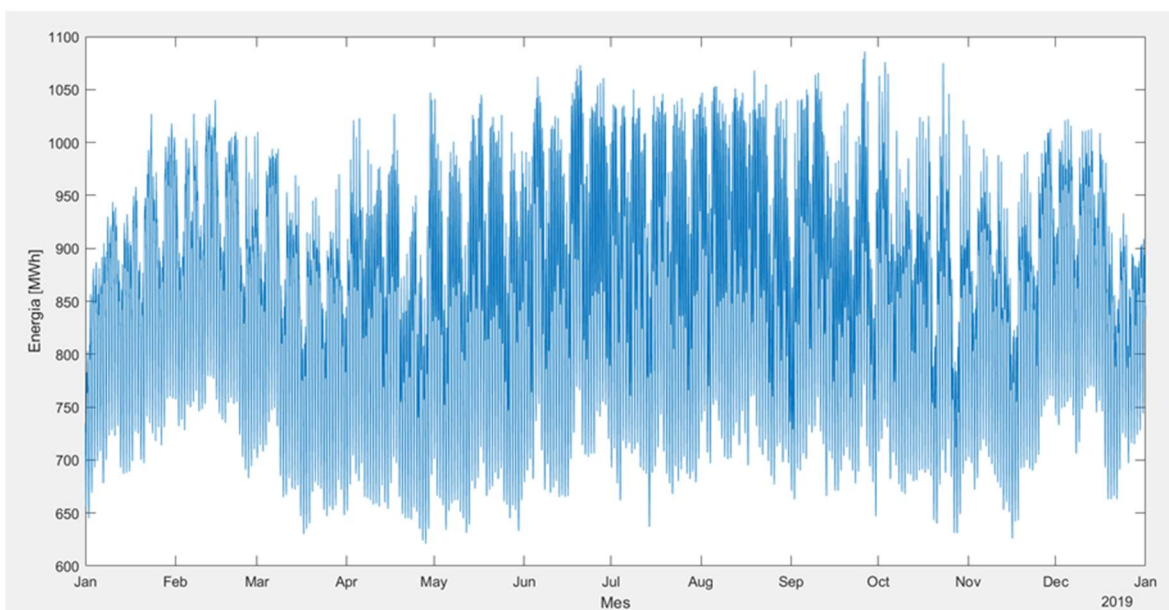


Figura 3.2. demanda d'energia elèctrica total de l'illa Sud, any 2019 [2].

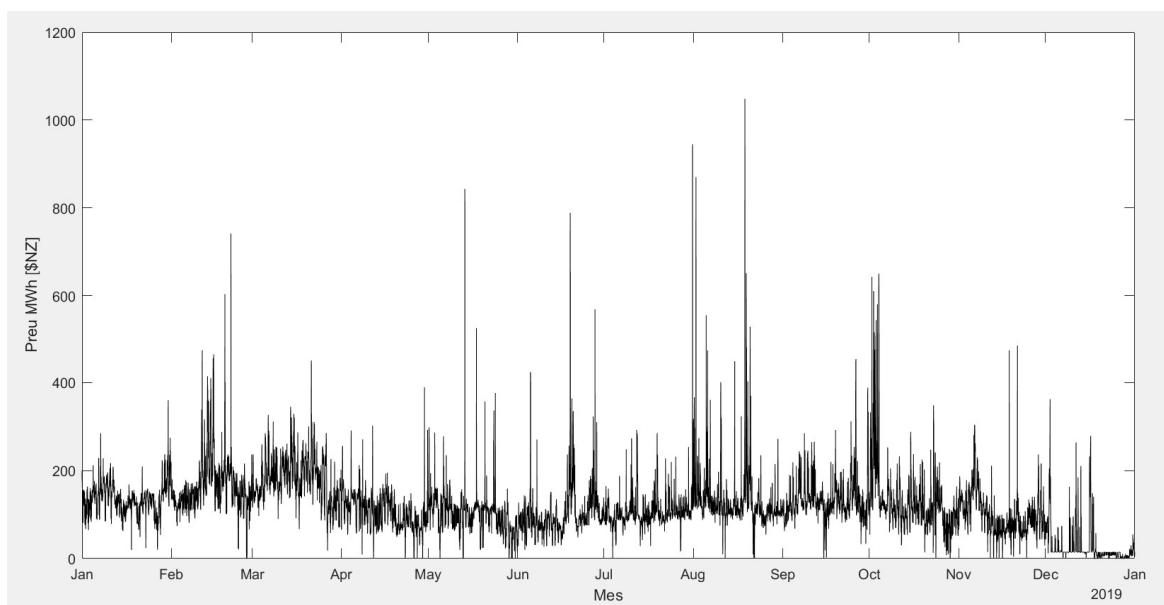


Figura 3.3. evolució del preu de l'energia [NZ\$/MWh], any 2019 [2].

A la Figura 3.3 es pot observar com les primeres restriccions i el primer gran confinament degut a la pandèmia covid-19, durant el mes de desembre, [29] afecten la demanda d'energia elèctrica, i degut a un excés de generació renovable, provoquen una caiguda del preu de l'electricitat. Tot i així, tal i com s'ha comentat, l'impacte de la covid-19 ha sigut menor que en altres països degut al sistema de gestió de la pandèmia implementat, resultant en períodes molt menors de restriccions i confinaments [29].

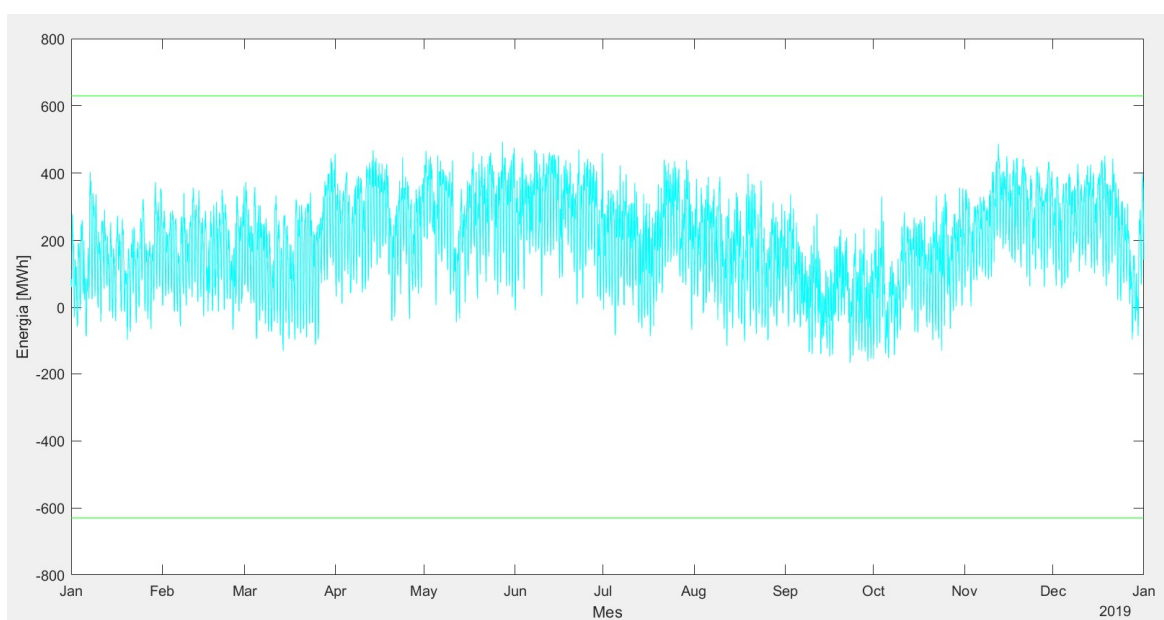


Figura 3.4. energia transferida per l'HVDC Inter-Island, l'any 2019. En verd, la capacitat màxima del *link* [2].

4. Funció cost HVDC per al cas estudiat

Per a trobar la funció cost HVDC per al cas estudiat, primer cal tenir en compte les equacions presentades al segon capítol, estat de l'art (equacions 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5 i 2.6). Degut a que el preu de l'energia es té en \$NZ, cal convertir les equacions a aquesta moneda. Per aquest motiu s'utilitza els factors de conversió mostrats a la Taula 4.1, corresponents al dia 31 de maig de 2022.

Moneda	1 €	1 \$EUA
\$NZ	1,65	1,54

Taula 4.1. canvi entre monedes, dia 31 de maig de 2022 [33].

Sumant les equacions de cost HVDC explicades a l'apartat 2.5 i aplicant la conversió de moneda corresponent per a cada expressió, s'obté la funció cost de base de la instal·lació en funció de la potència de transmissió a instal·lar, el voltatge del sistema i les distàncies de cable submarí i aeri:

$$C_{HVDC_{base}} = \left((0,0589 \cdot P_{HVDC} + 54,985) + (0,0418 \cdot P_{HVDC}^{0,7592}) + (0,652 + 0,00098 \cdot P_{HVDC} + 0,002363 \cdot V_{HVDC}) + 0,8 \cdot l_{mar} \right) \cdot 1,65 + 0,5 \cdot 1,54 \cdot l_{aeri} \quad (\text{Eq. 4.1})$$

On :

$C_{HVDC_{base}}$: cost del sistema HVDC en M\$NZ, sense tindre en compte el manteniment ni percentatge de contingència.

P_{HVDC} : potència de transmissió màxima del sistema a instal·lar [MW].

V_{HVDC} : tensió de transmissió [kV].

l_{mar} : longitud de cable submarí [km].

l_{aeri} : longitud de cable aeri [km].

Pel que fa a la longitud en km tant de cable submarí com aeri, es considerarà que l'ampliació es realitza de forma paral·lela a l'actual. Aquest motiu es justificable en base a que actualment s'estan realitzant treballs d'ampliació i millora de línies d'alta tensió que es dirigeixen fins a la subestació de Benmore des de diferents ubicacions de l'illa Sud, i s'està duent a terme la construcció del projecte Clutha Upper Waitaki Lines (veure següent capítol) [34], altra vegada fins a Benmore. A més a més, quan es va

construir el HVDC Inter-Island inicial, el *right-of-way* (terrenys expropiats per a permetre el pas de la línia aèria d'alta tensió) es va fer prou ample per a permetre futures ampliacions [35]. Per tant les longituds l_{mar} i l_{aeri} seran de 40 km i 570 km, respectivament.

El valor V_{HVDC} , la tensió de transmissió en kV, es escollit en base al document [36] i els projectes desenvolupats a la Xina (presa de les Tres Gorges – Changzhou i Gezouba – Shangai) i el projecte CASA-1000, desenvolupat per Cobra-ABB al Tadjikistan i Pakistan. La línia HVDC Tres Gorges – Changzhou presenta una potència de 3000 MW i un voltatge d'operació de 500 kV, i la línia Gezouba – Shangai una potència HVDC de 1200 MW i un voltatge de 500 kV [37]. El projecte CASA-1000 comporta la construcció d'una línia de transmissió de 1300 MW de potència i un voltatge d'operació de 500 kV. És un projecte relativament recent, la construcció d'aquesta infraestructura va començar l'any 2021 [38]. Per tant, tenint en compte que els possibles valors de potència òptima d'ampliació de l'HVDC Inter-Island actual es podrien trobar entre els 1000 i 3000 MW, com a simplificació prendrem 500 kV com el voltatge d'operació d'aquesta possible ampliació.

Per a trobar la funció cost HVDC final també es tenen en compte els costos de manteniment i els possibles sobre costos per imprevistos durant la construcció del projecte [26]. El percentatge de contingència serà del 13%. Pel que fa als costos de manteniment, es suposa que per a la tecnologia HVDC convencional (LCC), aquests es poden aproximar a un 0,5 % per any de funcionament del cost inicial de construcció del sistema HVDC [39]. Tenint en compte que l'estudi econòmic es realitzarà entre l'any 2023 i l'any 2050, la funció cost HVDC per al cas estudiat és la següent:

$$C_{HVDC} = C_{HVDC_{base}} \cdot (1 + 0,13 + 0,05 \cdot 27) \quad (\text{Eq. 4.2})$$

On:

C_{HVDC} : cost total del sistema HVDC en M\$NZ.

$C_{HVDC_{base}}$: cost del sistema HVDC en M\$NZ, sense tindre en compte el manteniment ni percentatge de contingència.

5. Clausura NZAS

Tiwai, propietat de NZAS, està previst que finalitzi la seva activitat l'any 2024 degut a condicions externes del mercat de l'alumini [40]. Degut a que aquesta empresa consumeix al voltant d'un 13% de l'energia generada al país, equivalent a un 25% de la demanda elèctrica a la illa Sud (valors mitjans de l'última dècada) [4], el seu tancament suposaria un excés d'oferta d'energia a l'illa. Caldria transferir l'electricitat a l'illa Nord, on, com ja s'ha exposat, es troba ubicada la major part de la demanda. Aquesta energia equivaldria a l'electricitat consumida per Tiwai. Per a cada any estudiat, s'obté la corba de demanda del node de xarxa de Tiwai (en intervals de trenta minuts), una subestació que únicament alimenta la planta d'alumini. La corba per a l'any 2019 s'observa a la figura 5.1.

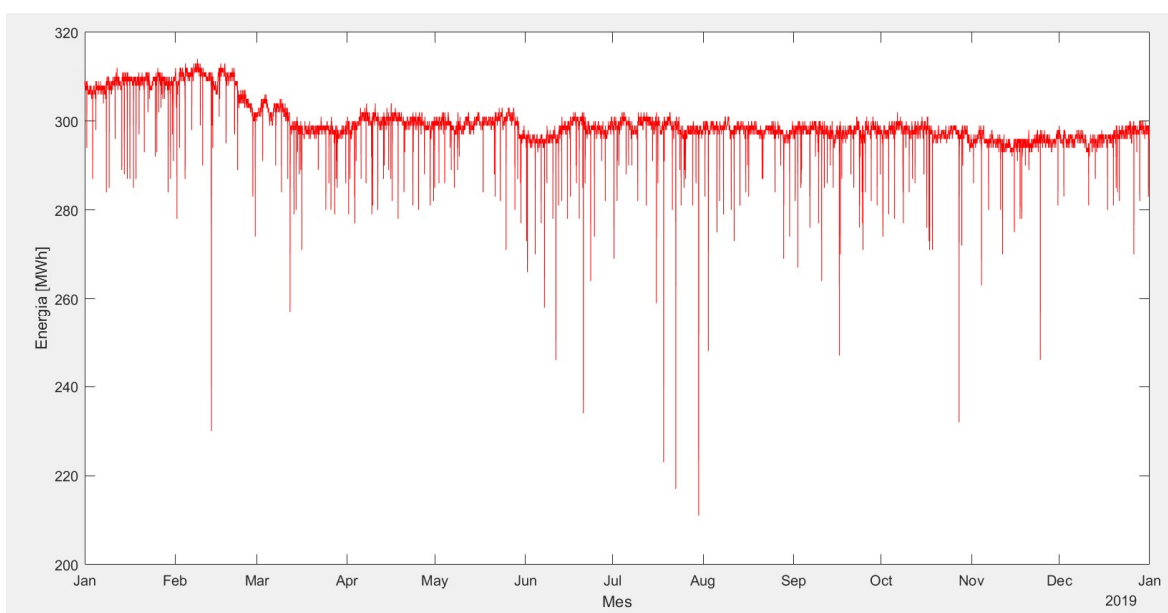


Figura 5.1. corba de demanda de NZAS l'any 2019 [2].

Actualment, s'està duent a terme el projecte Clutha Upper Waitaki Lines per part de Transpower [34], que connecta el sud de la illa Sud, on es troba ubicada la planta hidroelèctrica de Manapōuri, que amb 800 MW de potència instal·lada genera gairebé la totalitat de l'energia consumida a Tiwai [41], amb la subestació de Benmore, on es troba la estació convertidora sud de l'HVDC Inter-Island. Aquest projecte, amb uns 1000 MW de capacitat, obriria l'opció d'evacuar aquesta energia direcció Nord.

Per comprovar si el *link* actual tindria la capacitat per a transportar aquesta energia de la illa Sud a la Nord, sumarem la corba mostrada a la Figura 5.1 a la corba d'energia transferida per l'HVDC Inter-Island l'any 2019. La corba resultant s'observa a la figura 5.2.

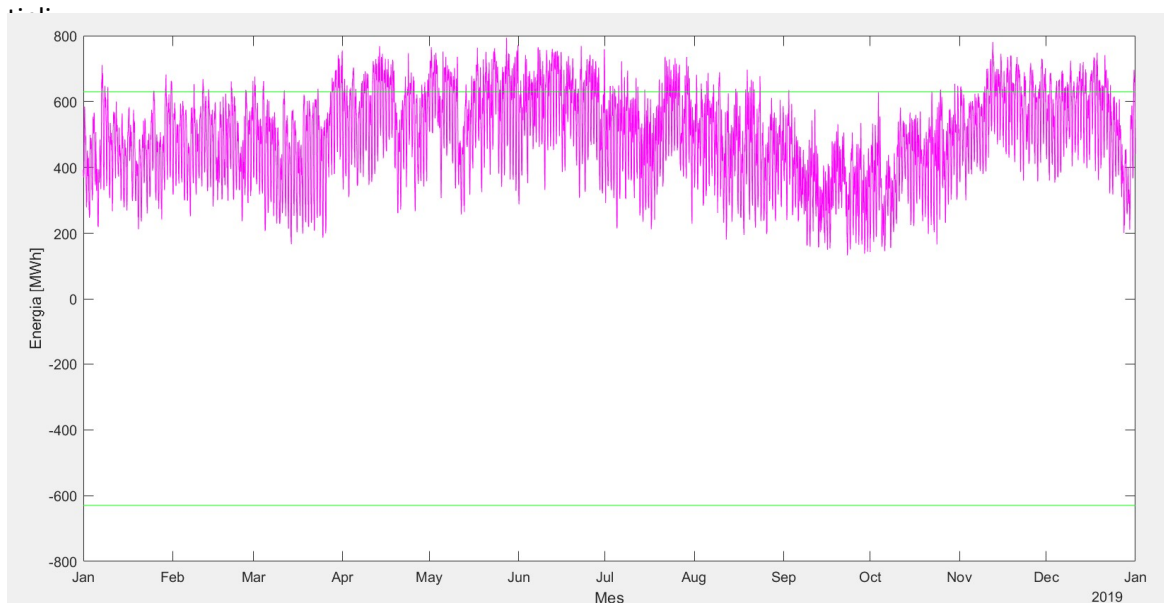


Figura 5.2. energia transmesa a través del HVDC Inter-Island més la corba de demanda de NZAS, l'any 2019. En verd, la màxima energia possible a transmetre durant cada període de 30 minuts.

Com es pot deduir a la Figura 5.2, part de l'energia transportada no podria ser transferida cap a la illa Nord. Per a calcular les pèrdues econòmiques que suposaria el no aprofitament d'aquesta energia, es multipliquen els valors la corba de la Figura 5.3, l'energia no transferida per falta de capacitat, amb els valors de l'interval de 30 minuts equivalent de la corba de la Figura 3.3, el preu de l'energia en \$NZ/MWh.

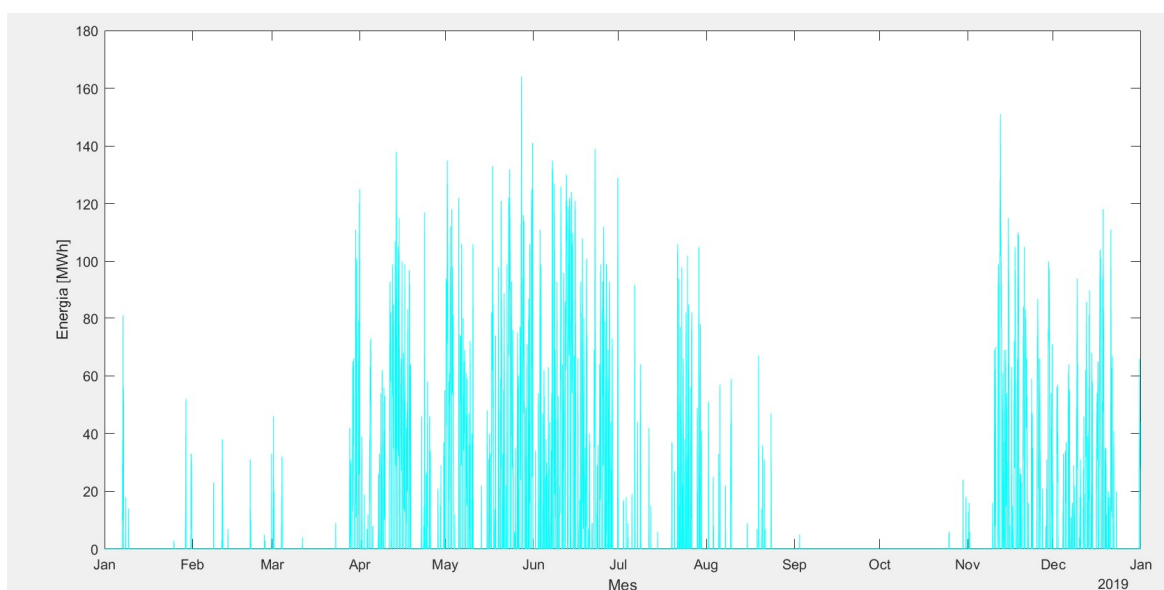


Figura 5.3. energia no transferida per l'HVDC Inter-Island per falta de capacitat, cas de clausura de l'NZAS, 2019.

Realitzant el càlcul i sumant tots els valors obtinguts s'obté que l'energia no transferida suposaria una pèrdua econòmica de 15,59 M\$NZ.

Mitjançant la funció de cost de l'Equació 4.1., es calcula el cost de construcció d'un *link* HVDC d'1 MW de potència que operi a 500 kV, el voltatge d'operació del HVDC Inter-Island actual. Aquest cost és d'aproximadament 558,63 M\$NZ, sense tindre en compte el manteniment ni cap percentatge de contingència.

Per tant, es comprova que el tancament definitiu de NZAS i l'alliberació de l'energia consumida per Tiwai per a altres usos no justifica l'ampliació de la línia HVDC actual l'any 2019. Per als dos altres anys estudiats, les pèrdues econòmiques corresponents a l'energia no transferida en cas de tancament del NZAS, són de 2,82 M\$NZ el 2020 i de 5,57 M\$NZ el 2021 (per conveniència no es mostren les corbes equivalents de les figures 5.1, 5.2 i 5.3 per als anys 2020 i 2021). En cap cas estudiat és viable econòmicament l'ampliació de l'HVDC Inter-Island degut a la clausura definitiva de Tiwai.

Per als càlculs realitzats als següents apartats també es tindrà en compte aquesta energia generada per Manapōuri que a partir de l'any 2024 queda alliberada per altres usos, ja que l'EDGS de l'any 2019 té en compte el tancament de NZAS l'any 2024.

6. Càlculs i hipòtesis per a cada escenari

La funció objectiu a maximitzar per tal de trobar un valor de potència òptim per als tres escenaris analitzats és el valor net actualitzat (VAN). En una anàlisi econòmica com la que es realitza en aquest treball, cal conèixer les possibilitats d'èxit, la rendibilitat, els beneficis i la viabilitat del projecte d'estudi. El VAN i el TIR (Valor Actualitzat Net i Taxa Interna de Retorn) són indicadors financers que ens permeten avaluar aquestes variables mencionades de forma numèrica [42].

El VAN es determina mitjançant l'actualització dels flux de caixa (*cash flow*) de despeses i ingressos futurs del projecte, menys la inversió inicial (tenint en compte una taxa d'interès determinada). Si el resultat d'aquesta operació és positiu es considera el projecte és viable. A l'equació 6.1 es mostra l'expressió matemàtica descrita [43].

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - C_{HVDC} \quad (\text{Eq. 6.1})$$

On :

VAN: valor actualitzat net en M\$NZ.

C_{HVDC} : cost del sistema HVDC en M\$NZ.

F_t : flux de caixa de l'any t, en aquest cas el cost de l'energia a transmetre de la illa Sud a la Nord l'any t, en M\$NZ.

K: taxa de descompte, d'inflació o taxa mínima d'interès esperat, en tant per cent.

n: número d'anys de duració del projecte, en aquest cas 27 (de l'any 2023 a l'any 2050).

Per al cas estudiats i per a tots els escenaris analitzats en aquest treball , el valor de k serà de 2,1%, el percentatge d'inflació mitjà durant la última dècada a NZ [44].

El TIR s'utilitza per analitzar la viabilitat d'un projecte i determinar la taxa de benefici o rendibilitat que es pot obtenir d'aquesta inversió. És el valor de la taxa de descompte que iguala el VAN a zero, per a un determinat projecte. El resultat es dona en valor percentual. A l'expressió 6.2 es mostra l'equació utilitzada per al càlcul del TIR [42].

$$\sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} - C_{HVDC} = 0 \quad (\text{Eq. 6.2})$$

On:

TIR: taxa interna de retorn en percentatge.

C_{HVDC} : cost del sistema HVDC en M\$NZ.

F_t : flux de caixa de l'any t , en aquest cas el cost de l'energia a transmetre de la illa Sud a la Nord l'any t , en M\$NZ.

K: taxa de descompte, d'inflació o taxa mínima d'interès esperat, en tant per cent.

n : número d'anys de duració del projecte, en aquest cas 27 (de l'any 2023 a l'any 2050).

A més a més del VAN i el TIR, també es tindrà en compte el període de retorn de la inversió (en anys). Aquest indicador es troba a partir de l'instant en que el flux de caixa acumulat (tenint en compte la inversió inicial) és igual a 0.

El motiu pel qual s'escull el VAN com a indicador a maximitzar per a trobar la potència òptima de dimensionat de cada escenari es que aquest ens permet comparar entre diferents projectes per tal de determinar quina és la millor inversió. Com més gran és el resultat, més rentable serà aquella inversió i mes beneficis aportarà. La TIR ens diu a quina taxa i en quin temps l'empresa recuperarà la inversió sense comparar entre projectes [42].

El motiu pel qual l'anàlisi econòmica comença l'any 2023, és degut a que es calcula que aquell any l'economia i el consum energètic s'hauran recuperat a nivells previs a la pandèmia de covid-19 [28]. Per aquest mateix motiu, els percentatges de la Taula 2.5 són els mateixos que l'any 2019, ja que l'any 2023 haurem tornat al "punt de partida" de l'EDGS de l'any 2019.

Com a simplificació general realitzada per a tots els escenaris estudiats es tindrà en compte que tant l'augment de consum d'energia com la instal·lació de nova potència (valors de la Taula 2.5) es realitzen de forma gradual al llarg dels 27 anys que dura el període analitzat. Aquesta aproximació es realitza ja que es molt difícil saber en quin any entrarien en funcionament les diferents centrals construïdes per a cobrir l'augment en potència instal·lada requerida per a cobrir la demanda.

També es tenen en compte les mateixes pèrdues d'energia per a tots els escenaris estudiats. Un 10 % de pèrdues de conversió i transmissió de l'ampliació del *link* HVDC (aproximació a l'alça) [26] i un 6,9% de pèrdues de transmissió per a la resta de la xarxa de corrent alterna [45].

Per a poder realitzar hipòtesis sobre com i de quina tecnologia s'instal·larà la nova potència a instal·lar fins a l'any 2050 s'utilitzaran els *Generation Stack Updates*. Són un conjunt de 6 informes (un per a cada tecnologia/recurs de generació existent a NZ: geotèrmica, hidroelèctrica a gran escala,

hidroelèctrica de petita escala, solar, eòlica i tèrmica convencional), publicats l'any 2020, que tenen l'objectiu d'ajudar a comprendre i determinar quin es l'estat de cada tecnologia de generació a nivell nacional (quanta potència instal·lada per recurs, quanta energia genera aquesta potència, on es troba localitzada, etc.), i quins són els futurs plans de desenvolupament de cada recurs per zona geogràfica del país (projectes en desenvolupament o en fase de planificació). També es realitza un estudi del potencial de generació restant de cada recurs [46].

6.1. Escenari global

Aquest escenari és el que suposa un menor augment del consum elèctric (18%), els percentatges més baixos d'electrificació, una adopció de solar fotovoltaica residencial baixa i una implementació molt limitada de cotxes elèctrics. Aquest fet provoca que sigui l'escenari que menys potència de nova instal·lació requereix (3800 MW). Per aquest escenari es suposarà que s'instal·len tecnologies renovables convencionals (hidroelèctrica a gran escala i geotèrmica) per a cobrir aquest augment de potència instal·lada requerida, ja que NZ, com a país, té una àmplia experiència amb aquests tipus de tecnologies i per tant un alt grau d'eficiència a l'hora de construir i operar centrals d'aquest tipus. També s'instal·len noves centrals de generació d'energia eòlica però de forma moderada, suposant només un 6 % de la nova potència instal·lada.

Al *Generation Stack Update* corresponent al recurs geotèrmic es mostra que entre l'any 2020 i 2050 entraran en funcionament 980 MW de nova potència instal·lada. Corresponents a 26 centrals en ubicacions ja prospectades per companyies elèctriques neozelandeses i que es troben ja en projecte (en diferents graus de desenvolupament), suposen l'explotació quasi completa del recurs geotèrmic nova-zelandès (des del punt de vista de la generació elèctrica) [47]. Aquesta potència equivaldria a aproximadament un 25 % de la potència instal·lada, i tota s'instal·laria a la illa Nord (la illa Sud no disposa de recurs geotèrmic). Aquesta tecnologia prendria la funció que realitza avui en dia l'energia tèrmica convencional: operació com a centrals de pic, de regulació de voltatge i de freqüència, i com a reserves de generació durant anys de baixes precipitacions.

La major part de l'augment de potència a instal·lar seria satisfeta per hidroelèctrica de gran escala convencional (l'energia dominant al país en termes de potència instal·lada i generació d'energia). Segons el *Generation Stack Update* corresponent, actualment s'han identificat 27 projectes que es podrien tirar endavant entre el 2020 i el 2050, 25 (2528 MW) dels quals es troben a la illa Sud i 2 (110 MW) a la illa Nord (degut als factors comentats a l'apartat 2, una major superfície i un major desnivell dels cursos fluvials degut als Alps del Sud). A causa de l'alt grau d'implementació d'aquesta font d'energia al país, s'estima que no es desenvoluparà més potencial a part d'aquestes 27 centrals en fase de projecte o fase preliminar d'estudi [48].

Pel que fa a l'energia eòlica, suposaria una part molt petita de la nova potència a instal·lar. De tot un conjunt de possibles parcs presentats al 2020 *Wind Generation Stack Update*, es suposa que s'instal·larien dos parcs eòlics a la regió d'Otago (illa Sud), amb una capacitat de 150 MW, i un parc eòlic a la zona de Wellington (illa Nord), amb uns 100 MW de potència instal·lada. Totes dues regions tenen ja parcs eòlics i per tant ja contenen part de la infraestructura necessària per a desenvolupar aquest tipus d'instal·lacions, a més a més de la predisposició dels habitants locals [49].

Per tant, per a trobar la corba de generació d'energia de l'escenari global, és tindrà en compte que s'instal·len un total de 3868 MW de nova potència a NZ, dels quals 2678 es troben a la illa Sud. D'aquests, 2528 (un 94,4 %) són d'energia hidroelèctrica de gran escala o convencional.

Degut a que aquesta hipotètica composició del mix energètic l'any 2050 presenta moltes similituds amb el mix de generació de l'any 2019 (alt percentatge de generació hidroelèctrica, etc.), per a trobar la corba de generació d'energia de la illa Sud l'any 2050, es realitzarà la següent simplificació: la potència a instal·lar de la illa Sud es multiplicarà per la corba de generació d'aquesta mateixa illa l'any 2019 en tant per 1. El resultat es multiplicarà per 0,5 h per a obtenir l'energia generada en intervals de 30 minuts en MWh. Per als altres anys simplement es tindrà en compte un augment gradual de la potència, de 99,185 MW/any, tal i com s'ha comentat anteriorment, fins a arribar als 2678 MW l'any 2050.

Un cop obtinguda aquesta corba, se li resta la corba de consum, que també augmenta gradualment (0,67% per any, aproximadament) fins a haver augmentat un 18% sobre el valor original l'any 2019.

La corba resultant es multiplica per 0,9 i per 0,931 (pèrdues de transmissió de la xarxa de corrent altern i del *link* HVDC) per a obtenir l'energia disponible per a ser transferida per l'HVDC Inter-Island direcció nord, es mostren a les Figures 6.1, (any 2030), 6.2 (any 2040) i 6.3 (any 2050).

Per a les dades dels anys 2020 i 2021 es repeteix el mateix procés. A les figures 6.4 i 6.5 es mostren les corbes de les per a l'any 2050.

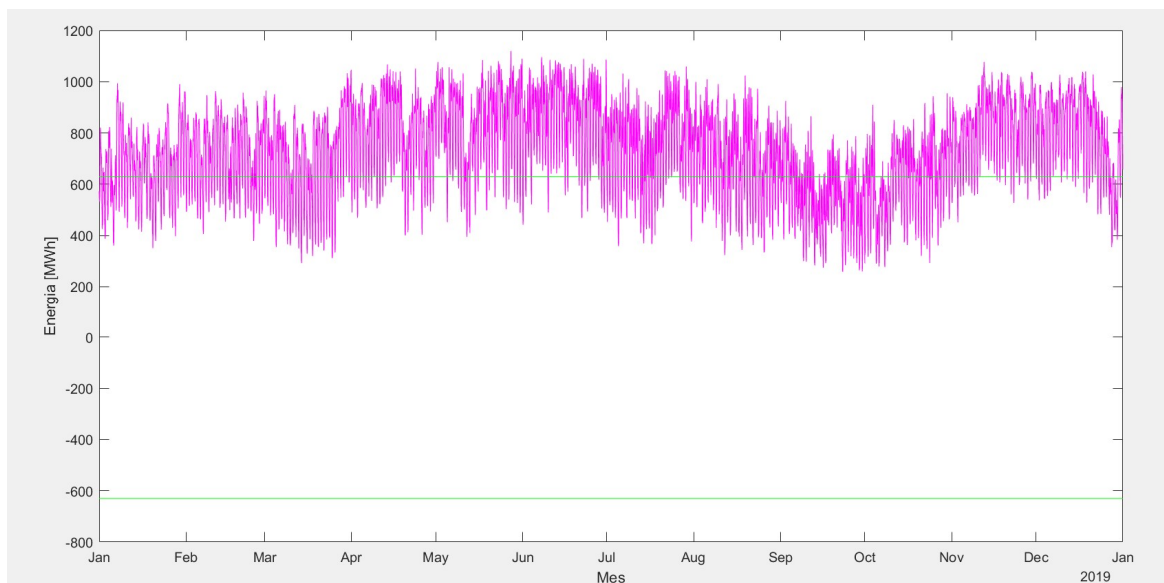


Figura 6.1. Energia disponible per a ser transferida entre les dos illes, any 2030, escenari global amb dades de partida de l'any 2019. En verd, els límits superior i inferior de l'HVDC Inter-Island l'any 2019.

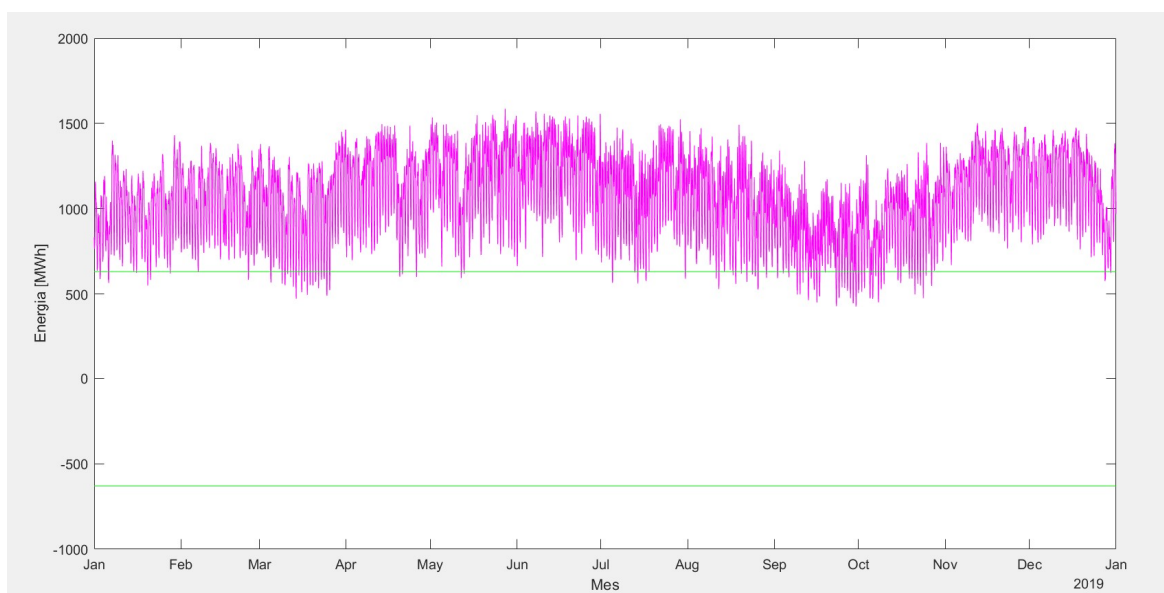


Figura 6.2. Energia disponible per a ser transferida entre les dos illes, any 2040, escenari global amb dades de partida de l'any 2019. En verd, els límits superior i inferior de l'HVDC Inter-Island l'any 2019.

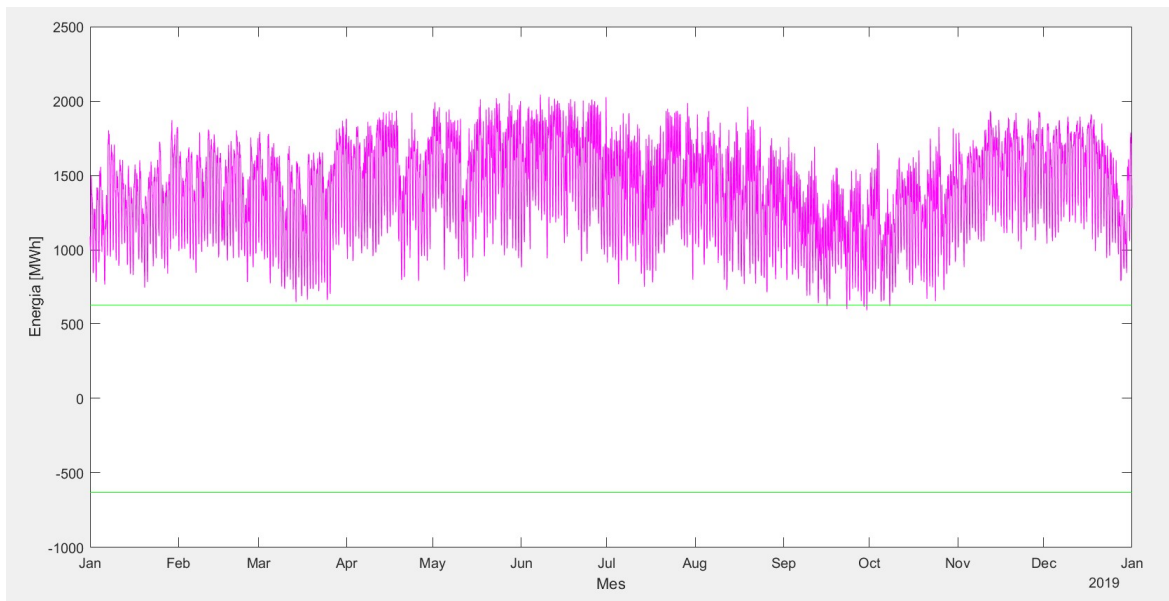


Figura 6.3. Energia disponible per a ser transferida entre les dos illes, any 2050, escenari global amb dades de partida de l'any 2019. En verd, els límits superior i inferior de l'HVDC Inter-Island l'any 2019.

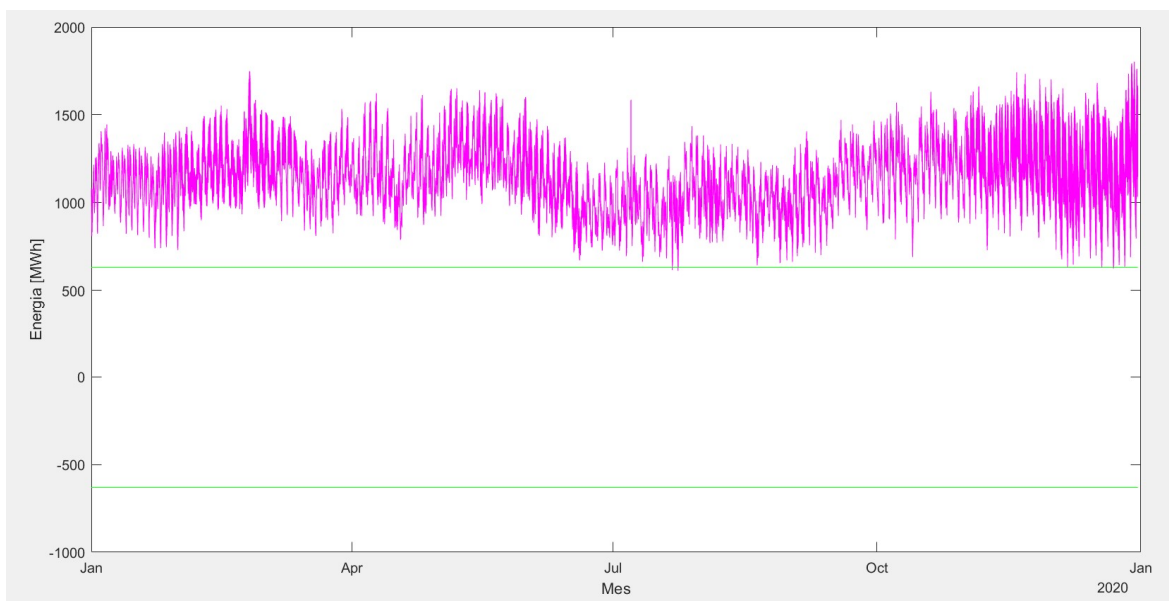


Figura 6.4. Energia disponible per a ser transferida entre les dos illes, any 2050, escenari global amb dades de partida de l'any 2020. En verd, els límits superior i inferior de l'HVDC Inter-Island l'any 2019.

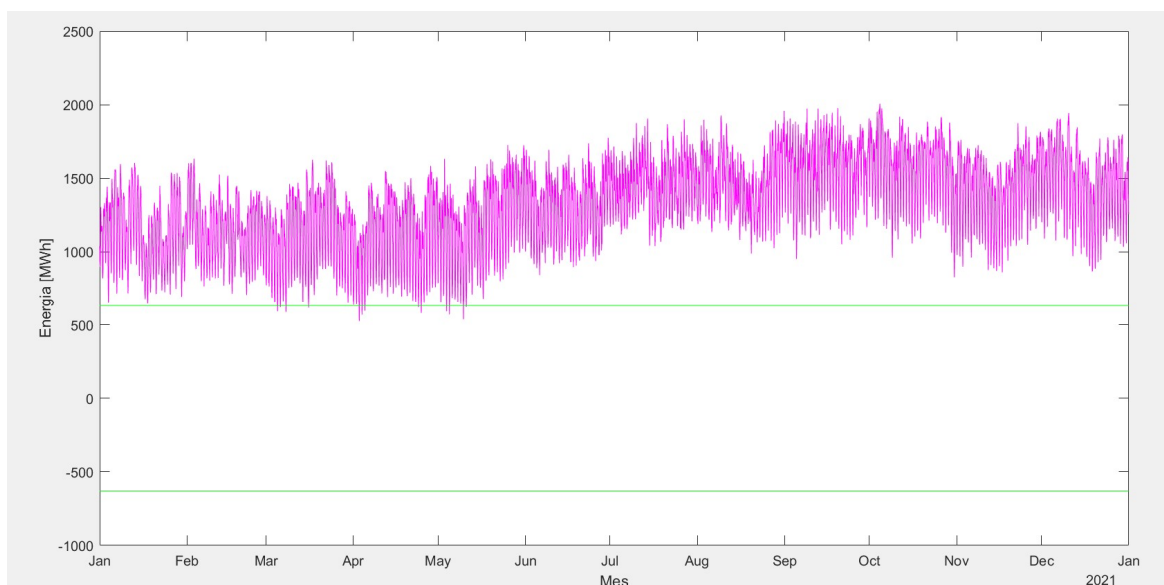


Figura 6.5. Energia disponible per a ser transferida entre les dos illes, any 2050, escenari global amb dades de partida de l'any 2021. En verd, els límits superior i inferior de l'HVDC Inter-Island l'any 2019.

6.2. Escenari de referència

L'escenari de referència suposa un augment del consum del 43% i una nova potència a instal·lar de 6300 MW. Es té en compte una implantació notable dels vehicles elèctrics, i un desplegament ampli de la solar fotovoltaica residencial. Ara bé, el grau d'electrificació del sector de l'energia tèrmica es considera baix.

Pel que fa a l'energia geotèrmica i la hidroelèctrica de gran escala, es considera la mateixa hipòtesis que per a l'escenari global: s'instal·la tota la potència desenvolupables segons els *Generation Stack Updates* corresponents. L'augment de potència a instal·lar respecte a l'escenari global serà coberta sobretot gràcies a l'energia eòlica: la quarta tecnologia de generació d'energia elèctrica per generació al país l'any 2019. NZ presenta un dels millors recursos eòlics del món gràcies a la seva ubicació, ja que el país es troba en una zona dominada pels vents de l'oest, també anomenats "*Roaring Forties*" pels habitants del país. Es tracta d'uns vents que generalment bufen de forma constant durant llargs períodes de temps, fet que els fa ideals per al seu aprofitament energètic [50]. L'estudi *Wind Generation Stack Update* identifica 82 projectes *onshore*, amb un total d'11.400 MW de potencial eòlic desenvolupable i viable, que poden suposar una generació anual combinada d'entre 39.000 i 44.000 GWh/any. Pel que fa a l'energia eòlica marina, l'informe conclou que es poden instal·lar de forma viable (des d'un punt de vista econòmic i tècnic) 8.000 MW de capacitat, tot i que assenyalava que es poc probable que es dugui a terme aquest desenvolupament degut al gran nombre d'ubicacions de qualitat a terra ferma (l'energia eòlica marina o *offshore* requereix una major inversió que l'*onshore*) [49].

D'aquests 11.400 MW de potencial desenvolupable *onshore*, 73,4% es troba ubicat a la Illa Nord i 26,6% a la illa Sud. Aquesta tendència es respecta a l'hora de realitzar una hipòtesis per a aquest escenari: dels 2765 MW que es suposa que s'instal·len, un 38% (1050 MW) es trobarien a la illa Sud i un 62% (1715 MW) a la illa Nord. Els motius pel qual els percentatges del *Generation Stack Update* i els triats a la hipòtesis no coincideixen és degut a la consideració que la illa Sud té menys densitat de població, sobretot a l'interior de les regions d'Otago i Southland (on es troben els parcs eòlics en funcionament a l'actualitat de la illa Sud), i per tant hi hauria menys oposició local en contra de la implantació de grans parcs en aquestes zones i els impactes que aquests comporten [51] [52].

Resumint l'escenari, dels 6383 MW de potència a instal·lar, es suposa que 3578 s'instal·len a la illa Sud. D'aquests, 2528 MW són d'hidroelèctrica a gran escala, i 1050 MW de generació eòlica.

Per a caracteritzar la corba de generació d'energia elèctrica per a l'any 2050 es sumaran dos corbes diferents. La generació hidroelèctrica a gran escala seguirà el mateix procediment que al cas global, on s'aproxima que la corba corresponent a l'energia hidroelèctrica és equivalent a la generació de l'any 2019 en tant per 1 per la potència a instal·lar (2528 MW) i per 0,5 h. Per a l'energia eòlica, però, no es podrà realitzar aquesta simplificació, ja que la proporció de generació d'aquest tipus respecte la total de la illa és més gran que en el cas anterior (29%). S'utilitzarà la corba de generació en tant per 1 del node de xarxa West Wind, multiplicat pels 1050 MW i 0,5h, per obtenir la generació d'energia eòlica en intervals de 30 minuts. West Wind és l'únic parc eòlic del país que disposa d'un node propi d'injecció d'energia a la xarxa d'alta tensió [53]. A la Figura 6.6 es mostra l'energia generada pel parc eòlic West Wind.



Figura 6.6. Energia generada pel parc eòlic West Wind en MWh, en intervals de 30 minuts, any 2019.

Un cop obtingudes les dues corbes de generació per a les dues tecnologies, es sumen per a trobar la corba total i es segueix el mateix procediment que en l'escenari global (es té en compte la instal·lació progressiva de potència de 132,52 MW/any, els percentatges de pèrdues, els consums i l'augment progressiu en percentatge d'aquests, etc.) i s'obté el resultat mostrat a les figures 6.7, 6.8 i 6.9.

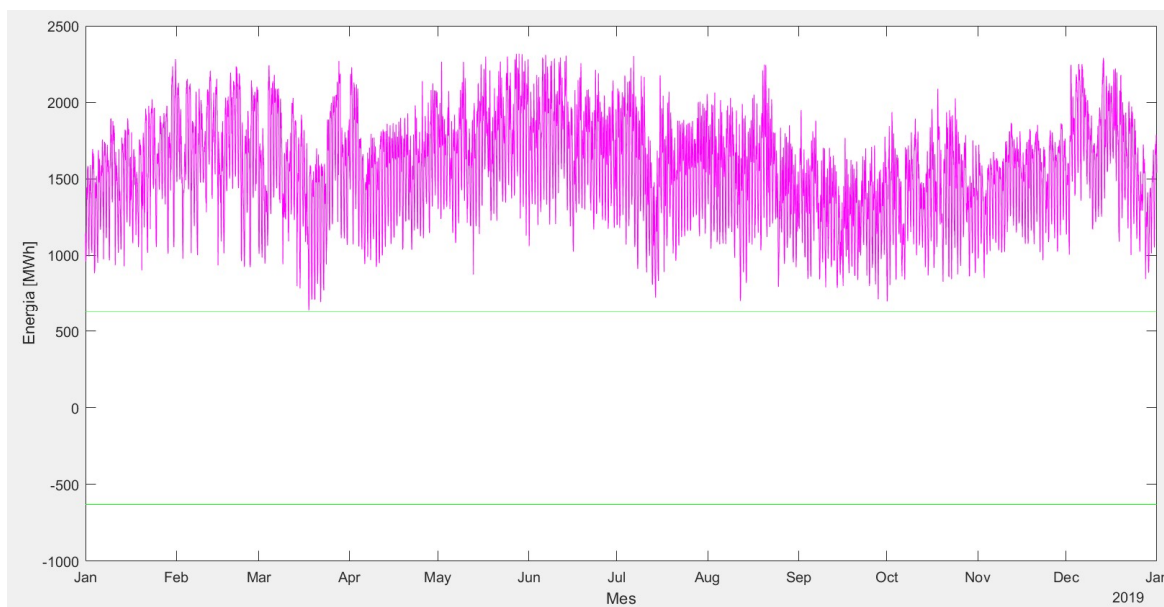


Figura 6.7. Energia disponible per a ser transferida, any 2050, escenari de referència amb dades de partida de l'any 2019. En verd, els límits superior i inferior de l'HVDC Inter-Island l'any 2019.

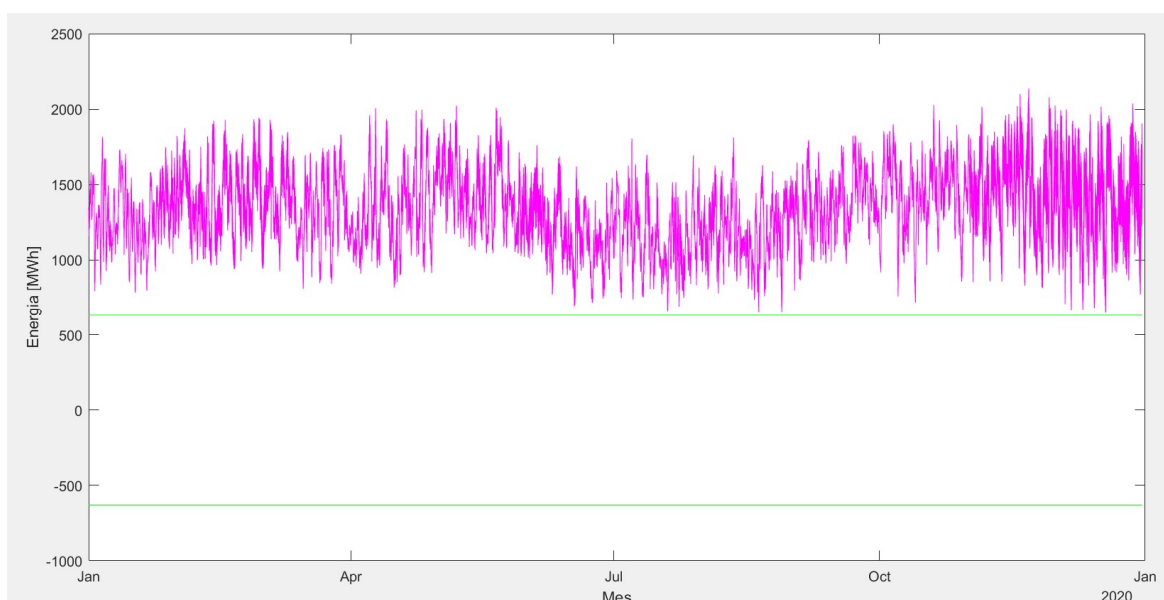


Figura 6.8. Energia disponible per a ser transferida, any 2050, escenari de referència amb dades de partida de l'any 2020. En verd, els límits superior i inferior de l'HVDC Inter-Island l'any 2019.

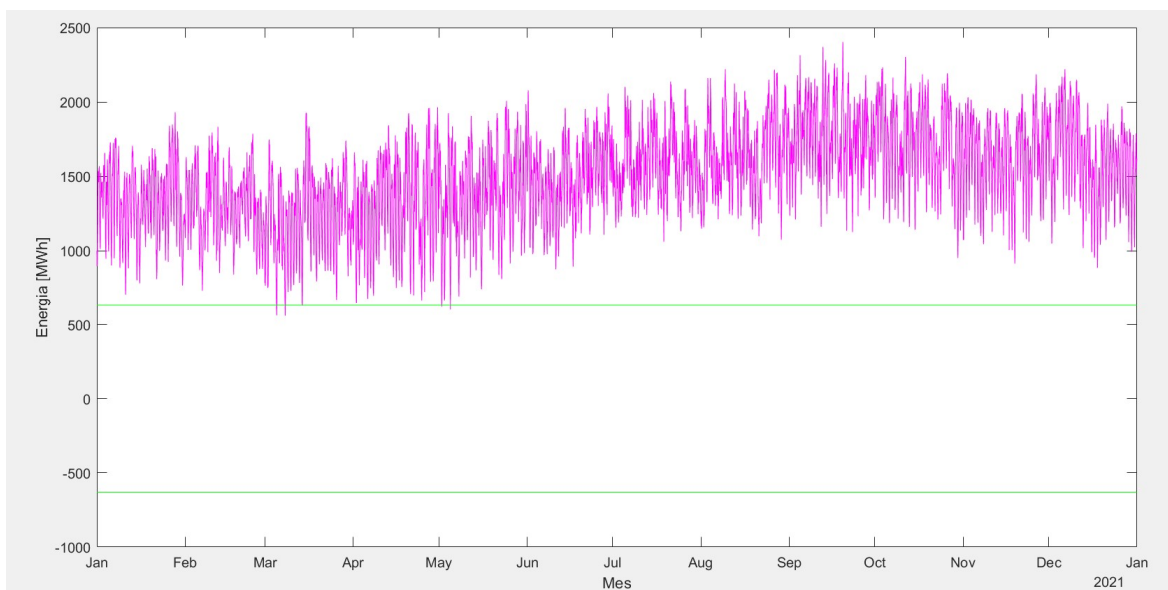


Figura 6.9. Energia disponible per a ser transferida, any 2050, escenari de referència amb dades de partida de l'any 2021. En verd, els límits superior i inferior de l'HVDC Inter-Island l'any 2019.

6.3. Escenari medi-ambiental

A l'EDGS, per a l'escenari medi-ambiental, es considera un augment del consum elèctric d'un 68% (el més alt dels tres escenaris analitzats), un nivell d'electrificació elevat (tant del sector del transport com del sector de l'energia tèrmica) i una alta adopció de solar fotovoltaica residencial. Aquest fet provoca que sigui l'escenari que més potència de nova instal·lació requereix (9600 MW) per a satisfer la nova demanda.

Per a satisfer aquesta demanda, es realitza la següent hipòtesis: pel que fa l'energia geotèrmica, es considera exactament les mateixes condicions i valors que els escenaris anteriors. Quant a l'energia hidroelèctrica, s'instal·la la mateixa capacitat d'energia hidroelèctrica convencional que als casos anteriors (2528 MW) més 343,5 MW d'hidroelèctriques de petita escala. D'aquests, 176,6 MW es localitzen a l'illa del Sud i 166,8 MW a l'illa Nord. També es considera que es desenvolupen 4225 MW d'energia eòlica. Degut als motius exposats a la hipòtesis realitzada de l'escenari anterior, es suposa que s'instal·len 1350 MW a l'illa Sud (32%) i 2875 MW a l'illa Nord (68%). A més a més, també es suposa que s'implementen 1430 MW d'energia solar fotovoltaica a gran escala. Actualment només existeix una planta de 26 MW de potència instal·lada a la illa Nord.

Tot i ser un país plujós, NZ té algunes regions que es troben entre cadenes muntanyoses on es produeix l'efecte d' "ombra de pluja" i per tant on la quantitat d'hores de sol a l'any és alta. Aquestes regions es troben sobretot a la Illa Sud, ja que els Alps del Sud són una serralada relativament alta comparada amb les serralades que es troben a la Illa Nord. Aquestes condicions fan que en algunes zones sigui possible, en un futur, la construcció de plantes solars fotovoltaïques a gran escala. La rendibilitat econòmica i viabilitat tècnica d'aquestes han sigut simulades a l'EDGS, a partir de dades obtingudes a través de satèl·lit i mesures sobre terreny. Una d'aquestes zones és el comtat de Mackenzie, a la regió de Canterbury. *El Generation Stack Update* calcula que s'hi podrien instal·lar fins a 1050 MW de generació fotovoltaïca. També conclou que es podrien instal·lar 380 MW de nova capacitat solar a la illa Nord [54].

Per tant, dels 9616,5 MW de potència instal·lada l'any 2050 de l'escenari medi-ambiental, 2981,7 MW són d'hidroelèctrica, dels quals 2704,7 es troben a la illa Sud, 4225 MW d'eòlica, dels quals 1350 es troben a l'illa estudiada, i 1430 MW de solar fotovoltaïca, dels quals 1050 MW es troben localitzats al Mackenzie Country (a més a més dels 980 MW de potència geotèrmica instal·lats a la illa Nord).

Per a trobar la corba de generació d'aquest escenari per a l'any 2050 es repetirà el procés dels apartats anteriors per a la potència instal·lada d'origen geotèrmic, hidroelèctric i eòlic. Per a la corba de generació referent a l'energia solar fotovoltaïca, caldrà obtenir les dades de radiació per a la regió de Mackenzie amb $\frac{MWh}{MW_{picAC}}$ [55]. Degut a que de moment a NZ no s'ha desenvolupat l'energia solar a gran escala, les dades que es poden aconseguir de producció i irradiació solar són majoritàriament aproximacions. En el cas de la base de dades trobada, els valors donats són d'un dia mig de cada més de l'any, i els valors es donen per a cada hora. S'aproxima que multiplicant el dia mig per el número de dies del mes es pot obtenir un perfil anual de generació aproximat per MW_{picAC} . Per a obtenir els valors en intervals de 30 minuts, s'interpolen els valors horaris. Multiplicant la corba obtinguda per la potència nominal total dels parcs de la zona de Mackenzie, s'obté la corba de generació d'energia solar en MWh per a intervals de mitja hora (Figura 6.10).

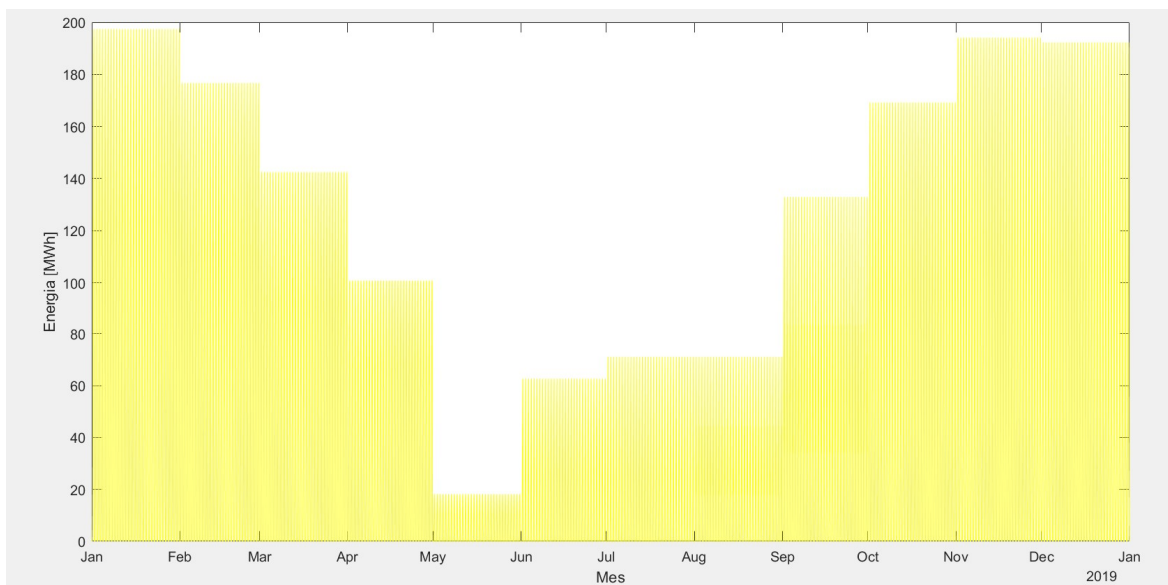


Figura 6.10. Perfil de generació aproximat per 1050 MW de potència instal·lada al Mackenzie Country [55].

Un cop trobades les corbes de generació per les diferents tecnologies, es sumen i es repeteix el procés dels altres escenaris per a obtenir les figures 6.11, 6.12 i 6.13.

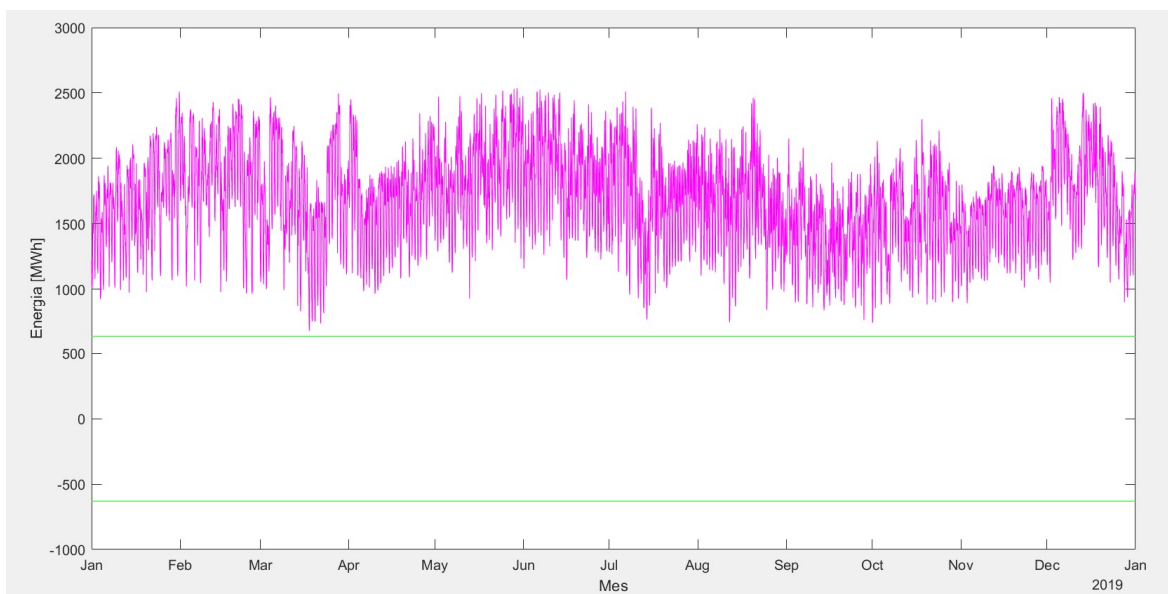


Figura 6.11. Energia disponible per a ser transferida, any 2050, escenari medi-ambiental amb dades de partida de l'any 2019. En verd, els límits superior i inferior de l'HVDC Inter-Island l'any 2019.

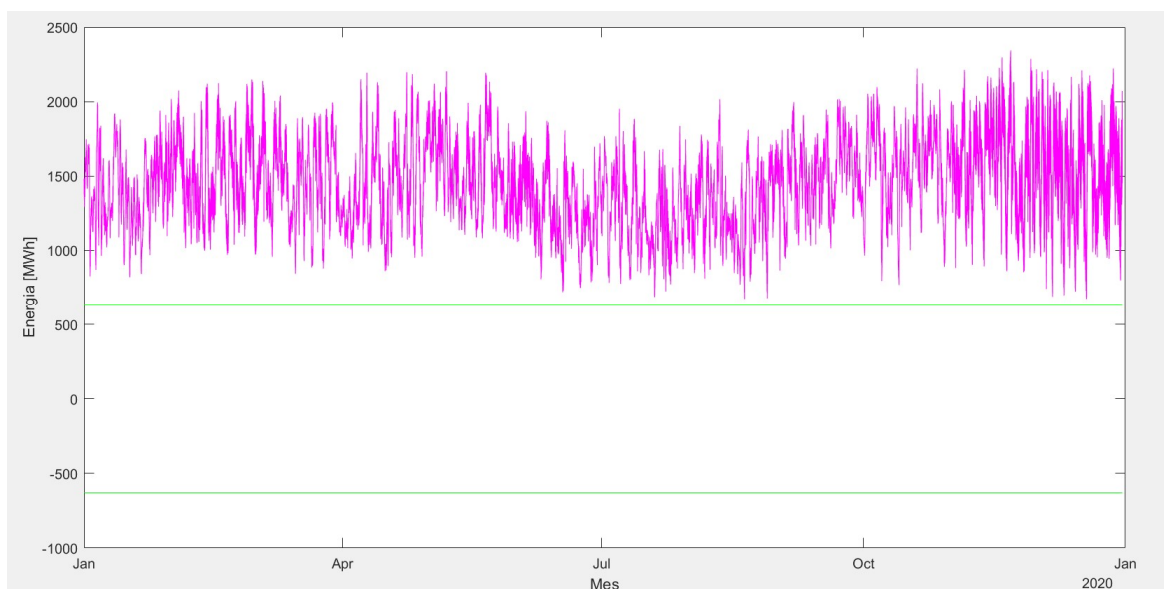


Figura 6.12. Energia disponible per a ser transferida, any 2050, escenari medi-ambiental amb dades de partida de l'any 2020. En verd, els límits superior i inferior de l'HVDC Inter-Island l'any 2019.

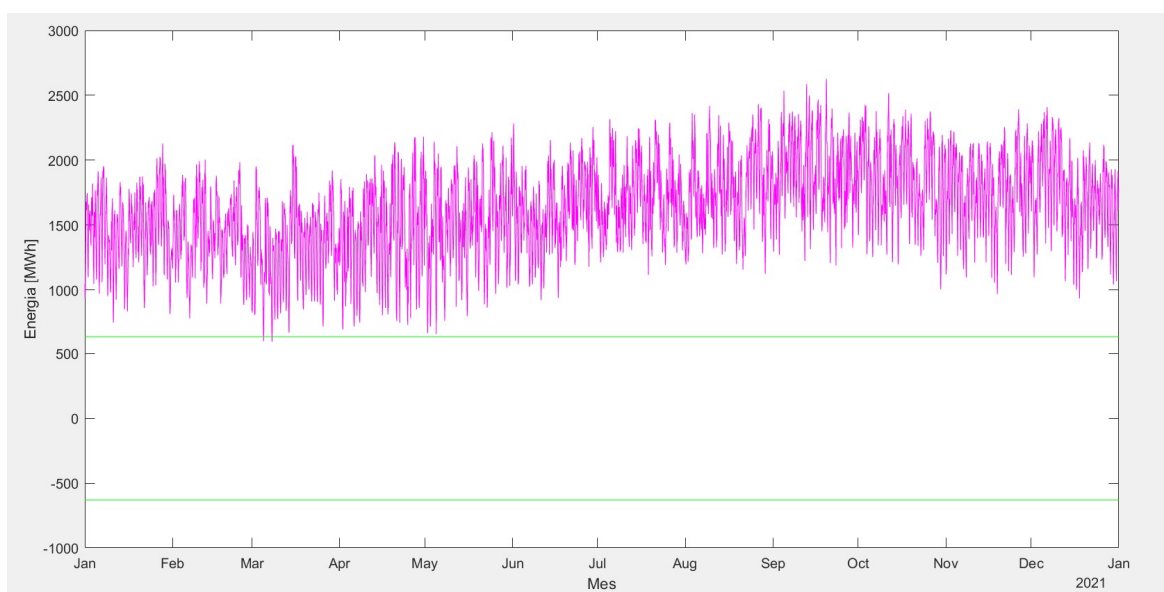


Figura 6.13. Energia disponible per a ser transferida, any 2050, escenari medi-ambiental amb dades de partida de l'any 2021. En verd, els límits superior i inferior de l'HVDC Inter-Island l'any 2019.

Un cop trobades les corbes d'energia disponible per a ser transportada per a cada escenari i any estudiat, es multipliquen per el preu en \$NZ/MWh per a cada període de 30 minuts. La suma de tots els valors a l'any t equivaldrà al flux de caixa F_T en \$NZ. Substituint a l'equació 6.1, s'altera el valor P_{HVDC} de la funció de cost HVDC per al cas estudiat de forma iterativa fins que s'obté un valor òptim

de potència que maximitzi el VAN. Es repeteix aquest procés per als tres escenaris i per a les dades dels tres anys comentats a l'apartat 3, el 2019, el 2020 i el 2021.

7. Resultats

Els resultats obtinguts es presenten a les taules 7.1, 7.2 i 7.3 (per anys, es comparen els escenaris) i les taules 7.4, 7.5 i 7.6 (per escenaris, es comparen els anys). Les taules, a més de mostrar el valor de potència òptim per a cada escenari i any, permeten comparar què passaria si el valor de potència òptim d'un escenari o any es simulés sota les condicions d'un altre.

Com es pot observar a les taules, en cap casella apareixen valors del VAN negatius o iguals a 0. Aquest fet ens indica que encara que la potència no sigui l'òptima per a l'escenari simulat, no es produiran pèrdues econòmiques durant l'operació dels sistema HVDC (mentre el valor de potència sigui l'òptim d'un dels altres escenaris analitzats).

A les taules 7.2, 7.4, 7.5 i 7.6 es pot observar com la covid-19 i la climatologia afecten els resultats obtinguts per a l'any 2020: s'obtenen VAN més baixos i períodes de retorn més grans. Aquest any va ser l'any més dur pel que fa a restriccions i l'aturada de l'economia, a més a més de ser un any amb poques precipitacions.

Com s'observa a totes les taules, els escenaris medi-ambientals presenten VAN més favorables. Aquest fet és degut a que l'increment d'energia a transferir que permet l'ampliació (i per tant l'increment de flux de caixa associat) no és proporcional a l'increment de cost que suposa aquesta ampliació. Per aquest motiu, tant el VAN com el TIR (com el període de retorn) segueixen la tendència: més elevats com més elevada és la inversió.

Els valors del TIR dels diferents escenaris i anys es troben en tots els casos per damunt de la taxa d'interès (2,1%), fet que també ens indica la viabilitat econòmica d'aquestes inversions des del punt de vista del TIR.

		2019						
		Escenari						
Escenari	P. òptima	Global		Referència		Medi-ambiental		
		M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	
Global	2030 MW	VAN	9137,80	5574,06	11510,00	7021,10	13050,00	7960,50
			-					
		TIR	15,01%		16,57%		17,55%	
			Anys.		Anys.		Anys.	
		Retorn	9,80		9,10		8,50	
		Inversió	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€
		1022,60	623,79	1022,60	623,79	1022,60	623,79	
		M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	
Referència	2420 MW	VAN	9101,60	5551,98	11592,00	7071,12	13305,00	8116,05
			-					
		TIR	14,64%		16,22%		17,22%	
			Anys.		Anys.		Anys.	
		Retorn	10,00		9,20		8,70	
		Inversió	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€
		1075,40	655,99	1075,40	655,99	1075,40	655,99	
		M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	
Medi-ambiental	2785	VAN	9052,40	5521,96	11565,00	7054,65	13357,00	8147,77
			-					
		TIR	14,33%		15,90%		16,89%	
			Anys.		Anys.		Anys.	
		Retorn	10,20		9,40		8,80	
		Inversió	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€
		1124,70	686,07	1124,70	686,07	1124,70	686,07	

Taula 7.1. Potències òptimes per a cada escenari, càlcul realitzat amb dades de l'any 2019.

Si es comparen les potències òptimes de les tres primeres taules, 7.1, 7.2 i 7.3, s'observa com es manté una relació proporcional entre a quantitat d'energia transferible de l'illa Sud a la Nord i la potència òptima del HVDC link.

A la taula 7.1 el VAN amb un valor més elevat és el corresponent a l'escenari medi-ambiental òptim, de 2785 MW de potència. També presenta el TIR més alt de la taula, i el tercer període de retorn més baix. El VAN més baix el presenta el cas en que es dimensiona el sistema amb la potència òptima del cas medi-ambiental però es simula en les condicions del cas global. Tot i així, ta i com ja s'ha comentat abans, cal destacar que no es produeixen pèrdues. Aquest patró es repeteix a la taula 7.3, que com

l'any 2019, es tracta d'un any humit amb precipitacions per sobre de la mitja. A la taula 7.2, malgrat que el VAN també segueix el mateix patró que les taules 7.1 i 7.2 pel que fa a on es troben els valors màxims i mínims, el TIR canvia. Aquest resultat podria anar lligat a fet que la generació eòlica i solar tenen prou pes a la corba de generació total de l'any 2020 com per influenciar el resultat, ja que malgrat que a la potència instal·lada domina la hidroelectricitat, si no hi ha recurs hídic la generació serà baixa.

		2020						
		Escenari						
Escenari	P. òptima	Global		Referència		Medi-ambiental		
		M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	
Global	1330 MW	VAN	3165,00	1930,65	5219,00	3183,59	6234,90	3803,29
			-					
		TIR	9,02%		11,49%		12,53%	
			Anys.		Anys.		Anys.	
		Retorn	16,00		13,26		12,60	
			M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€
	Inversió	927,30	565,65	927,30	565,65	927,30	565,65	
		M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	
Referència	1800 MW	VAN	3120,20	1903,32	5341,50	3258,32	6575,80	4011,24
		TIR	8,69%		11,21%		12,32%	
			Anys.		Anys.		Anys.	
		Retorn	16,33		13,50		12,80	
			M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€
	Inversió	991,40	604,75	991,40	604,75	991,40	604,75	
		M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	
Medi-ambiental	2100	VAN	3079,70	1878,62	5322,20	3246,54	6611,10	4032,77
			-					
		TIR	8,48%		11,00%		12,11%	
			Anys.		Anys.		Anys.	
		Retorn	16,50		13,66		13,00	
					f			
			M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€
	Inversió	1032,10	629,58	1032,10	629,58	1032,10	629,58	

Taula 7.2. Potències òptimes per a cada escenari, càlcul realitzat amb dades de l'any 2020.

		2021						
		Escenari						
Escenari	P. òptima	Global		Referència		Medi-ambiental		
		M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	
Global	1890 MW	VAN	9488,10	5787,74	12614,00	7694,54	14754,00	8999,94
			-					
		TIR	14,21%		16,09%		17,22%	
			Anys.		Anys.		Anys.	
		Retorn	11,50		10,40		9,70	
		Inversió	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€
		M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	
Referència	2300 MW	VAN	9449,00	5763,89	12702,00	7748,22	15040,00	9174,40
			-					
		TIR	13,89%		15,77%		16,91%	
			Anys.		Anys.		Anys.	
		Retorn	11,70		10,60		9,80	
		Inversió	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€
		M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	
Medi-ambiental	2625 MW	VAN	9405,20	5737,17	12677,00	7732,97	15083,00	9200,63
			-					
		TIR	13,64%		15,50%		16,65%	
			Anys.		Anys.		Anys.	
		Retorn	11,90		10,70		10,00	
		Inversió	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€
		M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	

Taula 7.3. Potències òptimes per a cada escenari, càlcul realitzat amb dades de l'any 2021.

		Escenari Global						
		Anys						
		2019		2020		2021		
Any dades	P. òptima	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	
2019	2030 MW	VAN	9137,80	5574,06	3089,20	1884,41	9480,50	5783,11
		TIR	15,01%		8,52%		14,10%	
			Anys.		Anys.		Anys.	
		Retorn	9,8		16,1		11,6	
			M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€
		Inversió	1022,6	623,8	1022,6	623,8	1022,6	623,8
		M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	
2020	1330 MW	VAN	8624,10	5260,70	3165,00	1930,65	9218,60	5623,35
		TIR	15,51%		9,02%		14,61%	
			Anys.		Anys.		Anys.	
		Retorn	9,5		16		11,3	
			M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€
		Inversió	927,30	565,65	927,30	565,65	927,30	565,65
		M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	
2021	1890 MW	VAN	9126,60	5567,23	3108,10	1895,94	9488,10	5787,74
		TIR	15,11%		8,62%		14,21%	
			Anys.		Anys.		Anys.	
		Retorn	9,8		16		11,5	
			M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€
		Inversió	1003,60	612,20	1003,60	612,20	1003,60	612,20

Taula 7.4. Potències òptimes per a cada any i escenari, càlcul realitzat amb dades de l'any 2019.

Any dades	P. òptima	Escenari de Referència						
		Anys						
		2019		2020		2021		
		M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	
2019	2420 MW	VAN	11.592,00	7.071,12	5.282,30	3.222,20	12.697,00	7.745,17
		TIR	16,22%		10,77%		15,67%	
		Anys.						
		Retorn	9,2		13,8		10,6	
		Inversió	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€
		1075,40	655,99	1075,40	655,99	1075,40	655,99	
		M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	
2020	1800 MW	VAN	11337,00	6915,57	5341,50	3258,32	12558,00	7660,38
		TIR	16,76%		11,21%		16,16%	
		Anys.						
		Retorn	9,0		13,5		10,4	
		Inversió	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€
		991,40	604,75	991,40	604,75	991,40	604,75	
		M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	
2021	2300 MW	VAN	11586,00	7067,46	5298,20	3231,90	12702,00	7748,22
		TIR	16,33%		10,85%		15,77%	
		Anys.						
		Retorn	9,2		13,8		10,6	
						f		
		Inversió	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€
		1059,20	646,11	1059,20	646,11	1059,20	646,11	

Taula 7.5. Potències òptimes per a cada any i escenari, càlcul realitzat amb dades de l'any 2020.

		Escenari Medi-Ambiental						
		Anys						
		2019		2020		2021		
Any dades	P. òptima	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	
2019	2785 MW	VAN	13.357,00	8.147,77	6.546,00	3.993,06	15.076,00	9.196,36
		TIR	16,89%		11,63%		16,52%	
			Anys.		Anys.		Anys.	
		Retorn	8,8		13,3		10,1	
			M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€
		Inversió	1124,70	686,07	1124,70	686,07	1124,70	686,07
		M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	
2020	2100 MW	VAN	13.119,00	8.002,59	6.611,10	4.032,77	14.947,00	9.117,67
			-					
		TIR	17,49%		12,11%		17,07%	
			Anys.		Anys.		Anys.	
		Retorn	8,6		13		9,8	
			M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€
Inversió	1032,10	629,58	1032,10	629,58	1032,10	629,58		
		M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	
2021	2625 MW	VAN	13348,00	8142,28	6566,90	4005,81	15083,00	9200,63
			-					
		TIR	17,03%		11,74%		16,65%	
			Anys.		Anys.		Anys.	
		Retorn	8,8		13,2		10	
			M\$NZ	M€	M\$NZ	M€	M\$NZ	M€
Inversió	1103,10	672,89	1103,10	672,89	1103,10	672,89		

Taula 7.6. Potències òptimes per a cada any i escenari, càlcul realitzat amb dades de l'any 2021.

Per als resultats corresponents a les taules 7.4, 7.5 i 7.6, apareix un patró en forma de creu pel que fa al VAN. L'any 2020 presenta els valors més baixos, mentre que a les cantonades hi trobem els valors més alts. Concretament, el valor més alt sempre es troba a la cantonada inferior dreta, seguida de la cantonada superior dreta. Aquest fet podria està lligat a un major preu de l'energia per a aquests anys, fet que fa que aquests sempre siguin els valors més alts de la taula independentment dels escenaris. El valor més baix (VAN) sempre es troba a la casella superior de la columna central (potència òptima 2019 per a l'escenari amb les dades del 2020). El TIR i el retorn de la inversió no segueixen un patró clar en aquest cas.

Anàlisi de l'impacte ambiental

Durant la realització d'aquest treball, tots els resultats obtinguts i càlculs realitzats han estat a nivell d'estudi i simulació. Per aquest motiu, l'impacte ambiental del treball és baix. S'ha realitzat en un ambient urbà edificat (biblioteca), i per tant l'impacte ambiental generat ve degut al consum energètic dels equips utilitzats (ordinador portàtil), l'energia utilitzada per a la il·luminació i climatització de l'espai de treball i el cost de servei/manteniment d'aquest espai.

Pel que fa a l'impacte ambiental d'una possible ampliació del HVDC Inter-Island, cal tindre en compte l'impacte que tindria durant la fase de construcció i l'impacte durant la fase d'operació. Durant la fase de construcció, els impactes principals serien els relacionats amb la instal·lació dels cables (tant en ambients terrestres com marins) sobre la flora i la fauna local. També s'haurien de tindre en compte els materials utilitzats per a la implantació de la línia de transmissió i el transport d'aquests materials fins a la zona de muntatge, a més de l'impacte visual i acústic que els treballs de construcció causarien sobre el territori. S'hauria de parar especial atenció als 40 km de cable submarí de l'estret de Cook (entre les illes Nord i Sud), ja que els impactes acústics poden perjudicar espècies com els dofins i les balenes, que utilitzen el passatge com a via migratòria. Per a minimitzar aquest factor simplement es podrien planificar les obres per a que la col·locació del cable submarí es realitzi durant una època de l'any en que aquestes espècies es trobessin absents de la zona.

Durant la fase d'operació de la línia HVDC, els principals impactes ambientals són la generació de camp magnètic que les línies de transmissió generen. Aquest fet pot generar un petit impacte sobre la fauna terrestre i marina, tot i que menor que el d'una línia de transport de potència equivalent de corrent alterna, i no arriben a causar en cap cas danys irreversibles a la fauna local [56]. Per una línia de transmissió de ± 500 kV DC la densitat de flux és d'uns $25 \mu\text{T}$, essent el camp magnètic natural de la Terra és de $40 \mu\text{T}$ [57].

Altres impactes associats a l'operació d'aquesta possible ampliació del sistema HVDC Inter-Island serien causats per elements com les estacions convertidores i les torres aèries, que poden causar un impacte ambiental considerable. Els transformadors presents a les subestacions convertidores també poden causar contaminació acústica, igual que els transformadors associats a la transmissió d'alt voltatge i corrent altern. També apareixen impactes ambientals sobre la població, com ara la restricció de la pesca marina al voltant del cable de transmissió (per a evitar danys a aquest).

Amb referència a l'impacte sobre les emissions de gasos d'efecte hivernacle, tot i que durant la construcció d'aquesta línia es pugin generar emissions (degut a la fabricació i el transport dels components i elements del sistema), la possible realització de l'ampliació suposaria una disminució important de les emissions de NZ com a país, ja que aquest *link* permetria el tancament de les

principals centrals tèrmiques convencionals del país que utilitzen gas i carbó com a combustible i la seva substitució per energies d'origen renovable.

Conclusions

Com s'ha pogut constatar a l'apartat anterior, els dimensionats del tercer escenari, el medi-ambiental, són els que presenten un major retorn econòmic, un VAN més elevat. Aquest escenari, simulat l'any 2021, comporta un VAN de 15083 M\$NZ o 9200 M€. Suposant que es decidís tirar endavant el projecte i un cop inaugurat el sistema HVDC vingués un període de sequera, el VAN passaria a ser de 6566,90 \$MNZ, uns 4000 M€. Encara que menys favorable, aquesta inversió continua essent viable econòmicament. Per tant, la potència de dimensionat per la qual recomanaria ampliar el *link* HVDC actual (sempre tenint en compte que els càlculs s'han realitzat basats en una sèrie d'hipòtesis que poden o no complir-se) seria de 2625 MW a 500kV. Aquesta conclusió concorda amb les decisions polítiques i legislatives que ha estat duent a terme durant els últims anys el parlament i govern neozelandesos (objectiu net-zero emissions per a l'any 2050 i els objectius establerts a la NZ Energy Strategy for 2050, corresponents a l'escenari medi-ambiental de l'EDGS). Com a futur treball, es podria aplicar aquest tipus de metodologia (optimització de la potència d'una línia de transmissió per criteris econòmics) a la xarxa de la illa Nord, per tal de trobar possibles solucions per al transport d'energia entre el terminal nord de l'HVDC Inter-Island *link* a Haywards (sud de la illa Nord) fins als centres de consum principals (Auckland, Hamilton, Tauranga, al nord de la illa Nord).

Pressupost

En aquesta secció es presenta el pressupost del projecte. Al tractar-se d'un treball de simulació i programació, tindrà dos capítols principals, mà d'obra i material informàtic. L'IVA s'aplicarà al final, al sumar ambdós conceptes.

Mà d'obra

El pressupost corresponent al concepte de la mà d'obra es mostra a la Taula P.1.

Concepte	Preu/hora [€/hora]	Hores	Total [€]
Cerca d'informació	30	210	6.300
Programació	30	200	6.000
Redacció	30	190	5.700
Total		600	18.000

Taula P.1. Pressupost de la mà d'obra.

Material informàtic.

El pressupost corresponent al material informàtic es mostra a la Taula P.2.

Concepte	Preu/unitat [€/u.]	Unitats utilitzades	Total [€]
Ordinador portàtil	1.200	0,2	240
MATLAB®	6.000	0,5	3.000
Total			3.240

Taula P.2. Pressupost del material informàtic.

Suma per capítols.

El pressupost total del projecte es troba a la Taula P.3.

Concepte	(% de sub-total)	Total [€]
Mà d'obra		18.000
Material informàtic		3.240
Sub-total		18.324
Costs operatius	10	1.832,4
Total		20.156,4

Taula P.3. Pressupost total del projecte.

Bibliografia

- [1] C. Moler, *MATLAB*[®]. Albuquerque, New Mexico, U.S.A.: The MathWorks, Inc., 1984.
- [2] J. Stevenson-Wallace, "Electricity Authority - EMI (market statistics and tools)", *Electricity Market Information-Te Mana Hiko*, 2010. [Online]. Disponible: <https://www.emi.ea.govt.nz/>. [Accés: 08-Març- 2022].
- [3] "Transmission system", *Electricity Authority – Te Mana e Hiko*, 2021. [Online]. Disponible: <https://www.ea.govt.nz/>. [Accés: 15- Març- 2022].
- [4] A. Carson, "Sustainable Development Report", New Zealand Aluminium Smelters Limited, Bluff, New Zealand, 2014. Disponible: <https://www.ea.govt.nz/>. [Accés: 02- Abril- 2022].
- [5] Ministry of Business, Innovation and Employment, "Hydro generation stack update for large-scale plant", New Zealand Government, Wellington, New Zealand, 2020. Disponible: <https://www.mbie.govt.nz/>. [Accés: 04- Abril- 2022].
- [6] "Electricity Statistics", *Ministry of Business, Innovation and Employment*, 2021. [Online]. Disponible: <https://www.mbie.govt.nz/>. [Accés: 07- Abril- 2022].
- [7] "Huntly Power Station", *Genesis Energy*, 2017. [Online]. Disponible: <https://www.genesisenergy.co.nz/>. [Accés: 08- Abril- 2022].
- [8] "What is geothermal?", *New Zealand Geothermal Association*, 2017. [Online]. Disponible: <https://www.genesisenergy.co.nz/>. [Accés: 10- Abril- 2022].
- [9] [6]"Electricity statistics | Ministry of Business, Innovation & Employment", *Ministry of Business, Innvation & Employment*, 2022. [Online]. Available: <https://www.mbie.govt.nz>. [Accessed: 11- Apr- 2022].
- [10] "Subnational population estimates", *Stats NZ - Tatauranga Aotearoa*, 2021. [Online]. Disponible: <https://nzdotstat.stats.govt.nz/>. [Accés: 26- Maig- 2022].
- [11] Ministry of Business, Innovation and Employment, "Energy in New Zealand 21", Government of New Zealand, Wellington, New Zealand, pp.6, 2021.
- [12] Transpower New Zealand Ltd, "Annual Planning Report", Wellington, New Zealand, 2012.

- [13] Ganiyu A. Ajenikoko and Olawale O. Olaluwoye., "Effect Of Reactive Power Flow On Transmission Efficiency And Power Factor". *International Journal of Recent Scientific* Vol. 6, Nº 7, pp.5249-5253, Juliol, 2015.
- [14] P. Teixeira, "Multi-Terminal DC Networks: System Integration, Dynamics and Control", CPI Koninklijke Wöhrmann, Delft, Alemanya, Març 2014.
- [15] E. Mokhtar, "Benefits of HVDC for reducing the risk of cascading outages and large blackouts in AC/DC hybrid grid", *Conference: Control, Engineering & Information Technology (CEIT)*, Research Gate, Tlemcen, Algèria, Maig 2015.
- [16] M. Trabado, "Anàlisi, modelització i control de convertidors LCC per aplicacions HVDC", Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, 2016.
- [17] G. Olguin, "Estudios para el desarrollo de una Interconexión HVDC", Sydney, Australia, 2013.
- [18] J. Rebled Lluçh, "Power transmission systems for offshore wind farms: Technical-economic analysis", Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, Espanya, 2015.
- [19] Transpower, HVDC Pole 3 Inter-island Link Project factsheet, 1era ed. Wellington, New Zealand: The National Grid, pp. 3-4, Novembre 2010.
- [20] "HVDC Transfer Latest Data", *Transpower*, 2022. [Online]. Disponible: <https://www.transpower.co.nz/>. [Accés: 30- Maig- 2022].
- [21] Ministry of Business, Innovation and Employment, " Electricity demand and generation scenarios: Scenario and results summary", New Zealand Government, Wellington, New Zealand, Juliol 2019. Disponible: <https://www.mbie.govt.nz/>. [Accés: 11- Abril- 2022].
- [22] "About Us", *New Zealand Government*, 2022. [Online]. Disponible: <https://comcom.govt.nz/>. [Accés: 4- Juny- 2022].
- [23] "Electricity demand and generation scenarios (EDGS)", *Ministry of Business, Innovation and Employment*, 2022. [Online]. Disponible: <https://www.mbie.govt.nz/>. [Accés: 6- Juny- 2022].
- [24] "Climate Change Response (Zero Carbon) Amendment Act 2019", *Ministry of the Environment*, 2022. [Online]. Disponible: <https://environment.govt.nz/>. [Accés: 27- Març- 2022].
- [25] G. Pavlos and A. Eleftherios, "Distribution transformer cost evaluation methodology incorporating environmental cost", IEEE Xplore, 2010.

- [26] ABB, "HVDC Development topics - HVDC Costs", ABB, 2022.
- [27] Ministry of the Environment, "New Zealand Energy Strategy to 2050", *New Zealand Government*, Wellington, New Zealand, 2007.
- [28] "COVID-19 economic response", *Ministry of Business, Innovation and Employment*, 2022. [Online]. Disponible: <https://www.treasury.govt.nz/>. [Accés: 6- Maig- 2022].
- [29] Wilson. Pandemic leadership: Lessons from New Zealand's approach to COVID-19. Juny 2020; 16(3) pp.279-93.
- [30] E. Nava, "Annual Climate Summary 2019", *New Zealand Government*. Gener 2020. [Online]. Disponible: <https://niwa.co.nz/>. [Accés: 18- Maig- 2022].
- [31] E. Nava, B. Noll , C. Brandolino , G. Macara, "Annual Climate Summary 2020", *New Zealand Government*. Gener 2021. [Online]. Disponible: <https://niwa.co.nz/>. [Accés: 18- Maig- 2022].
- [32] E. Nava, "Annual Climate Summary 2021", *New Zealand Government*. Gener 2020. [Online]. Disponible: <https://niwa.co.nz/>. [Accés: 18- Maig- 2022].
- [33] "Currency conversion", *Ministry of Business, Innovation and Employment*, 2022. [Online]. Disponible: <https://www.currency.me.uk>. [Accés: 31- Maig- 2022].
- [34] Ministry of Business, Innovation and Employment, "Energy in New Zealand 21", *Government of New Zealand*, Wellington, New Zealand, pp.25, 2021.
- [35] Siemens, "Upgrade of New Zealand HVDC Pole III", *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Wellington, New Zealand, 2014.
- [36] J. Johansson, "Tecnología HVDC: características y beneficios", *ABB Group - Power Systems – HVDC*, Santiago de Chile, junio 2016.
- [37] L. Englund, M. Lagerkvist, R. Dass, "HVDC superhighways for China" *ABB Group - Power Systems – HVDC*, Ludvika, Suècia, abril 2003.
- [38] Grupo Cobra, "Cobra awards the construction of two HVDC converter stations of 1300 MW in Tajikistan and Pakistan", setembre de 2018. [Online]. Disponible: <https://www.grupocobra.com/>. [Accés: 19- Maig- 2022].

- [39] M. Gul, T. Nengling, H. Wentao, N. Muhammad Haroon, A. Muhammad, "Technical and Economic Assessment of VSC-HVDC Transmission Model: A Case Study of South-Western Region in Pakistan, Mdpi AG, Electronics; Basel Tomo 8, N.º 11, 2019
- [40] L. Girao, K. Pasco, "Deal reached: Tiwai to stay open until 2024", *Otago Daily Times*. Gener 2020. [Online]. Disponible: <https://www.odt.co.nz/>. [Accés: 25- Febrer- 2022].
- [41] "Manapōuri hydro station", *Meridian Energy*. Gener 2020. [Online]. Disponible: <https://www.meridianenergy.co.nz/>. [Accés: 13- Abril- 2022].
- [42] P. Ramírez, "Van y TIR: Concepto, diferencias y cómo calcularlos", *E3 TV*, març 2022. [Online]. Disponible: <https://economia3.com/>. [Accés: 25- Febrer- 2022].
- [43] J. Navarro, "Cómo calcular la viabilidad económica de una inversión", *Orange*, agost 2019. [Online]. Disponible: <https://hablemosdeempresas.com/>. [Accés: 26- Març- 2022].
- [45] Ministry of Business, Innovation and Employment, "Energy in New Zealand 21", Government of New Zealand, Wellington, New Zealand, 2021.
- [46] Ministry of Business, Innovation and Employment, "Generation stack updates", *New Zealand Government*, 2020. [Online]. Disponible: <https://www.mbie.govt.nz/>. [Accés: 28- Març- 2022].
- [47] Ministry of Business, Innovation and Employment, "Geothermal Generation Stuck Update", *New Zealand Government*, 2020. [Online]. Disponible: <https://www.mbie.govt.nz/>. [Accés: 24- Abril 2022].
- [48] Ministry of Business, Innovation and Employment, "Hydro generation stack update for large-scale plant", *New Zealand Government*, 2020. [Online]. Disponible: <https://www.mbie.govt.nz/>. [Accés: 25- Abril 2022].
- [49] Ministry of Business, Innovation and Employment, "Wind Generation Stuck Update 2020", *New Zealand Government*, 2020. [Online]. Disponible: <https://www.mbie.govt.nz/>. [Accés: 25- Abril 2022].
- [50] "Wind energy resources in New Zealand", New Zealand Wind Energy Association, agost 2019. [Online]. Disponible: <https://www.windenergy.org.nz/>. [Accés: 30- Abril- 2022].
- [51] "Wind energy resources in New Zealand", New Zealand Wind Energy Association, agost 2019. [Online]. Disponible: <https://www.windenergy.org.nz/>. [Accés: 4- Maig- 2022].
- [52] S. Saladié, "Conflicte socio-econòmic i polític del desplegament de l'energia eòlica a Catalunya". *Conflicte entre el paisatge i l'energia eòlica*. Lleida, Catalunya, Espanya. Arts Gràfiques Bobalà, 2018.

- [53] "West Wind Farm", *Meridian Energy*. Gener 2020. [Online]. Disponible: <https://www.meridianenergy.co.nz/>. [Accés: 17- Abril- 2022].
- [54] Ministry of Business, Innovation and Employment, "Economics of Utility-Scale Solar in Aotearoa New Zealand", *New Zealand Government*, 2020. [Online]. Disponible: <https://www.mbie.govt.nz/>. [Accés: 7- Maig 2022].
- [55] Solarview, "Mackenzie Country", *Niwa – Taihoro Nukurangi*, 2022. [Online]. Disponible: <https://solarview.niwa.co.nz/>. [Accés: 9- Maig 2022].
- [56] W. Bailey, D. Weil and J. Stewart, *HVDC Power Transmission Environmental Issues Review*, 1era ed. Oak Ridge, Tennessee: U.S. Department of Energy, 1997.
- [57] S. Jaggi and N. Sharma, *Relative assesment of HVDC and HVAC transmission systems*, 1era ed. Jammu, India: International Journal of Advance Research in Science and Engineering, 2015.

