

2021年6月30日

一般社団法人 再生可能エネルギー長期安定電源推進協会

洋上風力の大量導入に向けた海底直流送電線新設の必要性に関して

～系統連系課題の解消に向けて～

一般社団法人再生可能エネルギー長期安定電源推進協会（REASP）は、主力電源としての再生可能エネルギーを長期安定的な電源として普及促進し、エネルギー安全保障と国民生活に寄与するため、再生可能エネルギー発電事業者や電源の普及促進を支える金融機関等の事業者団体として、2019年12月に設立されました。

設立後、太陽光、風力を中心とする再生可能エネルギーの大量導入に向けた系統・調整力を含めた政策提言、再生可能エネルギー電源のコスト最適化、エネルギーの地産地消及び再生可能エネルギー活用による地域産業基盤創設検討への提言等を目指して活動しております。

特に、昨年、政府より発表のあった2050年カーボンニュートラル実現という目標に向けては、2020年末に発表されたグリーン成長戦略で描かれているように「電化領域」、「非電化領域（熱、運輸等）」双方での大幅なCO₂削減に向け、官民一体となった施策の総動員が必要と考えております。

REASPでは、上記カーボンニュートラルを実現するための再生可能エネルギーの大量導入のシナリオを検討しており、このシナリオを支える手段として、海底直流送電を含む系統整備、調整力確保等の課題と施策案を整理しました。

今般、この整理の結果を受けて、洋上風力の大量導入に向けた海底直流送電新設に関して、下記の提言をいたします。

記

提言

- 将来、大量に導入されることが想定される洋上風力発電由来の電力を需要消費地に届けるためには、現状の送電網だけでは送電容量が不十分であり、欧州などで導入が進む海底直流送電網の構築が課題解決の1つとして有効であると考えている。今般、北海道から本土への海底直流送電新設ケースの概算のルート、コスト、工程見込みについて、REASPにて独自に算定し、費用便益分析を行ったところ、洋上風力発電の稼働率上昇によって削減できる社会的コストが、海底直流送電網構築のコストを大きく上回るという結果を得た。よって、長距離海底直流送電の整備に向けた検討の早期着手を提言する。

- 本文にて詳述するとおり、海底直流送電網の新設は、時間、コストがかかるため、本年3月15日より経済産業省資源エネルギー庁にて開催されている「長距離海底直流送電の整備に向けた検討会」における検討の中で、早急に実施すべき事項を整理の上、実現に向けて着手が必要である。

- 再エネ電源種横断の業界団体として、REASPは、系統や調整力も含めた長期のエネルギーシステムの最適化に向けて議論し、継続的に提言していく。また、海底直流送電網の構築に加えて、地域のエネルギー需要特性もふまえ、電気、水素等の地産地消の取組みとも連携させたビジネススキームや資金調達方法（上場インフラファンド活用等）などについても検討を進め、提言等を実施していく予定である。

検討の概要は以下の通り。

■ 直流送電ルート検討（概要）

北海道の風力発電（着床式及び浮体式）の導入量を、2030年には日本海側1.5GW、2040年には日本海側8GW、2050年には日本海側21.1GW、道央4.5GW、太平洋側4.5GW、合計30.1GWと想定し、以下の送電ルートを選定した。

① 日本海側送電ルート（2ルート）

- ・ 道央日本海側 → 日本海側エリア1（約850km）
- ・ 道央日本海側 → 日本海側エリア2（約1,400km）

② 太平洋側送電ルート（2ルート）

- ・ 道央太平洋側 → 太平洋側エリア（約650km）
- ・ 道東太平洋側 → 太平洋側エリア（約1,050km）

■ 海底直流送電網構築の工期推定（概要）

海底直流送電ルート想定および欧州の事例に基づき、海底直流送電網構築の工期・工程を以下の通り想定した。

- ・ HVDC設備の工期は5ヵ年／増強
- ・ 直流送電ケーブルはHVDC設備の運開半年前までに敷設完了
- ・ 2030年時点での運開容量は1.5GW
- ・ 2040年時点での運開容量は7.5GW
- ・ 2050年時点での運開容量は23.5GW

■ 海底直流送電網構築のコスト規模推定（概要）

欧州の事例に基づき、海底直流送電網のコスト規模を以下の通り推定した。

- ・ ケーブルの合計推定コスト 約3.9兆円
- ・ HVDCの合計推定コスト 約1.2兆円

但し、上記推定コストには陸上側交流ケーブルコスト、設備建屋に係るコスト、漁業補償に係るコスト、土地代は含まない。なお、国内仕様とした場合は変動要因がある。また、プロジェクトごとの詳細仕様は不明のため設備容量で概算している。

■ 海底直流送電網構築の費用便益分析（概要）

海底直流送電網構築の便益として、「火力運用に係る燃料費の削減」、「CO₂排出削減による環境価値」を想定して評価した結果、以下の試算を得た。

費用便益試算結果

項目		2030年	2040年
費用	ケーブル	85億円/年	421億円/年
	HVDC	29億円/年	146億円/年
	費用計	115億円/年	566億円/年
便益	燃料費削減	277億円/年	1,539億円/年
	CO2削減	323億円/年	2,124億円/年
	便益計	601億円/年	3,663億円/年
B/C	燃料費のみ	2.4	2.7
	CO2削減込み	5.2	6.5

燃料費のみでも費用便益比 (B/C) は 1 を大きく上回る (但し、海底直流送電がない場合は洋上風力の電力が全量抑制されるものとして試算)。CO₂削減効果込みの試算では、海底直流送電網を構築しなかった場合の洋上風力の電力の抑制率が 19%以上であれば、B/C は 1 以上となる。

1. 前提条件等

- 2050 年カーボンニュートラル実現に向けて、太陽光と風力を二大電源と位置づけ、風力は 2050 年までに合計 143GW、内訳は陸上風力 20GW、洋上風力 123GW (着床式 23GW、浮体式 100GW) の導入想定を旧一電エリアごとに時系列で想定。
- 特に 30GW の洋上風力の導入想定をしている北海道は道内の電力需要が小さく、北本の増強等でも系統に流せない電気が相当量出てくる見込みとなり、海底直流送電線を新設し、日本海側、太平洋側に接続する想定とした。
また、2050 年時点で運転期間が 60 年以内でかつ 2020 年 12 月末で新規制基準適合性審査申請済のものを稼働している前提とし、2050 年時点で稼働を想定しない原子力発電設備のうち、日本海側および太平洋側の各原子力発電所の系統枠を利用した海底直流送電線を敷設し、洋上風力の電力を送電することを想定した。
- 系統マスタープランの第一段階の整理が 2030 年、洋上風力関連は 2040 年の時間軸で整理されることを受け、欧州事例ベースで、北海道からの海底直流送電新設ケースのおおよそのルート、コスト、工程見込みをした。

2. 海底直流送電ルート、工程想定、欧州事例ベースでのコスト想定

2.1 風力発電導入想定

REASP では、昨年¹の洋上風力官民協議会での JWPA・METI 資料を参照し、北海道における 2030 年/2040 年/2050 年の洋上風力発電導入量を表 2-1 の通り想定した。2030 年には日本海側に計 1.5G、2040 年には日本海側に計 8GW、2050 年には日本海側に計 21.1GW、道央に計 4.5GW、太平洋側に計 4.5GW、合計 30.1GW の導入を想定した。

表 2-1 2030 年/2040 年/2050 年の風力発電導入想定（北海道）

導入箇所	単位	2030 年	2040 年	2050 年	比率
道央日本海側	GW	1.5(着)	8.0 (着 3.5, 浮 4.5)	21.1 (着 4.6, 浮 16.5)	70%
道央太平洋側	GW	0.0	0.0	4.5(浮)	15%
道東太平洋側	GW	0.0	0.0	4.5(浮)	15%

2.2 海底直流送電の想定ルート

海底直流送電で大都市などの大量需要消費地の近くに接続することは、送電網の構築コストの観点から難しいため、日本海側・太平洋側の各送電ルートを検討した。



図 2-1 海底直流送電の想定

¹ 経済産業省 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会 2020 年 7 月 17 日、同 12 月 15 日開催

2.3 海底直流送電網の構築における規模推定

欧州などの事例²をベースに、REASP 独自に工期およびプロジェクトコストの規模推定を行った。

2.3.1 工期推定

風力発電導入想定および海底直流送電ルート想定に基づき、海底直流送電設備の工期・工程を想定した。なお、以下を前提条件とした。

- ・ 高圧直流送電（HVDC）設備の工期は5 か年／増強で工期を推定
- ・ 直流海底ケーブルは複数社での供給や将来設備投資を想定し、HVDC 設備の運開半年前までに敷設完了を前提とし設定

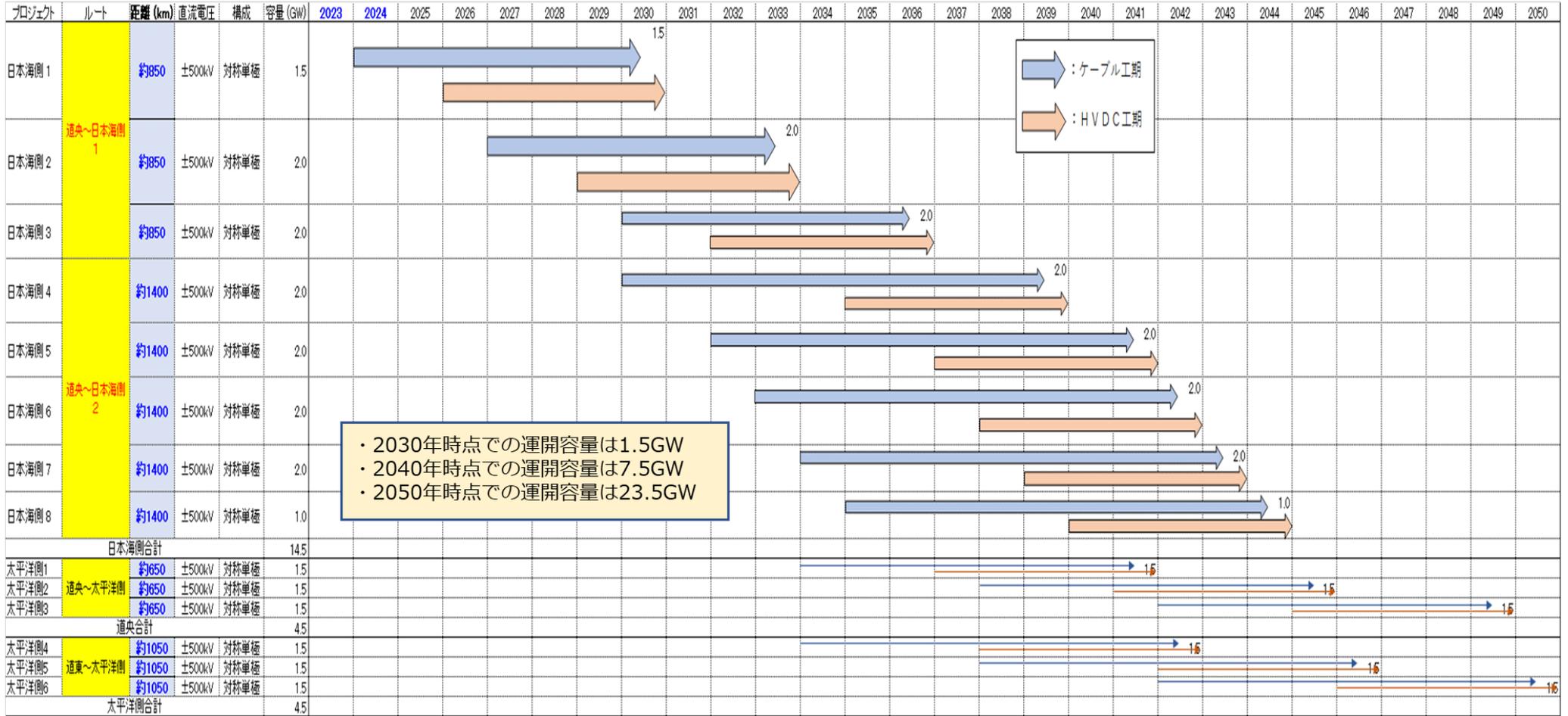
工期の想定結果を表 2-2 に示す。

2030 年時点での運開容量は 1.5GW、2040 年時点での運開容量は 7.5GW、2050 年時点での運開容量は 23.5GW となる。

² <https://tyndp2020-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets>

表 2-2 直流送電設備の工期想定

・HVDC工期5か年/増強で推定
 ・ケーブルはHVDC運開半年前までの敷設完了を想定



2.3.2 コスト規模推定

ENTSO-E や National-Grid などの欧州公開コスト資料³に基づきコスト規模推定を行った。推定においては以下を条件とした。

- ・ 対称単極（シンメトリカルモノポール）構成を想定。（正負で2本、中性線なし）
- ・ 欧州コスト情報ベースの推定概算コスト
- ・ 調査設計の過程でコストは大幅に変動する可能性あり
- ・ ケーブル製造布設工程については複数社での供給や将来設備投資を想定した超概略
- ・ 漁業補償に係るコスト、土地代は含まない
- ・ 輸送や工事安全基準（業者の認定含む）、官庁申請などに係る費用は含まない
- ・ HVDC 設備については ENTSO-E の Project Sheet³ から以下の推定により概算した
 - ✓ HVDC システムおよび連系交流設備は含んだ推定であるが、国内仕様の交流設備（GIS）とすることや連系回線数等でコストの変動要因がある
 - ✓ ENTSO-E のコストは HVDC の建屋も含んだ推定であるが、国内仕様の建屋とすることによるコスト変動要因がある
 - ✓ 欧州実績データではプロジェクトごとの詳細仕様は不明なため、設備容量に応じて以下コスト規模として概算した
 - 1.0GW 用設備：600 億円
 - 1.5GW 用設備：750 億円
 - 2.0GW 用設備：1,000 億円
- ・ 上記以外の付帯設備のコストは含まない

³ <https://tyndp2020-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets>

表 2-3 に示す。

日本海側ルートのカベブルと HVDC の合計コストは約 3.3 兆円、道央太平洋側ルートのカベブルと HVDC の合計コストは 7,476 億円、道東太平洋側ルートのカベブルと HVDC の合計コストは約 1 兆円と推定され、全ルートの合計コストは約 5.1 兆円と推定される。

なお、なお海底カベブルのコストは海底及び海象条件や社会的要因により大きく左右されるため、別途机上調査や海洋調査を実施した上での正確なコスト算定が望ましい。

表 2-3 直流送電設備のコスト推定

プロジェクト	ルート	ケーブル推定コスト [億円]	HVDC推定コスト [億円]
日本海側 1	道央～日本海側 1	2,197	750
日本海側 2		2,366	1,000
日本海側 3		2,366	1,000
日本海側 4	道央～日本海側 2	3,892	1,000
日本海側 5		3,892	1,000
日本海側 6		3,892	1,000
日本海側 7		3,892	1,000
日本海側 8		3,336	600
道央～日本海側合計		25,833	7,350
太平洋側 1	道央～太平洋側	1,742	750
太平洋側 2		1,742	750
太平洋側 3		1,742	750
道央～太平洋側合計		5,226	2,250
太平洋側 4	道東～太平洋側	2,756	750
太平洋側 5		2,756	750
太平洋側 6		2,756	750
道東～太平洋側合計		8,268	2,250

2.4 海底直流送電敷設の費用便益分析（簡易評価）

2.4.1 海底直流送電敷設に係る費用の考え方

2030 年は、日本海側 1 のみ、2040 年は日本海側 1～4 のケーブル、HVDC 費用を計上。費用の計上年は、ケーブル、HVDC それぞれの着工年とする。

表 2-4 海底直流送電敷設に係る費用

プロジェクト	容量	ケーブル			HVDC		工期最終年
	GW	ルート	億円	着工年	億円	着工年	
日本海側1	1.5	道央～日本海側 1	2,197	2024	750	2026	2030
日本海側2	2.0		2,368	2027	1,000	2029	2033
日本海側3	2.0		2,366	2030	1,000	2032	2036
日本海側4	2.0	道央～日本海側 2	3,892	2030	1,000	2035	2039
日本海側5	2.0		3,892	2032	1,000	2037	2041
日本海側6	2.0		3,892	2033	1,000	2038	2042
日本海側7	2.0		3,892	2034	1,000	2039	2043
日本海側8	1.0		3,336	2035	600	2040	2044
太平洋側1	1.5	道央～太平洋側	1,742	2034	750	2037	2041
太平洋側2	1.5		1,742	2038	750	2041	2045
太平洋側3	1.5		1,742	2042	750	2045	2049
太平洋側4	1.5	道東～太平洋側	2,756	2034	750	2038	2042
太平洋側5	1.5		2,756	2038	750	2042	2046
太平洋側6	1.5		2,756	2042	750	2046	2050

出所）電源安定化分科会（2021年3月3日）資料2 HVDC 想定をもとに作成

2.4.2 海底直流送電敷設に係る便益の考え方

海底直流送電敷設に係る便益として、北海道の洋上風力が、海底直流送電を介して電力供給をすることで、火力発電の運用が回避される結果としての以下の2つを想定した。

- ① 火力運用に係る燃料費の削減
- ② CO₂ 排出削減による環境価値

海底直流送電が仮にない場合、接続されていた北海道の洋上風力による発電が全量抑制される場合を想定し、供給が不足する分の火力の追加稼働に係る費用で便益を評価（火力電源構成は一定を想定）した。

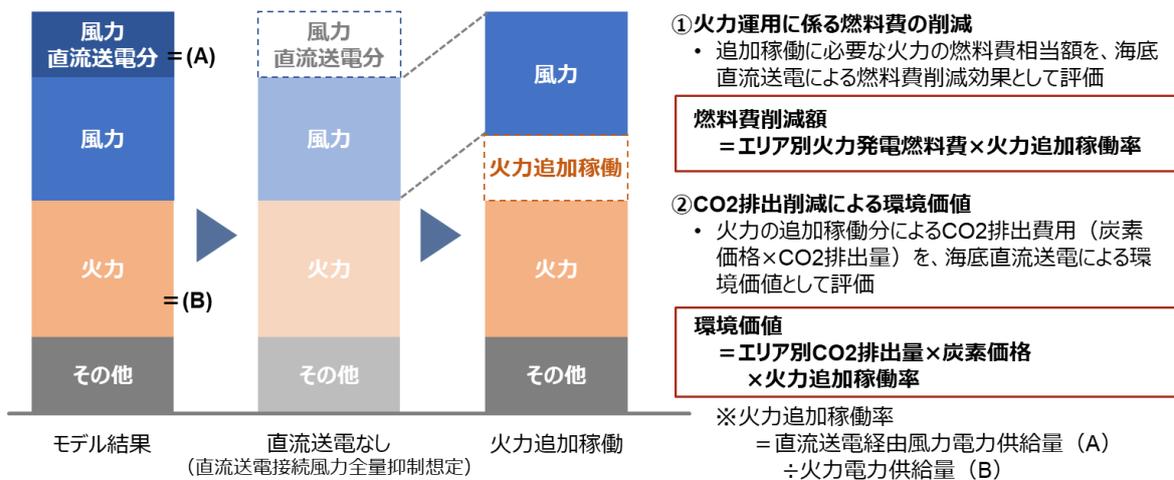


図 2-2 海底直流送電敷設による便益の考え方

2.4.3 海底直流送電敷設に係る便益の諸元・試算結果

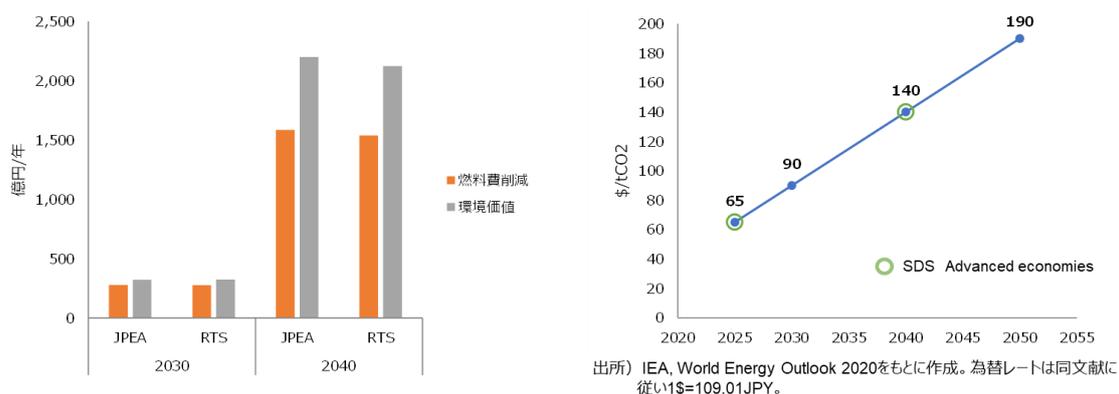
年当たりの便益試算結果と CO₂ 価格の想定を図 2-3 に示す。

火力の燃料費は、各ケースモデル分析結果のエリア別燃料費を参照。

石炭・LNG・石油の構成比変化は考慮せず、一律に稼働が増加すると想定した。

CO₂ 価格は、World Energy Outlook 2020⁴における持続可能な発展シナリオ（SDS：Sustainable Development Scenario）の先進国（Advanced economies）における CO₂ 価格想定をもとに線形推移を仮定して各年の CO₂ 価格を設定した。

年当たりの環境便益は、2030 年で 600～601 億円、2040 年で 3,663～3,785 億円と試算される。



(a)年当たり便益試算結果

(b)CO₂ 価格の想定

図 2-3 便益試算結果

⁴ <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

ケーブル及び HVDC 費用について、仮に耐用年数 50 年・割引率 3%として年経費化し、簡易的な費用便益分析を実施すると表 2-5 のとおりとなる。

燃料費のみでも B/C は 1 を大きく上回る結果となったが、海底直流送電がない場合の想定が、接続した洋上風力の電力が全量抑制となっている点に留意が必要である。

CO₂削減効果込みの結果から考えると、海底直流送電が敷設されなかった場合、接続した洋上風力の電力の抑制率が 19%以上であれば、B/C は 1 以上となる。

表 2-5 簡易的な費用便益分析結果

項目		2030年	2040年
費用	ケーブル	85億円/年	421億円/年
	HVDC	29億円/年	146億円/年
	費用計	115億円/年	566億円/年
便益	燃料費削減	277億円/年	1,539億円/年
	CO ₂ 削減	323億円/年	2,124億円/年
	便益計	601億円/年	3,663億円/年
B/C	燃料費のみ	2.4	2.7
	CO ₂ 削減込み	5.2	6.5

以上