

CDP 気候変動質問書 2023 へようこそ

C0.はじめに

C0.1

(C0.1) 貴社の概要および紹介を記入してください。

会社名：東北電力株式会社

設立年月日：1951年5月1日

資本金：2,514億円

総資産（2022年3月末実績）：39,289億円（連結47,256億円）

売上高（2021年度実績）：15,662億円（連結21,044億円）

経常損益（2021年度実績）：▲868億円（連結▲492億円）

代表者（2022年7月末現在）

取締役会長 増子 次郎

取締役社長社長執行役員 樋口 康二郎

株主数（2022年3月末現在）：189,131名

供給区域：青森県・岩手県・秋田県・宮城県・山形県・福島県・新潟県 ほか

従業員数（2022年3月末現在）：4,927名（連結24,833名）

販売電力量（2021年度実績）：電灯 20,990百万kWh、電力 46,356百万kWh、合計 67,346百万kWh

※2020年4月に発電部門と小売部門を有する「東北電力株式会社」と送電部門と配電部門を有する「東北電力ネットワーク株式会社」に分社化いたしました。

C0.2

(C0.2) 報告期間の開始日および終了日を記入し、加えて過去の報告期間における排出量データを提示するかどうかについてもお答えください。

報告年

開始日

4月1, 2021

終了日

3月31, 2022

過去の報告の排出量データを記入する場合に表示されます

いいえ

C0.3

(C0.3) 貴社が操業する国/地域を選択してください。

日本

C0.4

(C0.4) 今回の開示の中で、全ての財務情報に使用する通貨を選択してください。

日本円(JPY)

C0.5

(C0.5) 貴社が開示している事業に対する気候関連の影響の報告バウンダリ(バウンダリ)に該当するものを選択します。この選択肢は、貴社の **GHG** インベントリを統合するために貴社が選択した手法と一致する必要があることにご注意ください。

その他、具体的にお答えください

その他（報告対象範囲は、東北電力株式会社およびその主要子会社である東北電力ネットワーク株式会社を含みます）

C-EU0.7

(C-EU0.7) 貴社は電気公益事業バリューチェーンのどの部分で事業を行っていますか?該当するものをすべて選択します。

行 1

電気公益事業バリューチェーン

発電

送電

物流

その他の部門

スマートグリッド/需要応答

C0.8

(C0.8) 貴社は ISIN コードまたは別の固有の市場識別 ID(例えば、ティッカー、CUSIP など)をお持ちですか。

貴社の固有 ID を提示できるかどうかお答えください	貴社の固有 ID を提示します
はい、ISIN コードを持っている	JP3605400005

C1.ガバナンス

C1.1

(C1.1) 組織内に気候関連問題の取締役会レベルの監督機関はありますか？

はい

C1.1a

(C1.1a) 取締役会における気候関連課題の責任者の役職をお答えください(個人の名前は含めないでください)。

個人/委員会の職位	気候関連問題に対する責任
取締役会議長	<p>取締役会長は取締役会の議長を務めています。会長は取締役会で、気候変動にかかる業務執行の重要事項を決定するとともに、取締役から気候変動にかかる業務執行状況の報告を定期的に受け、取締役の職務の執行について監督しています。</p> <p>例えば、現行の東北電力グループ中長期ビジョン「よりそう next」で「力点1：“Change”電力供給事業の抜本的改革による競争力の徹底強化」を掲げ、施策の一つに「東北6県・新潟県を中心とした200万kWの再生可能エネルギーの開発」を挙げております。東北電力グループ中長期ビジョン「よりそう next」は会長が議長を務める取締役会で承認されています。</p> <p>「再生可能エネルギーの開発」を含めた施策の進捗は会長が議長を務める取締役会で定期的に報告され、必要に応じて見直しや指導を含む監督が行われております。</p>

C1.1b

(C1.1b) 気候関連問題の取締役会の監督に関して詳細をお答えください。

気候関連課題が予定議題項目に挙げられる頻度	気候関連課題が組み込まれるガバナンス構造	説明してください
予定されている - 一部の会議	従業員インセンティブの監督と指導 移行計画策定の監督と指導	<p>取締役会では、経営に関する重要な計画をはじめ、当社の業務執行の重要事項を決定するとともに、取締役からの業務執行状況の報告および取締役の職務の執行について相互に監督しています。</p> <p>取締役会において、気候関連リスクと機会の認知および対応策の検討を通じて気候変動への対応を強化し、経営戦略に取り込んでいくことを意思決定しています。</p> <p>気候関連問題への対応については、「環境マネジメント委員会」ならびに</p>

リスク管理プロセスの審議と指導	<p>執行側経営層から構成される「カーボンニュートラル・環境経営推進会議」からなる環境マネジメントの枠組みにおいて進捗状況を集約した後、東北電力グループのマテリアリティであるサステナビリティ重要課題の一つとして、サステナビリティ推進会議を経て、毎年取締役会に報告することとしています。また、各業務執行部門は、事業計画の策定・実施について必要に応じ取締役会に提案・報告しています。</p> <p>加えて、特に経営上影響の大きな気候関連リスクについては、気候関連以外のリスクと併せて統合リスク管理の枠組みにより年2回取締役会に報告する仕組みを構築しています。</p>
-----------------	---

C1.1d

(C1.1d) 貴社には、気候関連問題に精通した取締役を1人以上置いていますか。

	取締役が気候関連問題の見識を有しています	気候関連問題に関する取締役の見識を評価するために使用される基準
行 1	はい	東北電力中長期ビジョン「よりそう next」実現に向けて、「取締役候補者指名の方針」を踏まえて、当社取締役に求められる能力資質として「構想力、決断力、完遂力、感知力、高潔性」を掲げるとともに、取締役会に必要なスキルを「スキル・マトリックス」として明確化し、取締役の指名にあたり客観的かつ透明性ある選任が行われるように基準を策定しております。

C1.2

(C1.2) 気候変動問題について、マネジメントレベルにおいて責任を負う最高レベルの職位、または委員会をお答えください。

職位または委員会

社長

この職務における気候関連の責任

気候移行計画の作成

気候関連リスクと機会の評価

気候関連リスクと機会の管理

責任の対象範囲

報告系統（レポーティングライン）

取締役会に直接報告します

この報告系統（レポーティングライン）から取締役会に気候関連問題を報告する頻度

四半期に1回以上の頻度で

説明してください

社長は、全社的な環境マネジメントを総合的な観点から横断的に審議、地域社会とともに持続可能な発展を目指した環境経営を推進するため、「カーボンニュートラル・環境経営推進会議」の議長として気候関連問題対応の最高責任者を務めております。

また、社長は「カーボンニュートラル・環境経営推進会議」の下に最高経営層を委員長とした「環境マネジメント委員会」を設置し、「環境マネジメント委員会」において、気候関連問題を含む全社的な環境マネジメントの方針・計画、個別施策、実績評価について部門横断的に審議し、「カーボンニュートラル・環境経営推進会議」に提案・報告しています。

C1.3

(C1.3) 目標達成を含み、気候関連問題の管理に対してインセンティブを提供していますか？

	気候関連問題の管理に対してインセンティブを付与します	コメント
行 1	はい	

C1.3a

(C1.3a) 気候関連問題の管理に対して提供されるインセンティブについて具体的にお答えください (ただし個人の名前は含めないでください)。

インセンティブを得る資格

取締役

インセンティブの種類

金銭的褒賞

インセンティブ

ボーナス - 給与の一定割合

実績指標

エネルギー効率の向上

このインセンティブが関連するインセンティブ計画

短期および長期インセンティブ計画

インセンティブに関する追加情報

当社は、省エネ法上の火力発電における効率性目標であるベンチマーク指標（A指標 1.00 以上：燃料種毎の発電効率（石炭 41%、LNG48%、石油 39%）の達成度を評価す

る指標、B指標：44.3%以上：燃料種毎の発電効率を統合した総合的な発電効率）の達成を目指しています。

ベンチマーク指標達成に向けた火力発電の熱効率向上のための取り組みは、燃料費の削減、ひいては連結キャッシュ利益の業績目標の達成に寄与し、役員報酬と連動します。

貴社の気候へのコミットメントおよび/または気候移行計画の実行に対して、インセンティブがどのように貢献するかを説明してください

ベンチマーク指標達成に向けた火力発電の熱効率向上のための取り組みは、燃料費の削減、ひいては連結キャッシュ利益の業績目標の達成に寄与し、役員報酬と連動します。

インセンティブを得る資格

すべての従業員

インセンティブの種類

金銭的褒賞

インセンティブ

その他、具体的にお答えください

金一封および表彰状

実績指標

気候関連問題に関する従業員意識キャンペーンまたはトレーニングプログラムの実施

このインセンティブが関連するインセンティブ計画

短期および長期インセンティブ計画

インセンティブに関する追加情報

当社は、災害の未全防止や災害緊急時の功労、環境活動等への貢献が顕著な者を金銭的な報酬を伴って表彰する表彰制度があります。

この表彰制度は、これらの努力や精神を相互に認め称えとともに、社内周知、水平展開することにより、さらなる創意工夫を促すと同時に社業発展に向けた意欲を喚起することを目的としております。

貴社の気候へのコミットメントおよび/または気候移行計画の実行に対して、インセンティブがどのように貢献するかを説明してください

この表彰制度は、これらの努力や精神を相互に認め称えとともに、社内周知、水平展開することにより、さらなる創意工夫を促すと同時に社業発展に向けた意欲を喚起することを目的としております。

C2. リスクと機会

C2.1

(C2.1) 貴社は、気候関連リスクおよび機会を特定する、評価する、およびそれに対応するプロセスを有していますか？

はい

C2.1a

(C2.1a) 貴社は短期、中期、および長期の時間的視点をどのように定義していますか？

	開始(年)	終了(年)	コメント
短期	0	1	2021～2022 年度
中期	1	3	2022～2024 年度
長期	3		2024 年度～

C2.1b

(C2.1b) 貴社では、事業に対する財務または戦略面での重大な影響を、どのように定義していますか。

当社は、電力供給事業の構造改革を通じた徹底的な競争力強化により安定的に収益を確保するとともに、成長事業の「スマート社会実現事業」に挑戦し、経営資源を戦略的に投入することでビジネスモデルを大きく転換させていくこととしています。ビジネスモデルの転換を成し遂げるために必要となるキャッシュ創出力の向上に向けて、2024 年度までに連結キャッシュ利益※3,200 億円を財務目標とし、その達成を妨げる事象を重要な財務影響と捉えています。気候変動に関連する影響については、過去に当社が経験した大規模な自然災害による損失発生額を参考に、社内外の類似事象などをもとに一定の仮定をおいて評価モデルに織り込み、一定の金額を超えるリスクを「経営上影響の大きな気候関連リスク」として定義しています。経営上影響の大きな気候関連リスクについては、気候関連以外のリスクと併せて、影響度と重要性の2軸で評価し、統合リスク管理の枠組みにより取締役会に報告する仕組みを構築しています。統合リスク管理においては、「リスク量を連結自己資本額内に収める」ことを目標としています。

※連結キャッシュ利益＝営業利益＋減価償却費＋核燃料減損額＋持分法投資損益（営業利益は、燃料費調整制度のタイムラグ影響を除く）

C2.2

(C2.2) 気候関連リスクおよび機会を特定、評価する、およびそれに対応するプロセスについて説明してください。

対象となるバリューチェーン上の段階

直接操業
上流
下流

リスク管理プロセス

多専門的全社的なリスク管理プロセスへの統合

評価の頻度

年に複数回

対象となる時間軸

短期
中期
長期

プロセスの詳細

【リスクや機会が財務的または戦略的に実質的な影響を与えるかを決定するために用いられるプロセス】

当社では毎年、短期・中期・長期の「気候関連リスクと機会」について調査を実施し、業務上や財務上の影響を把握しています。具体的プロセスとしては、各室部において気候関連リスクと機会を抽出し、リスク要因毎に主管部にとってどのような影響があるかを評価します。影響評価は、各主管部がシナリオ分析を踏まえて、「起こり得る外部環境の変化や当社にとって好ましくない事象」「そこから導かれる当社が被る被害の対象と程度」「そこから導かれる被害の財務的な損失額の想定」を検討のうえ実施し、併せて各主管部にて「被害を回避・低減するための対応策」を検討しております。気候変動関連リスク・機会への対応を含む中期環境計画の検討については、年に複数回開催される「環境マネジメント委員会」ならびに社長が議長を務める「カーボンニュートラル・環境経営推進会議」での審議を経て取締役会に提案・報告することで取締役会の監督を受けています。また、各業務執行部門は、事業計画の策定・実施について必要に応じて取締役会に提案・報告しています。

加えて、特に経営上影響の大きな気候関連リスクについては、気候関連以外のリスクと併せて多専門的全社的な統合リスク管理の枠組みにより、社長を議長とする「統合リスクマネジメント会議」においてリスクへの対応について審議・検討のうえ、取締役会に報告する仕組みを構築しています。統合リスクマネジメント会議は年2回開催され、経営上重要なリスクの管理状況の評価やリスク管理活動の実施展開における指導・助言を行うとともに、その審議結果については、各業務執行部門や「環境マネジメント委員会」を含む関係会議体にフィードバックすることで、リスク管理活動の充実化を図っています。

【物理的リスクと機会について】

当社にとって経営に重口な影響を及ぼすおそれのある気候関連リスクには、当社が保有

している国内最多（個社単体）の 205 か所の□□発電所に影響を与える「降□量の急激な変化」などの物理的リスクが含まれます。特に、当社の水力発電所の 6 割（発電容量ベース）は、新潟・福島会津地域を流れる只見川・阿賀野川水系に集中して立地しており、同地域に降水量の急激な変化が発生した場合には設備被害額が甚大になるリスクがあります。また、太平洋側の比較的距離が短く急峻な河川にも水力発電所を多く保有しており、これらの河川では降水量の急激な変化による設備被害のリスクは比較的高いものと認識しています。加えて、水力発電所以外にも多数の設備を東北および新潟地域全域に保有しており、発電所全体で 223 か所、送電線設備がこう長 15,460km、配電線設備がこう長 149,120km におよび、広範囲に物理的リスクにさらされています。

そのため当社では、各室部において、気象庁や仙台管区气象台などが公表する、具体的な降水量・降雪量、猛暑日や真冬日の日数に関する将来予測値、さらには当社が過去に経験した主な台風による災害例などを基に、リスク要因毎に主管部にとってどのような影響があるかを抽出し、それらの影響の大きさについて可能な範囲で評価し、リスクへの対応策等について検討することとしております。

これらのリスクと機会の管理への対応を含む中期環境計画の検討については、「環境マネジメント委員会」において部門横断的に審議され、社長が議長を務める「カーボンニュートラル・環境経営推進会議」での審議を経て取締役会に提案・報告することとしております。

加えて、特に経営上影響の大きな気候関連リスクについては、気候関連以外のリスクと併せて多専門的全社的な統合リスク管理の枠組みにより取締役会に報告する仕組みを構築しています。

【移行リスクと機会について】

温室効果ガス排出量削減に向けて今後規制が強化された場合、当社が保有する国内最多（個社単体）205 か所の□□発電所の重要性と競争□がますます□まることが予想されます。加えて、中長期ビジョン「よりそう next」において、火力発電の高効率化（世界最高水準の熱効率を目指す上越火力発電所 1 号機の開発推進や経年火力発電所の休廃止など）、再生可能エネルギー 200 万 kW の開発、VPP サービスの事業化などに取り組むことで、持続可能な成長を目指していくこととしております。

この観点から当社では、移行リスクと機会についても物理的リスクと機会と同様に、各室部において、CO2 排出目標の規制強化、再エネ導入拡大、想定される顧客の行動変化などについて、リスク要因毎に主管部にとってどのような影響があるかを抽出し、それらの影響の大きさについて可能な範囲で評価し、リスクへの対応策等について検討することとしております。

これらのリスクと機会への対応を含む中期環境計画の検討については、「環境マネジメント委員会」において部門横断的に審議され、社長が議長を務める「カーボンニュートラル・環境経営推進会議」での審議を経て取締役会に提案・報告することとしております。

加えて、特に経営上影響の大きな気候関連リスクについては、気候関連以外のリスクと併せて多専門的全社的な統合リスク管理の枠組みにより取締役会に報告する仕組みを構

築しています。

C2.2a

(C2.2a) 貴社の気候関連リスク評価において、どのリスクの種類が検討されていますか。

	関連性および組み入れ	説明してください
現在の規制	関連性があり、常に評価に含めている	<p>気候変動対策に関連した政策の中で、CO2 排出目標の強化やエネルギー供給構造高度化法における非化石比率目標強化、FIP 制度の導入、非効率石炭火力フェードアウト等、現行の環境規制が強化された場合、発電コストの増加や再エネ電源の投資回収性の低下等に繋がるリスクについて検討しています。</p> <p>当社は、環境マネジメントの枠組みによる中期環境計画の策定プロセスにおいて、各業務執行部門等が抽出し財務的な影響度を評価した規制リスクを含めた全社の気候関連リスクを集約・一覧化し、各リスクへの対応の優先度を財務影響の度合いにより把握しています。気候変動関連への対応を含む中期環境計画の検討・議論については、環境マネジメント委員会ならびに執行側経営層からなるカーボンニュートラル・環境経営推進会議を設置し、これら会議体での審議を経て取締役会に提案・報告することで取締役会の監督を受けています。また、各業務執行部門は、事業計画の策定・実施について必要に応じ取締役会に提案・報告しています。加えて、特に経営上影響の大きな気候関連リスクについては、気候関連以外のリスクと併せて統合リスクの管理体制・プロセスにより取締役会に報告する仕組みを構築しています。</p>
新たな規制	関連性があり、常に評価に含めている	<p>気候変動対策に関連した政策として、新たな再エネ関連制度や、カーボンプライシングが導入された場合、発電コストの増加や再エネ電源の投資回収性の低下や再エネ事業の競争激化等に繋がるリスク等について検討しています。</p> <p>当社は、環境マネジメントの枠組みによる中期環境計画の策定プロセスにおいて、各業務執行部門等が抽出し財務的な影響度を評価した規制リスクを含めた全社の気候関連リスクを集約・一覧化し、各リスクへの対応の優先度を財務影響の度合いにより把握しています。気候変動関連への対応を含む中期環境計画の検討・議論については、環境マネジメント委員会ならびに執行側経営層からなるカーボンニュートラル・環境経営推進会議を設置し、これら会議体での審議を経て取締役会に提案・報告することで取締役会の監督を受けています。また、各業務執行部門は、事業計画の策定・実施について必要に応じ取締役会に提案・報告しています。加えて、特に経営上影響の大きな気候関連リスクについては、気候関連以外のリスクと併せて統合リスクの管理体制・プロセスにより取締役会に報告する仕組みを構築しています。</p>
技術	関連性があり、常に評価に含めている	<p>分散型電源普及による系統電力需要の減少および系統対策コストの増加や、脱炭素技術に関する設備投資額の増加、省エネ技術の進展による電力需要の減少等のリスク等について検討しています。</p> <p>当社は、環境マネジメントの枠組みによる中期環境計画の策定プロセスにおい</p>

		<p>て、各業務執行部門等が抽出し財務的な影響度を評価した技術リスクを含めた全社の気候関連リスクを集約・一覧化し、各リスクへの対応の優先度を財務影響の度合いにより把握しています。気候変動関連への対応を含む中期環境計画の検討・議論については、環境マネジメント委員会ならびに執行側経営層からなるカーボンニュートラル・環境経営推進会議を設置し、これら会議体での審議を経て取締役会に提案・報告することで取締役会の監督を受けています。また、各業務執行部門は、事業計画の策定・実施について必要に応じ取締役会に提案・報告しています。加えて、特に経営上影響の大きな気候関連リスクについては、気候関連以外のリスクと併せて統合リスクの管理体制・プロセスにより取締役会に報告する仕組みを構築しています。</p>
法的	<p>関連性があり、常に評価に含めている</p>	<p>気候変動による豪雨災害の頻発と激甚化に伴う河川氾濫などにより、水力発電所に対する住民訴訟や、株主訴訟などが起きた場合、当社の業績および財政状態が受ける影響について検討しています。</p> <p>当社は国内最多の水力発電所を保有していることから、水力発電事業においてそのリスクが比較的高いと認識しています。</p> <p>当社は、環境マネジメントの枠組みによる中期環境計画の策定プロセスにおいて、各業務執行部門等が抽出し財務的な影響度を評価した全社の気候関連リスクを集約・一覧化し、各リスクへの対応の優先度を財務影響の度合いにより把握しています。気候変動関連への対応を含む中期環境計画の検討・議論については、環境マネジメント委員会ならびに執行側経営層からなるカーボンニュートラル・環境経営推進会議を設置し、これら会議体での審議を経て取締役会に提案・報告することで取締役会の監督を受けています。また、各業務執行部門は、事業計画の策定・実施について必要に応じ取締役会に提案・報告しています。加えて、特に経営上影響の大きな気候関連リスクについては、気候関連以外のリスクと併せて統合リスクの管理体制・プロセスにより取締役会に報告する仕組みを構築しています。</p>
市場	<p>関連性があり、常に評価に含めている</p>	<p>当社は今後、再生可能エネルギーを将来の当社の電源ポートフォリオの一翼を担う電源と位置づけ、東北6県・新潟県での再生可能エネルギーの責任ある事業主体となるべく、風力発電を軸に、水力発電、太陽光発電、地熱発電、バイオマス発電を含めて、これまで当社グループが培ってきたノウハウを活用しながら新たな開発や事業参画に取り組み、東北6県・新潟県を中心として、200万kWの開発を目指し、経営資源を優先的に投入することとしております。</p> <p>発電事業のリスクとしては、再生可能エネルギー市場において参入事業者がさらに増加し、再エネ事業者間での競争が激化した場合や、脱炭素化の進展によりJクレジットや非化石証書等のニーズが高まり価格が上昇した場合の当社が受ける財政的な影響について検討しています。また、販売事業のリスクとしては分散型電源拡大による系統需要の低下について検討しています。</p> <p>当社は、環境マネジメントの枠組みによる中期環境計画の策定プロセスにおいて、各業務執行部門等が抽出し財務的な影響度を評価した全社の気候関連リス</p>

		<p>クを集約・一覧化し、各リスクへの対応の優先度を財務影響の度合いにより把握しています。気候変動関連への対応を含む中期環境計画の検討・議論については、環境マネジメント委員会ならびに執行側経営層からなるカーボンニュートラル・環境経営推進会議を設置し、これら会議体での審議を経て取締役会に提案・報告することで取締役会の監督を受けています。また、各業務執行部門は、事業計画の策定・実施について必要に応じ取締役会に提案・報告しています。加えて、特に経営上影響の大きな気候関連リスクについては、気候関連以外のリスクと併せて統合リスクの管理体制・プロセスにより取締役会に報告する仕組みを構築しています。</p>
評判	<p>関連性があり、常に評価に含めている</p>	<p>2021年3月に、「東北電力グループ“カーボンニュートラルチャレンジ2050”」を取りまとめ、「再生可能エネルギーと原子力発電の最大限活用」「火力電源の脱炭素化」「電化とスマート社会実現」の3つの柱を中心にCO2排出削減を加速し、2050年カーボンニュートラルに挑戦することとしました。また、カーボンニュートラルの実現に向け、2030年度のCO2排出量について、2013年度実績から半減することを目指します。</p> <p>今後、再エネ由来の電気などの低炭素エネルギーに対するニーズの高まりなど顧客の行動変化が促進された状況で、当社の対応が遅れ目標達成できなかった場合、投資家等のステークホルダーからネガティブな評価を受けるリスクについて検討しています。また、脱炭素化していない火力電源へのダイベストメント加速による、資金調達コストの上昇や株価の下落のリスクについても検討しています。</p> <p>当社は、環境マネジメントの枠組みによる中期環境計画の策定プロセスにおいて、各業務執行部門等が抽出し財務的な影響度を評価した評判リスクを含めた全社の気候関連リスクを集約・一覧化し、各リスクへの対応の優先度を財務影響の度合いにより把握しています。気候変動関連への対応を含む中期環境計画の検討・議論については、環境マネジメント委員会ならびに執行側経営層からなるカーボンニュートラル・環境経営推進会議を設置し、これら会議体での審議を経て取締役会に提案・報告することで取締役会の監督を受けています。また、各業務執行部門は、事業計画の策定・実施について必要に応じ取締役会に提案・報告しています。加えて、特に経営上影響の大きな気候関連リスクについては、気候関連以外のリスクと併せて統合リスクの管理体制・プロセスにより取締役会に報告する仕組みを構築しています。</p>
緊急性の物理的リスク	<p>関連性があり、常に評価に含めている</p>	<p>2019年に発生した台風19号では、記録的な大雨と河川の氾濫等により、水力発電所建屋の浸水及び電柱の傾斜や倒壊等の設備被害が発生し、およそ62億円の財務的損失がありました。気候変動による台風・豪雨等の自然災害の頻発・激甚化により、当社が受電する他社設備を含めた発電設備や送配電設備が損傷した場合や、設備損傷以外の理由でも長期間の電源停止などに至った場合は、設備復旧費用や発電費用の上昇などにより、当社の業績および財政状態が受ける影響について検討しています。</p> <p>当社は、環境マネジメントの枠組みによる中期環境計画の策定プロセスにおい</p>

		<p>て、各業務執行部門等が抽出し財務的な影響度を評価した急性物理リスクを含めた全社の気候関連リスクを集約・一覧化し、各リスクへの対応の優先度を財務影響の度合いにより把握しています。気候変動関連への対応を含む中期環境計画の検討・議論については、環境マネジメント委員会ならびに執行側経営層からなるカーボンニュートラル・環境経営推進会議を設置し、これら会議体での審議を経て取締役会に提案・報告することで取締役会の監督を受けています。また、各業務執行部門は、事業計画の策定・実施について必要に応じ取締役会に提案・報告しています。加えて、特に経営上影響の大きな気候関連リスクについては、気候関連以外のリスクと併せて統合リスクの管理体制・プロセスにより取締役会に報告する仕組みを構築しています。</p>
慢性の物理的リスク	関連性があり、常に評価に含めている	<p>気候変動による慢性物理リスクとして、海面上昇による災害時の浸水リスクや、降雨・降雪量が減少した場合の渇水リスクなどがあります。また、気温上昇による熱中症増加や電力需要への影響についても検討しています。</p> <p>当社は東北 6 県および新潟県に国内最多（個社単体）の 205 か所の水力発電所を保有しています。年間の降雨降雪パターンの慢性的な変化は水力発電の発電電力量に大きな影響を及ぼすため、その場合の財務的影響について評価しています。</p> <p>渇水リスクとして、水力発電所の発電電力量が低下し、燃料費の増加要因となる可能性があります。ただし、「渇水準備引当金制度」により、一定の利益調整が図られるため、業績への影響は限定的と考えられます。</p> <p>なお、内陸の火力発電所については、渇水により、冷却水取水制限が起き、発電所が停止するリスクがありますが、当社の火力発電所は沿岸に立地しており、冷却には主に海水を利用しているため、取水制限による影響は非常に小さいと考えられます。</p> <p>当社は、環境マネジメントの枠組みによる中期環境計画の策定プロセスにおいて、各業務執行部門等が抽出し財務的な影響度を評価した慢性物理リスクを含めた全社の気候関連リスクを集約・一覧化し、各リスクへの対応の優先度を財務影響の度合いにより把握しています。気候変動関連への対応を含む中期環境計画の検討・議論については、環境マネジメント委員会ならびに執行側経営層からなるカーボンニュートラル・環境経営推進会議を設置し、これら会議体での審議を経て取締役会に提案・報告することで取締役会の監督を受けています。また、各業務執行部門は、事業計画の策定・実施について必要に応じ取締役会に提案・報告しています。</p>

C2.3

(C2.3) 貴社の事業に重大な財務上・戦略上の影響を及ぼす可能性がある気候関連に内在するリスクを特定していますか。

はい

C2.3a

(C2.3a) 貴社の事業に重大な財務的または戦略的な影響を及ぼす可能性があるとして特定されたリスクの詳細をお答えください。

ID

Risk 1

バリューチェーンのどこでリスク要因が生じますか？

上流

リスクの種類と主な気候関連リスク要因

慢性の物理的リスク

変化しつつある豪雨のパターンと種類(雨、霰・雹、雪/氷)

主要な財務上の潜在的影響

直接費の増加

自社固有の内容の説明

当社の発電設備容量構成比で、全体の 14%を占める水力発電は、さらにその 6 割は只見川・阿賀野川水系に設備が集中しております。同地域は日本有数の豪雪地帯であり、特に降雪パターンの慢性的な変化によるリスクが比較的高く、例えば年間の降雪パターンの慢性的な変化が起これば、融雪出水の減少や渇水により発電に使用する流量が減少し、水力発電による電力供給が低下した場合、火力発電の稼働を増やす要因となり、火力発電の稼働に伴う燃料費が増加して財務的に悪影響を及ぼすリスクがあります。

時間的視点

短期

可能性

可能性がおおよそ 5 割

影響の程度

高い

財務上の潜在的影響額をご回答いただくことは可能ですか？

はい、単一の推計値

財務上の潜在的影響額 (通貨)

2,280,000,000

財務上の潜在的影響額 - 最小 (通貨)

財務上の潜在的影響額 - 最大 (通貨)

財務上の影響額の説明

渇水の場合は燃料費（直接費）の増加要因となります。出水率がマイナスとなった2021年度と同程度の渇水となった場合の影響額として、水力発電量が1%変動した時の燃料費変動額6億円程度（2021年度の出水率1%あたりの収支影響額）に3.8（直近の出水率がマイナスとなった2021年度の出水率96.2%（平年比マイナス3.8%））を乗じ、22.8億円と試算しました。

$$6 \text{ 億円} / \% \times 3.8\% = 22.8 \text{ 億円}$$

リスク対応費用

20,600,000,000

対応の内容と費用計算の説明

【状況】

当社は東北6県および新潟県に国内最多（個社単体）の205か所の水力発電所を保有しており、発電設備容量構成比では全体の14%を水力発電が占めます。さらに、その6割（容量ベース）が、只見川・阿賀野川水系に集中しております。

【課題】

只見は日本有数の豪雪地帯であり、特に降雪パターンの慢性的な変化によるリスクが比較的高く、例えば年間の降雪パターンの慢性的な変化が起こり、融雪出水の減少や渇水により発電に使用する流量が減少し、水力発電による電力供給が低下した場合、火力発電の稼働を増やす要因となり、火力発電の稼働に伴う燃料費が増加して財務的に悪影響を及ぼすリスクがあります。

【対応】

水力発電所の新設・リニューアルを通じた水資源の有効活用により、使用水量を変えずに発電効率を向上させることで、渇水時の火力発電稼働増に伴う燃料費増を可能な限り抑制するようリスク管理しています。例えば、鹿瀬発電所については、経年による老朽化が進行したことから、発電所の大規模なリニューアル工事を行い、2017年9月に工事が完了しました。

なお、渇水時における燃料費の増加に備えた「渇水準備引当金制度」により、財務的影響の一定の調整が図られます。

【結果】

水車発電機を6台から2台に見直し、高効率の立軸バルブ水車を採用することにより、使用水量を変えることなく、最大出力として10%程度の出力増（49,500kW→54,200kW）を図りました。

【対応費用計算】

リスク対応費用206億円は、2017年度の水力発電設備の帳簿原価増加額195億円と、2017年度の渇水準備引当金引当額11億円の合計金額を記載しています。

$$195 \text{ 億円 (2017 年度水力発電設備の帳簿原価増加額)} + 11 \text{ 億円 (2017 年度渇水準備引当金引当額)} = 206 \text{ 億円}$$

コメント

ID

Risk 2

バリューチェーンのどこでリスク要因が生じますか？

直接操業

リスクの種類と主な気候関連リスク要因

緊急性の物理的リスク

サイクロン、ハリケーン、台風

主要な財務上の潜在的影響

間接費(運営費)の増加

自社固有の内容の説明

当社は、多数の設備を東北および新潟地域全域に保有しており、発電所全体で 223 か所、送電線設備がこう長 15,460km、配電線設備がこう長 149,120km におよびます。近年、かつては珍しかった東北地方への台風の上陸頻度が高まり大型化が進んでいます。2019 年 10 月の台風 19 号では、記録的な大雨と河川の氾濫等により、水力発電所建屋の浸水及び電柱の傾斜や倒壊等の設備被害が発生し、東北 6 県および新潟県で延べ約 14 万 4,724 戸の停電が発生しました。一方で、同エリアでは風力発電などの再生可能エネルギーに適した地点が多いことから、送電線への接続申し込みが増加しています。

気候変動による自然災害のさらなる激甚化（大型台風の頻発化など）により、設備の損傷や電源の長期停止、大規模な停電などに至った場合、設備修繕費や代替燃料費が増加し、当社の業績および財政状態は影響を受ける可能性があります。

時間的視点

短期

可能性

可能性がおおよそ 5 割

影響の程度

高い

財務上の潜在的影響額をご回答いただくことは可能ですか？

はい、単一の推計値

財務上の潜在的影響額 (通貨)

6,200,000,000

財務上の潜在的影響額 – 最小 (通貨)

財務上の潜在的影響額 – 最大 (通貨)

財務上の影響額の説明

財務的影響額 62 億円は、過去 5 年間で最大の被害実績を記録した 2019 年度の台風 19 号の際に特別損失として計上した金額を記載しています（内訳：滅失資産の簿価相当額 550 百万円、被災設備に対する災害復旧費用 5,648 百万円）。将来において、2019 年度の台風 19 号と同等の規模の台風が発生した場合は、同規模の財務的影響が発生すると想定されます。

リスク対応費用

1,022,000,000

対応の内容と費用計算の説明

【状況】当社は、多数の設備を東北および新潟地域全域に保有しており、広範囲に物理リスクにさらされています。また当社の供給範囲である東北・新潟エリアには風力発電などの再生可能エネルギーに適した地点が多いことから、送電線への接続申し込みが増加しています。

【課題】広範囲に物理リスクにさらされている一方で、電力を安定的に供給するという使命を果たし続ける必要があります。

【対応】当社は、台風などの自然災害による配電設備の被害にも、迅速かつ的確に対応できるよう、訓練や技能大会などにより、日頃から非常時を想定した対応力の向上に努めています。技能大会では、事前に内容を知らせない突発事象を項目に追加し、各競技班の臨機の対応力を高める試みも行うなど、実践を想定した訓練により、大型台風の襲来などの災害時に対するレジリエンスを高めています。

さらに、損害保険を活用することにより業績および財政状態への悪影響を低減するための対策を講じています。リスク対応費用 10.22 億円は、2021 年度の損害保険料 7.28 億円と、訓練等に係る費用の試算値 2.94 億円の合計値を記載しています。訓練等に係る費用はネットワーク部門の養成費に含まれるため、訓練等に係る費用の試算値は便宜的に全社の養成費（2021 年度 5.01 億円）にネットワーク部門の人員割合（58.7%）を乗じて試算しております。

なお、上記費用計算においては個々の費用の合計と費用全体の合計の数値は、端数処理の関係で一致しない場合があります。

【結果】こうした取り組みは当社の復旧対応力の向上に貢献し、災害時のレジリエンス強化に寄与しています。結果を図る指標として、「1 回の停電が復旧するまでの平均時間」「需要家 1 軒あたりの年間平均停電時間」「需要家 1 軒あたりの年間平均停電回数」をモニタリングしています。

【対応費用計算】

5.01 億円 (全社の養成費) * 58.7% (ネットワーク部門の人員割合) = 2.94 億円 (訓練等に係る費用の試算値)

7.28 億円 (2021 年度損害保険料) + 2.94 億円 (訓練等に係る費用の試算値) = 10.22 億円

コメント

ID

Risk 3

バリューチェーンのどこでリスク要因が生じますか？

上流

リスクの種類と主な気候関連リスク要因

市場

原材料のコスト増加

主要な財務上の潜在的影響

直接費の増加

自社固有の内容の説明

気候変動の影響で、化石燃料に対する地球温暖化対策税などが想定以上に増額された場合、燃料費が上昇するリスクがあります。また、世界的に化石燃料、とりわけ石炭関連事業への投資から撤退する動きがあり、燃料調達を取り巻く環境は大きく変化していることも認識しています。

当社の化石燃料（石炭、石油、ガスなど）による自社火力発電電力量の割合は 85.7% であり、国のエネルギー需給実績における全国平均 72.9% と比べ比較的高い状況です。

時間的視点

短期

可能性

可能性がおおよそ 5 割

影響の程度

高い

財務上の潜在的影響額をご回答いただくことは可能ですか？

はい、単一の推計値

財務上の潜在的影響額 (通貨)

106,000,000,000

財務上の潜在的影響額 – 最小 (通貨)

財務上の潜在的影響額 – 最大 (通貨)

財務上の影響額の説明

燃料費の価格変動については、燃料費調整制度により変動リスクを減少させることが可能となっております。燃料費調整制度は、燃料価格の3ヵ月平均値（平均燃料価格）にもとづき、2ヵ月後の燃料費調整単価を算定し、毎月の電気料金に反映する制度です。燃料価格の変動により、燃料費（費用）と燃料費調整額（電気料金収入）の反映のタイミングにずれ（タイムラグ）が生じ、一時的な利益の増減要因となります。1,060億円は2021年度の燃料費調整制度のタイムラグ影響額を記載しています。将来において、2021年度と同等の燃料費の価格変動が起きた場合は、同規模の財務的影響が発生すると想定されます。

リスク対応費用

1,125,000,000

対応の内容と費用計算の説明

【状況】

当社の化石燃料（石炭、石油、ガスなど）による自社火力発電電力量の割合は85.7%であり、国のエネルギー需給実績における全国平均72.9%と比べ比較的高い状況です。

【課題】

気候変動の影響で、化石燃料に対する地球温暖化対策税などが想定以上に増額された場合、燃料費が上昇するリスクがあります。また、世界的に化石燃料、とりわけ石炭関連事業への投資から撤退する動きがあり、燃料調達を取り巻く環境は大きく変化していることも認識しています。石炭、LNG、重・原油などのCIF価格および為替レートの変動で当社の業績および財政状態は影響を受ける可能性があります。

【対応】

当社グループでは、再生可能エネルギー電源の開発を中長期的な成長事業の一つとして位置づけ、「新規開発の加速」「既存電源の最大限活用」「新たな事業機会の追求」を柱として、取り組みを加速させることとしています。そのため最適な資金調達を行うこととしています。

【結果】

当社は2019年度に初めてグリーンボンドを発行し、グリーンファイナンスを積極的に推進しています。2021年度は、グリーンプロジェクトごとの開発規模や期間などに応じた調達手法の多様化を図る観点から「グリーンローン」による調達を開始し、計4回実施しました。また、2022年6月、当社は「第3回東北電力グリーンボンド」を発行しました。本グリーンボンドは、前回債と同様に厳格な第三者認証であるCBI認証を取得しています。本グリーンボンドで調達した資金用途は、「再生可能エネルギーの開発、建設、運営、改修に関する事業への新規投資およびリファイナンスに充当」と設定しています。調達金額は100億円となります。

また、再生可能エネルギー発電設備に対する設備投資額を含む、2021年度の新エネルギー等発電設備の帳簿原価増加額は11.25億円でした。

財務影響額は2021年度の新エネルギー等発電設備の帳簿原価増加額です。なお、2021年度に調達を行った「グリーンローン」については、調達金額を非公表としています。

【対応費用計算】

再生可能エネルギー発電設備に対する設備投資額を含む、2021年度の新エネルギー等
発電設備の帳簿原価増加額=11.25億円

コメント

C2.4

(C2.4) 貴社の事業に重大な財務上・戦略上の影響を及ぼす可能性がある気候関連機会を特定していますか。

はい

C2.4a

(C2.4a) 貴社の事業に重大な財務的または戦略的な影響を及ぼす可能性があるとして特定された機会の詳細をお答えください。

ID

Opp1

バリューチェーンのどこで機会が生じますか？

直接操業

機会の種類

市場

主な気候関連機会要因

新市場への参入

主要な財務上の潜在的影響

新市場と新興市場への参入を通じた売上増加

自社固有の内容の説明

当社の供給エリアである、東北・新潟地域は日本有数の再エネ賦存量を有しています。当社は国内最多（個社単体）の205カ所の水力発電所の保有を始め、再生可能エネルギーの有効活用に取り組んできました。洋上風力発電については「再エネ海域利用法」で青森県～秋田県沖が「促進区域」および「有望な区域」に指定されるなど、当社は高い再生可能エネルギーの導入ポテンシャルを有しています。さらに、東北電力グループ中長期ビジョン「よりそう next」において、200万kWの再生可能エネルギーの開発を目指すこととしており、風力を中心に再生可能エネルギーの開発拡大に努めています。今後は非化石価値取引市場の拡大やその他制度上の移行が進み、従来は埋没してきた非化石価値が顕在化することが予想されます。非化石価値への需要が高まれば、非化石価値取引市場などの新市場がより拡大し、当社として参入することにより非化石証書とし

での売上増加が期待できるなど、再生可能エネルギー導入ポテンシャルの高い当社にとってのビジネスチャンスが広がることとなります。

時間的視点

長期

可能性

可能性がおよそ 5 割

影響の程度

高い

財務上の潜在的影響額をご回答いただくことは可能ですか？

はい、単一の推計値

財務上の潜在的影響額 (通貨)

2,500,000,000

財務上の潜在的影響額 – 最小 (通貨)

財務上の潜在的影響額 – 最大 (通貨)

財務上の影響額の説明

25.0 億円は、2021 年度の当社の再生可能エネルギー（水力・風力・太陽光・地熱）発電所による発電電力量 8,326GWh に、0.3 円/kWh（再エネ価値取引市場の最低約定価格）を乗じて算出。

機会を実現するための費用

100,000,000,000

機会を実現するための戦略と費用計算の説明

【状況】

当社の供給エリアである東北・新潟地域は日本有数の再エネ賦存量を有しており、当社は国内最多（個社単体）の 205 か所の水力発電所の保有をはじめ、高い再生可能エネルギーの導入ポテンシャルを有しています。今後非化石価値取引市場が拡大し、非化石価値への需要が高まることで、再生可能エネルギー導入ポテンシャルの高い当社にとってビジネスチャンスとなります。

【課題】

再生可能エネルギー導入のビジネスチャンスを生かすためには、再生可能エネルギー発電の導入が必要となります。東北 6 県と新潟県での再生可能エネルギーの責任ある事業主体となるべく、風力発電を主軸に水力発電、太陽光発電、地熱発電、バイオマス発電を含めた新たな開発や事業参画に取り組む必要があります。

【対応】

当社は、東北 6 県、新潟県を中心として、2030 年度以降の早期に 200 万 kW の開発を

目指しています。

【結果】

既に取り組みを開始しており、2023年3月末時点で当社が参画している開発案件の持ち分出力合計は約65万Wとなっています。

【機会実現のための費用】

機会実現のための費用はこれらの「再生可能エネルギー電源の開発」への2030年までの投資額であり、これは1000億円を想定しています。

コメント**ID**

Opp2

バリューチェーンのどこで機会が生じますか？

直接操業

機会の種類

エネルギー源

主な気候関連機会要因

新技術の使用

主要な財務上の潜在的影響

直接費の減少

自社固有の内容の説明

気候変動対策が進展し、低炭素電源ニーズが高まることにより、火力発電所の高効率化がさらに促進されることが考えられます。当社の自社発電における化石燃料（石炭、石油、ガスなど）による火力発電所の発電量の割合は85.7%と同業他社に比べ比較的高く、火力発電における熱効率の向上は、化石燃料の使用量を減少させエネルギー資源の有効利用に貢献することはもちろん、CO₂の排出抑制にも貢献することから、高い経済性と環境負荷の低減の両立を推進するうえで重要です。ガスコンバインドサイクル発電設備として世界最高水準となる熱効率63%以上（低位発熱量基準）を達成した上越火力発電所や、石炭を使用する発電設備としては世界最高水準の熱効率約46%（低位発熱量基準）を達成した能代火力発電所3号機等、熱効率の高い火力発電技術を積極的に導入することにより、競争に打ち勝ち、地域の復興・発展を支える低廉で安定した電力を供給する機会となります。

時間的視点

中期

可能性

可能性がおおよそ5割

影響の程度

高い

財務上の潜在的影響額をご回答いただくことは可能ですか？

はい、単一の推計値

財務上の潜在的影響額 (通貨)

7,900,000,000

財務上の潜在的影響額 – 最小 (通貨)**財務上の潜在的影響額 – 最大 (通貨)****財務上の影響額の説明**

財務的影響額である 79 億円は、能代火力発電所 3 号機の運転開始に伴う 2019 年度の化石燃料費低減額を記載しています。能代火力発電所 3 号機は、既設の 1・2 号機と比べて、燃料費を約 3%削減できます。

機会を実現するための費用

20,281,000,000

機会を実現するための戦略と費用計算の説明**【状況】**

気候変動対策が進展し、低炭素電源ニーズが高まることにより、火力発電所の高効率化がさらに促進されることが考えられます。

【課題】

当社の自社発電における化石燃料（石炭、石油、ガスなど）による火力発電所の発電量の割合は 85.7%と同業他社に比べ比較的高く、火力発電における熱効率の向上は、化石燃料の使用量を減少させエネルギー資源の有効利用に貢献することはもちろん、CO2の排出抑制にも貢献することから、高い経済性と環境負荷の低減の両立を推進するうえで重要です。

【対応】

当社は、東北発の新たなスマート社会の実現に貢献し、社会の持続的発展とともに成長する企業グループを 2030 年代のありたい姿とする東北電力グループ中長期ビジョン「よりそう next」において、「世界最高水準の熱効率を目指す上越火力発電所 1 号機の着実な開発推進とともに、環境性や経済効率性の低い経年火力発電所の休廃止を検討・実施し、さらなる電源の競争力の強化や、再生可能エネルギー導入拡大に伴う需給変動への対応を進める」ことを決定しました。

【結果】

2019 年度に営業運転を開始した能代火力発電所 3 号機は、超々臨界圧方式を採用し蒸気温度を向上させることで、石炭を使用する発電設備としては世界最高水準の熱効率約 46%（低位発熱量基準）を達成しました。さらに、2022 年度に竣工した上越火力発電

所では、経済性や環境性に優れた「強制空冷燃焼器システム」採用次世代ガスタービンを導入し、ガスコンバインドサイクル発電設備として世界最高水準となる熱効率 63% 以上を達成しました。

【機会実現のための費用】

機会実現のための費用である投資金額は、経営上機微な情報を含むため開示できませんが、これに準ずる金額として、2021 年度の汽力発電（化石燃料を燃焼した熱を利用した発電方式）設備の帳簿原価増加額である 202.81 億円を想定しています。

コメント

ID

Opp3

バリューチェーンのどこで機会が生じますか？

直接操業

機会の種類

製品およびサービス

主な気候関連機会要因

低排出量商品およびサービスの開発および/または拡張

主要な財務上の潜在的影響

新市場と新興市場への参入を通じた売上増加

自社固有の内容の説明

東北電力グループの事業基盤である東北・新潟地域では、日本の中でも人口減少や少子高齢化に起因する社会課題が他の地域に先んじて顕在化していくと考えております。当社は、2030 年代のありたい姿を描いた東北電力グループ中長期ビジョン「よりそう next」において、「地域における人口減少や少子高齢化により、交通、教育、福祉等様々な分野で顕在化する社会課題を、次世代のデジタル技術やイノベーションの活用等により解決し、地域に住む方々が快適・安全・安心に暮らすことができる社会」を「スマート社会」と定義しております。

「スマート社会」の実現に向け、複数の新規事業への取り組みを進めております。特に「次世代エネルギー領域」「電気+サービス領域」を中心に、取り組みを加速しているところです。

「次世代エネルギー領域」においては、VPP 技術を用いた「地域に存在するさまざまなエネルギーリソースを最大限に活用するサービスの提供」や「分散型再エネ電源・蓄電池設置サービスの提供」により、次世代エネルギーサービスの事業領域拡大を図るとともに、脱炭素社会の実現に貢献します。

「地域に存在するさまざまなエネルギーリソースを最大限に活用するサービス」については、バーチャルパワープラント（VPP）技術を活用して、お客さまの分散型エネルギー

ーリソースを集約し、市場取引などで獲得した収益の一部をお客さまに還元するサービスです。2022年からは再エネ発電事業者の需給運用を支援する「再エネアグリゲーションサービス」の提供を開始し、更なる再エネの普及拡大と有効活用を推進しています。

「分散型再エネ電源・蓄電池設置サービス」については、2021年4月に「東北電力ソーラーeチャージ」を設立し、「あおぞらチャージサービス」を提供しています。具体的には、新築の戸建住宅を中心に、お客さま宅に太陽光発電設備と蓄電池をお客さまに初期費用を負担いただくことなく設置し、お客さまは、毎月定額料金をお支払いいただくことで、環境にやさしいクリーンな電気をお使いいただけるとともに、発電・蓄電した電力を災害時や緊急時の電源確保などにもご活用いただけるサービスを展開しています。これらの事業により、低排出量の商品およびサービスの開発が実現し、当社の売上が増加する機会となります。

時間的視点

長期

可能性

可能性がおおよそ5割

影響の程度

高い

財務上の潜在的影響額をご回答いただくことは可能ですか？

はい、推定範囲

財務上の潜在的影響額 (通貨)

財務上の潜在的影響額 – 最小 (通貨)

3,500,000,000

財務上の潜在的影響額 – 最大 (通貨)

5,300,000,000

財務上の影響額の説明

低炭素エネルギーに対する要求の高まりにより、太陽光発電設備や蓄電池やEVなどの普及拡大が一定程度進むと仮定し、そのうち、一定程度に当社サービスを利用していただけとの想定のもので、「次世代エネルギーサービス」と「分散型エネルギーや蓄電池などの設置サービス」の2030年度（単年度）の売り上げ合計を試算したものです。市場の動向が不透明であることから35億円～53億円の推定範囲で試算しております。

機会を実現するための費用

2,700,000,000

機会を実現するための戦略と費用計算の説明

【状況】

東北電力グループの事業基盤である東北・新潟地域では、日本の中でも人口減少や少子高齢化に起因する社会課題が他の地域に先んじて顕在化していくと考えております。

【課題】

当社は、2030年代のありたい姿を描いた東北電力グループ中長期ビジョン「よりそう next」において、「地域における人口減少や少子高齢化により、交通、教育、福祉等様々な分野で顕在化する社会課題を、次世代のデジタル技術やイノベーションの活用等により解決し、地域に住む方々が快適・安全・安心に暮らすことができる社会」を「スマート社会」と定義しており、「スマート社会」の実現に向け、複数の新規事業への取り組みを進めております。特に「次世代エネルギー領域」「電気+サービス領域」を中心に、取り組みを加速しているところです。

【対応】

「次世代エネルギー領域」においては、VPP技術を用いた「地域に存在するさまざまなエネルギーリソースを最大限に活用するサービスの提供」や「分散型再エネ電源・蓄電池設置サービスの提供」により、次世代エネルギーサービスの事業領域拡大を図るとともに、脱炭素社会の実現に貢献します。

【結果】

「地域に存在するさまざまなエネルギーリソースを最大限に活用するサービス」については、VPP技術を活用したデマンドレスポンスによる調整力の市場取引、家庭向けエネルギーマネジメントサービス、再エネアグリゲーションサービスの取り組みを加速しています（取り組みの事例は後述）。

「分散型再エネ電源・蓄電池設置サービス」については、2021年4月に設立した「東北電力ソーラーeチャージ」により、同社が初期費用を負担し、地域のお客さまに太陽光発電設備や蓄電池を提供する「第三者所有モデル」によるサービスを提供しています。サービス展開にあたっては、「スマート社会実現事業」の中核的な役割を担う『東北電力フロンティア株式会社』とのシナジーを発揮させ、お客さまの快適・安全・安心な暮らしにつながる各種サービスを提供しています。

このほかの事業も含めて、スマート社会の実現に向けて、近年の災害多発によるレジリエンス向上への意識や環境意識の高まりなどの顧客ニーズをとらえたマーケティングの展開や様々なリソースを制御可能な技術開発などを並行して進め、早期事業化を実現したうえで、中長期的に事業を成長させてまいります。

【機会実現のための費用】

上記の取り組みによる効果を想定し、スマート社会実現事業での2030年度時点の費用をおおよその概算値として約23億円～約31億円と試算しており、機会を実現するための費用27億円は、その中間値です。

※地域に存在するさまざまなエネルギーリソースを最大限に活用するサービスの具体的な事例

具体的事例として、工場などの法人リソースのデマンドレスポンスを活用し、調整力電源I'の公募は2019年から、容量市場は2024年向け入札にも参加しており、需給調整市場についても参画を検討しています。今後、当社は電力市場価格の変動や需給ひっ迫

などに応じて、ご家庭の蓄電池を遠隔から制御する家庭向けデマンドレスポンスサービスの実証を行います。これらによって、蓄電池の導入促進を支援し、将来は数万台の蓄電池を運用することで、脱炭素化に貢献して参ります。さらに、2022年度よりFIT制度が縮小し、FIP制度が導入されることにより、計画値同時同量の義務を負う再エネ発電事業者向けに発電予測等の需給運用を支援するサービスを提供し、対価を得る事業（再エネアグリゲーションサービス）も2022年から開始しております。法人のお客さまが再エネ電力を調達する手段として、再エネ発電事業者と長期間の電力契約を結ぶコーポレートPPAのニーズが高まっており、当社は再エネアグリゲーションの技術を生かしてこのようなニーズにもお応えし、受注拡大につなげて参ります。こうした取り組みも再エネの普及や有効活用に資するのではないかと考えています。

コメント

C3.事業戦略

C3.1

(C3.1) 貴社の戦略には、1.5°Cの世界に整合する気候移行計画が含まれていますか。

行 1

気候移行計画

はい、世界の気温上昇を1.5度以下に抑えるための気候移行計画があります

公表されている気候移行計画

はい

貴社の気候移行計画に関して株主からフィードバックが収集される仕組み

実施している別のフィードバックの仕組みがあります

フィードバックの仕組みの説明

担当役員が主要株主に年2回、当社決算内容を個別に説明しており、その資料には移行計画も含まれることから、株主から特段の意見があれば当社経営戦略へフィードバック可能です。

また、個人投資家向け会社説明会資料・動画をホームページに掲載しており、その資料の中で問い合わせ先電話番号も明示していることから、電話等によるフィードバックも可能です。

フィードバック収集の頻度

年1回より多い頻度で

貴社の気候移行計画を詳述した関連文書を添付してください(任意)

C3.2

(C3.2) 貴社は戦略策定に活用するために、気候関連シナリオ分析を使用しますか。

戦略を知らせるために気候関連シナリオ分析の使用	
行 1	はい、定性的および定量的に

C3.2a

(C3.2a) 貴社の気候関連シナリオ分析の使用について具体的にお答えください。

気候関連シナリオ	シナリオ分析対象範囲	シナリオの気温アライメント	パラメータ、仮定、分析的選択
移行シナリオ IEA NZE 2050	全社的		<p>当社は、2019年4月にTCFDへの賛同を表明しました。現在、TCFD提言で提示されたシナリオ分析方法に従い、移行リスクシナリオの分野においてはIEA2050年ネットゼロエミッションシナリオ等、物理的リスクシナリオの分野では代表的なRCP8.5等といった気候シナリオ（2°Cシナリオ・4°Cシナリオ・1.5°Cシナリオ等）を用いながら、2050年以降を想定した中長期的な時間軸で、全社的に気候変動に関連するリスクや機会を特定し、その影響の分析を進めています。</p> <p>移行リスクの大きい2°Cおよび1.5°Cシナリオにおいては、脱炭素社会実現に向けた対策が講じられ、政策・市場面等から火力電源は縮小し、一方で電気の低炭素化・電化が大きく進展すると想定しました。このシナリオ下におけるリスクとしては、政策・市場面等からCO2排出コストが上昇することにより、従来型電源の競争力が低下し財務的に悪影響を及ぼすことが考えられます。これに対する対応策や機会としては、火力の高効率化や再生可能エネルギーの開発拡大等により経済性・環境性に優れた電力を供給する「電気の低炭素化」や、デジタルイノベーション推進により多様なサービス提供事業への転換に挑戦し、モビリティを含む電化を促進することで、財務的な悪影響の緩和や利益創出につなげていくことを考えております。</p>
物理気候シナリオ RCP 8.5	全社的		<p>物理的リスクの大きい4°Cシナリオにおいては、気候変動の影響が顕著となり、急性リスクとして気象災害の頻発化・激甚化による当社設備被害・供給支障や、慢性リスクとして降水・降雪パターン変化による水力発電等への影響が想定されるため、電力レジリエンスの重要性が高まると想定しました。このシナリオ下では、気候変動により、当社設備への被害や電力供給への影響が拡大することにより、財務的に悪影響を及ぼすことが考えられますが、設備の強靱化と復旧対応力の向上や、分散</p>

			型エネルギー等を活用したビジネス機会の検討等により、財務的な悪影響の緩和や利益創出につなげていくことを考えております。
移行シナリオ 自社用に カスタム された移 行シナリ オ	全社 的	不明	当社は、日本が NDC に基づいて策定した、発電事業者に対して火力発電所等の新設基準や火力発電の発電効率に関するベンチマークについて定めた「エネルギーの使用の合理化等に関する法律」や、小売事業者に対して定めた、2030 年の非化石電源比率 44%およびそれに至るまでの毎年の中間目標の達成を義務付ける「エネルギー供給構造高度化法」等を遵守しながら事業を行っています。2030 年に向けて発電部門における S+3E を前提としたエネルギーミックスと統合的な電源構成の検討等、NDC に基づくこれら規制を踏まえ分析や想定を行っており、当社の中長期的な戦略上の意思決定に影響を与えています。

C3.2b

(C3.2b) 気候関連シナリオ分析を用いることによって貴社が取り組もうとしている焦点となる問題について詳細を説明し、その問題に関するシナリオ分析結果をまとめてください。

行 1

焦点となる問題

【移行リスク】

当社の化石燃料（石炭、石油、ガスなど）による自社火力発電電力量の割合は 85.7 % であり、国のエネルギー需給実績における全国平均 72.9% と比べ比較的高くなっています。また、ほとんどが積雪・寒冷地域である東北地域のご家庭では、家庭部門のエネルギー種別の排出構成を比較すると、全国との比較で灯油の占める比率が高い傾向にあるなど、エネルギー利用効率の向上が課題となっています。

移行リスクへの対応においては、「東北電力グループ”カーボンニュートラルチャレンジ 2050”」の下での CO2 排出削減の加速化、および技術開発の推進を課題としています。上記のような当社を取り巻く状況をふまえ、「再生可能エネルギーと原子力発電の最大限活用」「火力電源の脱炭素化」「電化とスマート社会実現」の 3 つの柱を中心に取り組んでいくこととしています。

【物理的リスク】

当社は発電所全体で 223 か所、送電線設備がこう長 15,460km、配電線設備がこう長 149,120km におよびます。架空送電線のこう長および鉄塔の基数については、日本の一般送配電事業者の中で最も設備量が多く、広範囲に物理リスクにさらされています。物理的リスクへの対応においては、電力レジリエンスの向上を課題としており、電源・供給設備の強靱化・復旧対応力の向上に取り組んでまいります。

焦点となる問題に関する気候関連シナリオ分析の結果

移行リスクの増大が想定される 1.5°C および 2°C シナリオにおいては、脱炭素社会実現に向けた対策が講じられ、石炭などの化石燃料由来の火力発電が縮小するなど、電源の脱炭素化が大きく進展すると分析しました。一方で、再生可能エネルギー電源を含む

低・脱炭素製品・サービスの市場シェア拡大や、EV 等も含めた電化率の上昇による電力需要の増加、再生可能エネルギー発電設備のコスト低下、蓄電池技術や CCUS 等に関する技術の発展・普及などが、当社の事業機会として捉えることができると分析しました。

物理的リスクの大きい 4°Cシナリオにおいては、気候変動の影響が顕著となり、急性リスクとして気象災害の頻発化・激甚化による当社設備被害・供給支障の増加が想定されます。

上記を踏まえた当社のこれまでの主な取組みは以下のとおりです。

2021年3月 “カーボンニュートラルチャレンジ 2050”を公表

2021年7月 2013年度実績から半減を目指す“2030年度におけるCO₂削減目標”を公表

2021年8月 新潟東湊バイオマス発電事業へ参画（2024年10月営業運転開始予定）

2022年12月 分散型エネルギーサービスによる再生可能エネルギー導入を促進するため「コーポレートPPA事業室」を設置

2022年12月 国内初の大型洋上風力発電所「能代湊洋上風力発電所」商業運転開始
当社は、「東北電力グループ“カーボンニュートラルチャレンジ 2050”」のもと、火力電源の脱炭素化に加えて、「再生可能エネルギーと原子力発電の最大限活用」と「スマート社会実現事業の展開」を中心に、今後も CO₂ 排出削減を加速してまいります。

C3.3

(C3.3) 気候関連リスクと機会が貴社の戦略に影響を及ぼしたかどうか、どのように及ぼしたかを説明してください。

	気候関連リスクと機会がこの分野の貴社の戦略に影響を及ぼしましたか？	影響の説明
製品およびサービス	はい	<p>気候関連リスクと機会は、2030年代のありたい姿とする東北電力グループ中長期ビジョン「よりそう next」における、お客さまに提供するさまざまなサービスの分野とその実現のための戦略に影響を与えました。具体的には、同ビジョンの実現に向けた施策を示す「2021年度東北電力グループ中期計画」の力点1で、再生可能エネルギーを将来の当社の電源ポートフォリオの一翼を担う電源と位置付けると共に、力点2で再生可能エネルギーを活用したお客さまの環境ニーズを踏まえたサービスの展開を行う戦略を策定しました。以下はこうした戦略の取り組み事例です。</p> <p>【東急世田谷線】 2019年3月、東京急行電鉄株式会社、株式会社 東急パワーサプライと</p>

		<p>ともに、水力および地熱のみで発電した再生可能エネルギー100%による世田谷線の運行を実現しました。本取り組みは、都市型鉄軌道線における、日本初の再生可能エネルギー100%の電力による通年・全列車の運行となり、従来、1年間で東京ドーム約0.5個分の1,263t-CO₂の二酸化炭素を排出していた世田谷線を「日本初の二酸化炭素排出量ゼロの都市型通勤電車」として運行させるものです。</p> <p>3社は、国内における再生可能エネルギー活用の先進的な事例となる本取り組みを通じて、今後もサステナブルな「街づくり」を推進し、さらなる沿線価値向上に向けて取り組んでいきます。</p> <p>【公営水力電源による再エネ電気をお届けする電気料金プランの提供】 当社は、岩手、秋田、山形各県の公営水力電源による再エネ電気（CO₂フリー）をお届けするプランを新設しました。</p> <p>具体的には、当社が、岩手・秋田・山形各県における高圧・特別高圧受電の企業等のお客さまを対象に、環境価値を加えた以下の電気料金プランを提供するものです。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・いわて復興パワー水力プレミアム（岩手県内の事業所限定） ・あきたEネ！オプション水力100%（秋田県内の事業所限定） ・やまがた水力プレミアム（山形県内の事業所限定） <p>本プランへご加入いただいた企業等のお客さまは、現在の電気料金に加え、環境価値等に相当する料金をお支払いいただくことで、お届けする電気を各県の企業局の水力発電所で発電された電気として取り扱います。</p> <p>水力発電は発電時にCO₂を排出しない電源です。そのため、本プランにご加入の企業等のお客さまは、電気の使用に伴うCO₂排出量がゼロになり、さらには、発電された発電所を特定することで、再生可能エネルギーの地産地消にも貢献することになります。</p>
サプライチェーンおよびまたはバリューチェーン	はい	<p>2030年代のありたい姿とする東北電力グループ中長期ビジョン「よりそう next」における、サプライチェーンにおける協働、とりわけ効率的な送配電ネットワーク高度化に向けた戦略に影響を与えました。以下の事例はそれを目的とした主な戦略的決定の一例です。</p> <p>【北日本電線ヒレ付き低ロス電線】 当社は、電力輸送に伴うCO₂排出削減などの環境負荷低減と東北6県および新潟県の降雪を伴う過酷な気候に耐えうる電力インフラの構築を目的に、電線のサプライヤーである北日本電線株式会社と「ヒレ付き低ロス電線」を共同開発し、その導入を拡大しています。</p> <p>「ヒレ付き低ロス電線」は電気抵抗を20%以上低減でき、送電時の電力損失を低減することでCO₂排出抑制に貢献します。加えて、「ヒレ付き低ロス電線」は雪の付着を阻害する形状となっており、冬季の着雪による設備被害を防止することで、電力の安定供給に寄与します。導入が</p>

		<p>拡大することで、大規模災害に対するレジリエンスを高める効果も期待されます。</p> <p>「ヒレ付き低ロス電線」は導入数量（千 km）を尺度とし、継続的に導入状況をモニタリングしております。</p>
研究開発への投資	はい	<p>東北電力は、2030年代のありたい姿とする東北電力グループ中長期ビジョン「よりそう next」の実現に向けて、再生可能エネルギーの主力電源化や分散型エネルギーの普及拡大などの事業環境の変化を踏まえた戦略を策定し、研究開発への投資を積極的に行っております。</p> <p>再生可能エネルギーの普及が進む中で、需給変化に適応する電力ネットワークの高度化の取り組みが重要です。以下の事例はそれを目的とした主な戦略的決定の一例です。</p> <p>【太陽光需要予測、研究開発レポート】</p> <p>東北電力は、気候変動のリスクと機会を認識し、気候変動に関連する研究開発への投資を積極的に行っております。</p> <p>例えば、再生可能エネルギーへの関心の高まりを背景に太陽光発電（PV）の連系が拡大しておりますが、PVは天候によって出力が瞬時に大きく変動する特性があるため、電力系統に大量に導入された場合には、電力品質面や需給運用面へ影響を及ぼすことが懸念されます。このため、PV出力に大きな影響を与える日射量の推定・予測精度の評価や、PV出力の推定・予測の手法などについて研究し、東北全系の太陽光発電出力を推定するシステムを開発しました。</p> <p>その他にも多数行われている研究の成果は、HPで公開しております。 参考：https://www.tohoku-epco.co.jp/rdcenter/</p>
運用	はい	<p>2030年代のありたい姿とする東北電力グループ中長期ビジョン「よりそう next」における、スマート社会の実現に向けた電力ネットワークの高度化戦略に影響を与えました。送配電設備やスマートメーターデータの活用により、電力ネットワークの運用面において高度化を図ることができます。それを目的とした主な戦略的決定の一例として、当社は、2023年度末までに、当社サービスエリア内の全てのお客さまにスマートメーターを設置する決定を行いました。</p> <p>再生可能エネルギーの導入や分散型エネルギーの普及が進む中で、効率的な設備形成のあり方や需給変化に適応した系統運用等を検討するとともに、スマート社会の実現に向けた電力ネットワークの高度化に取り組むこととしております。また、送配電設備やスマートメーターデータの活用による新規事業を検討・展開することとしております。</p>

C3.4

(C3.4) 気候関連リスクと機会が貴社の財務計画に影響を及ぼしたかどうか、どのように及ぼしたかを説明してください。

影響を受けた財務計画の要素	影響の説明
行 1 資本へのアクセス	<p>当社は、当社が定める中長期の財務戦略の実現に向けて、再生可能エネルギー事業の拡大および資金調達の多様性の確保の観点から、調達資金の使途を再生可能エネルギーの開発など、国内外で環境改善効果のある事業に限定した債券であるグリーンボンド「東北電力グリーンボンド」を、2020年2月に、旧一般電気事業者として初めて発行いたしました。同債券は、発行額50億円、償還期限は10年間です。さらに、2020年9月に発行額100億円、償還期限10年間の「第2回東北電力グリーンボンド」、2022年6月に発行額100億円、償還期限10年間の「第3回東北電力グリーンボンド」を発行しております。</p> <p>当社は、風力発電を主軸とした再生可能エネルギーについて、東北6県および新潟県を中心に200万kWの開発を目指しており、「東北電力グリーンボンド」により調達する資金は、主にこの事業へ活用いたします。</p> <p>また、資金の活用状況や環境改善効果（再生可能エネルギーの導入に伴う年間のCO2削減量など）については、毎年発行する東北電力グループ統合報告書において公表しています。</p> <p>「東北電力グリーンボンド」の発行にあたっては、第三者評価機関であるDNV GL ビジネス・アシュアランス・ジャパン株式会社（以下、DNV GL）から、グリーンボンド発行に係る各種基準への適合性についての評価及び検証を受けております。さらに、CBI（Climate Bonds Initiative：グリーンボンドの信頼性や透明性を確保するための厳格な基準を定める国際NGO）からの認証も、旧一般電気事業者として初めて取得しております。</p> <p>近年、株主・機関投資家の皆さまを中心として、中長期的な企業の成長性や持続可能性の観点から、財務面の状況に加え、企業倫理・法令遵守への取り組みや、環境保全への配慮、地域社会の発展に向けた貢献など、非財務面の取り組みを重視したESG経営を企業に求める傾向が強まっており、こうした状況を踏まえ、当社ではESG経営の取り組みを強化しているところです。</p> <p>当社といたしましては、引き続き再生可能エネルギー事業に積極的に取り組むとともに、ESG経営を一層推進してまいります。</p>

C3.5

(C3.5) 貴社の財務会計において、貴社の気候移行計画に整合している支出/売上を特定していますか。

	組織の気候移行計画と整合している支出/売上項目の明確化
行 1	はい、気候移行計画との整合性を特定しています

C3.5a

(C3.5a) 気候移行計画に整合する支出/売上の割合を定量的に示してください。

財務的指標

CAPEX

この財務的評価基準に対して整合している選択肢

気候移行計画との整合

報告する情報に適用されるタクソノミー

整合性が報告される目的

選択した財務的評価基準において報告年で整合している金額(C0.4 で選択した通貨)

1,125,000,000

選択した財務的評価基準において報告年で整合している割合(%)

2.34

選択した財務的評価基準において 2025 年に整合している予定の割合(%)

選択した財務的評価基準において 2030 年に整合している予定の割合(%)

支出/売上が整合していると特定するために用いた評価方法について説明してください

2021 年度有価証券報告書「固定資産期中増減明細表」中の「新エネルギー等発電設備帳簿原価増加額」11.25 億円から特定。「全ての電気事業固定資産帳簿原価増加額」481.35 億円との割合で比率算定。

C4.目標と実績

C4.1

(C4.1) 報告対象年に適用した排出量目標はありましたか。

総量目標

C4.1a

(C4.1a) 排出の総量目標と、その目標に対する進捗状況の詳細を記入してください。

目標参照番号

Abs 1

これは科学的根拠に基づいた目標ですか?

いいえ、そして今後2年以内に設定する予定もありません

目標の野心度

目標導入年

2020

目標の対象範囲

全社的

スコープ

スコープ 1

スコープ 3

スコープ 2 算定方法

スコープ 3 カテゴリー

カテゴリー3:燃料・エネルギー関連活動(スコープ 1・2 に含まれない)

基準年

2013

目標の対象となる基準年スコープ 1 排出量 (CO₂ 換算トン)

36,777,400

目標の対象となる基準年スコープ 2 排出量 (CO₂ 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー1 の基準年:目標の対象となる購入した商品・サービスによる
排出量 (CO₂ 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー2 の基準年:目標の対象となる資本財による排出量(CO₂ 換算
トン)

スコープ 3 カテゴリー3 の基準年:目標の対象となる、燃料およびエネルギー関連活動(スコープ 1,2 に含まれない)による排出量(CO2 換算トン)

13,167,550

スコープ 3 カテゴリー4 の基準年:目標の対象となる上流の物流による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー5 の基準年:目標の対象となる操業で出た廃棄物による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー6 の基準年:目標の対象となる出張による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー7 の基準年:目標の対象となる従業員の通勤による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー8 の基準年:目標の対象となる上流のリース資産による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー9 の基準年:目標の対象となる下流の物流による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー10 の基準年:目標の対象となる販売製品の加工による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー11 の基準年:目標の対象となる販売製品の使用による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー12 の基準年:目標の対象となる販売製品の廃棄時の処理による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー13 の基準年:目標の対象となる下流のリース資産による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー14 の基準年:目標の対象となるフランチャイズによる排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー15 の基準年:目標の対象となる投資による排出量(CO2 換算トン)

目標の対象となる基準年のスコープ 3 その他(上流)による排出量 (CO2 換算トン)

目標の対象となる基準年のスコープ 3 その他(下流)による排出量 (CO2 換算トン)

目標の対象となる基準年のスコープ 3 総排出量 (CO2 換算トン)

13,167,550

すべての選択したスコープの目標の対象となる基準年総排出量(CO2 換算トン)

49,944,950

スコープ 1 の基準年総排出量のうち、目標の対象となる基準年スコープ 1 排出量の割合

100

スコープ 2 の基準年総排出量のうち、目標の対象となる基準年スコープ 2 排出量の割合

スコープ 3 カテゴリー1 の基準年:スコープ 3 カテゴリー1 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる購入した商品・サービスによる排出量の割合:購入した商品・サービス(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー2 の基準年:スコープ 3 カテゴリー2 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる資本財による排出量の割合:資本財(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー3 の基準年:スコープ 3 カテゴリー3 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる燃料およびエネルギー関連活動(スコープ 1,2 に含まれない)による排出量:燃料およびエネルギー関連活動(スコープ 1,2 に含まれない)(CO2 換算トン)

100

スコープ 3 カテゴリー4 の基準年:スコープ 3 カテゴリー4 の基準年総排出量のうち、目標の対象となる上流の物流による排出量:上流の物流(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー5 の基準年:スコープ 3 カテゴリー5 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる操業で出た廃棄物による排出量による排出量の割合:操業で発生した廃棄物(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー6 の基準年:スコープ 3 カテゴリー6 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる出張による排出量の割合:出張(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー7 の基準年:スコープ 3 カテゴリー7 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる従業員の通勤による排出量の割合:従業員の通勤(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー8 の基準年:スコープ 3 カテゴリー8 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる上流のリース資産による排出量の割合:上流のリース資産(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー9 の基準年:スコープ 3 カテゴリー9 の基準年総排出量のうち、目標の対象となる下流の物流による排出量:下流の物流(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー10 の基準年:スコープ 3 カテゴリー10 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる販売製品の加工による排出量の割合:販売製品の加工(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー11 の基準年:スコープ 3 カテゴリー11 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる販売製品の使用による排出量の割合:販売製品の使用(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー12 の基準年:スコープ 3 カテゴリー12 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる販売製品の廃棄時の処理による排出量の割合:販売製品の廃棄(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー13 の基準年:スコープ 3 カテゴリー13 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる下流のリース資産による排出量の割合:下流のリース資産(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー14 の基準年:スコープ 3 カテゴリー14 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となるフランチャイズによる排出量の割合:フランチャイズ(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー15 の基準年:スコープ 3 カテゴリー15 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる投資による排出量の割合:投資(CO2 換算トン)

スコープ 3 その他(上流)の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる基準年のスコープ 3 その他(上流)による排出量の割合(CO2 換算トン)

スコープ 3 その他(下流)の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる基準年のスコープ 3 その他(下流)による排出量の割合(CO2 換算トン)

スコープ 3 の基準年総排出量のうち、目標で対象とする基準年スコープ 3 排出量の割合(全スコープ 3 カテゴリー)

100

選択した全スコープの基準年総排出量のうち、選択した全スコープの目標の対象となる基準年排出量の割合

100

目標年

2050

基準年からの目標削減率(%)

100

選択した全スコープの目標の対象となる目標年の総排出量(CO2 換算トン) [自動計算]

0

目標の対象となる報告年のスコープ 1 排出量(CO2 換算トン)

32,815,000

目標の対象となる報告年のスコープ 2 排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー1:目標の対象となる報告年の購入した商品・サービスによる排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー2:目標の対象となる報告年の資本財による排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー3:目標の対象となる報告年の燃料およびエネルギー関連活動 (スコープ 1,2 に含まれない)による排出量(CO2 換算トン)

13,130,000

スコープ 3 カテゴリー4:目標の対象となる報告年の上流の物流による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー5:目標の対象となる報告年の操業で出た廃棄物による排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー6:目標の対象となる報告年の出張による排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー7:目標の対象となる報告年の従業員の通勤による排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー8:目標の対象範囲である報告年の上流のリース資産による排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー9:目標の対象となる報告年の下流の物流による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー10:目標の対象となる報告年の販売製品の加工による排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー11:目標の対象となる報告年の販売製品の使用による排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー12:目標の対象となる報告年の販売製品の廃棄時の処理による排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー13:目標の対象となる報告年の下流のリース資産による排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー14:目標の対象となる報告年のフランチャイズによる排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー15:目標の対象となる報告年の投資による排出量 (CO2 換算トン)

目標で対象とする報告年のスコープ 3 その他(上流)による排出量(CO2 換算トン)

目標で対象とする報告年のスコープ 3 その他(下流)による排出量(CO2 換算トン)

目標の対象となる報告年のスコープ 3 排出量 (CO2 換算トン)

13,130,000

すべての選択したスコープの目標の対象となる報告年の総排出量(CO2 換算トン)

45,946,000

この目標は、土地関連の排出量も対象にしていますか。

いいえ、土地関連の排出量を対象としていません(例: 非 FLAG SBT)

基準年に対して達成された目標の割合[自動計算]

8.0067153936

報告年の目標の状況

設定中

目標対象範囲を説明し、除外事項を明確にしてください

目標は全社的な目標であり、除外事項はありません。

目標を達成するための計画、および報告年の終わりに達成された進捗状況

2021年3月24日、東北電力グループは、カーボンニュートラルの実現に向けた長期的な方向性として「東北電力グループ“カーボンニュートラルチャレンジ 2050”」を取りまとめました。

当社グループでは、地球温暖化対策について、経営の重要課題と位置付け、これまで再生可能エネルギーの開発や火力発電の高効率化に加え、環境にやさしいヒートポンプ電化の推進など、CO2排出削減に積極的に取り組んできました。

当社グループは、「東北電力グループ“カーボンニュートラルチャレンジ 2050”」のもと、火力電源の脱炭素化に加えて、「再生可能エネルギーと原子力発電の最大限活用」と「スマート社会実現事業の展開」を中心にCO2排出削減を加速してまいります。

具体的には、東北・新潟地域に豊富に賦存する再生可能エネルギーについて、風力発電を主軸として開発目標 200 万 kW の早期達成とさらなる拡大を目指します。加えて、

再生可能エネルギーの導入拡大に向け、電力ネットワークの高度化、蓄電池、水素の利活用なども進めます。

また、VPP サービスの提供など、スマート社会実現事業の展開を通じて、エネルギーマネジメントの高度化を図り、地域における分散型エネルギーの有効活用を図ります。これらにより、東北電力グループの CO2 排出削減を加速するとともに、東北・新潟地域をはじめとしたお客さまの CO2 排出削減にも貢献したいと考えております。

当社グループは、地域やお客さまによりそう企業として、持続可能な社会の実現に向けて、カーボンニュートラルに積極的に挑戦してまいります。

目標の達成に最も貢献した排出量削減イニシアチブを列挙してください

目標参照番号

Abs 2

これは科学的根拠に基づいた目標ですか？

いいえ、そして今後 2 年以内に設定する予定もありません

目標の野心度

目標導入年

2021

目標の対象範囲

全社的

スコープ

スコープ 1

スコープ 3

スコープ 2 算定方法

スコープ 3 カテゴリー

カテゴリー3:燃料・エネルギー関連活動(スコープ 1・2 に含まれない)

基準年

2013

目標の対象となる基準年スコープ 1 排出量 (CO2 換算トン)

36,777,400

目標の対象となる基準年スコープ 2 排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー1 の基準年:目標の対象となる購入した商品・サービスによる排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー2 の基準年:目標の対象となる資本財による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー3 の基準年:目標の対象となる、燃料およびエネルギー関連活動(スコープ 1,2 に含まれない)による排出量(CO2 換算トン)

13,167,550

スコープ 3 カテゴリー4 の基準年:目標の対象となる上流の物流による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー5 の基準年:目標の対象となる操業で出た廃棄物による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー6 の基準年:目標の対象となる出張による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー7 の基準年:目標の対象となる従業員の通勤による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー8 の基準年:目標の対象となる上流のリース資産による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー9 の基準年:目標の対象となる下流の物流による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー10 の基準年:目標の対象となる販売製品の加工による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー11 の基準年:目標の対象となる販売製品の使用による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー12 の基準年:目標の対象となる販売製品の廃棄時の処理による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー13 の基準年:目標の対象となる下流のリース資産による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー14 の基準年:目標の対象となるフランチャイズによる排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー15 の基準年:目標の対象となる投資による排出量(CO2 換算トン)

目標の対象となる基準年のスコープ 3 その他(上流)による排出量 (CO2 換算トン)

目標の対象となる基準年のスコープ 3 その他(下流)による排出量 (CO2 換算トン)

目標の対象となる基準年のスコープ 3 総排出量 (CO2 換算トン)

13,167,550

すべての選択したスコープの目標の対象となる基準年総排出量(CO2 換算トン)

49,944,950

スコープ 1 の基準年総排出量のうち、目標の対象となる基準年スコープ 1 排出量の割合

100

スコープ 2 の基準年総排出量のうち、目標の対象となる基準年スコープ 2 排出量の割合

スコープ 3 カテゴリー1 の基準年:スコープ 3 カテゴリー1 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる購入した商品・サービスによる排出量の割合:購入した商品・サービス(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー2 の基準年:スコープ 3 カテゴリー2 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる資本財による排出量の割合:資本財(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー3 の基準年:スコープ 3 カテゴリー3 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる燃料およびエネルギー関連活動(スコープ 1,2 に含まれない)

による排出量:燃料およびエネルギー関連活動(スコープ 1,2 に含まれない)(CO2 換算トン)

100

スコープ 3 カテゴリー4 の基準年:スコープ 3 カテゴリー4 の基準年総排出量のうち、目標の対象となる上流の物流による排出量:上流の物流(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー5 の基準年:スコープ 3 カテゴリー5 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる操業で出た廃棄物による排出量による排出量の割合:操業で発生した廃棄物(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー6 の基準年:スコープ 3 カテゴリー6 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる出張による排出量の割合:出張(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー7 の基準年:スコープ 3 カテゴリー7 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる従業員の通勤による排出量の割合:従業員の通勤(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー8 の基準年:スコープ 3 カテゴリー8 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる上流のリース資産による排出量の割合:上流のリース資産(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー9 の基準年:スコープ 3 カテゴリー9 の基準年総排出量のうち、目標の対象となる下流の物流による排出量:下流の物流(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー10 の基準年:スコープ 3 カテゴリー10 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる販売製品の加工による排出量の割合:販売製品の加工(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー11 の基準年:スコープ 3 カテゴリー11 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる販売製品の使用による排出量の割合:販売製品の使用(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー12 の基準年:スコープ 3 カテゴリー12 の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる販売製品の廃棄時の処理による排出量の割合:販売製品の廃棄(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー13の基準年:スコープ 3 カテゴリー13の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる下流のリース資産による排出量の割合:下流のリース資産(CO2換算トン)

スコープ 3 カテゴリー14の基準年:スコープ 3 カテゴリー14の基準年の総排出量のうち、目標の対象となるフランチャイズによる排出量の割合:フランチャイズ(CO2換算トン)

スコープ 3 カテゴリー15の基準年:スコープ 3 カテゴリー15の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる投資による排出量の割合:投資(CO2換算トン)

スコープ 3 その他(上流)の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる基準年のスコープ 3 その他(上流)による排出量の割合(CO2換算トン)

スコープ 3 その他(下流)の基準年の総排出量のうち、目標の対象となる基準年のスコープ 3 その他(下流)による排出量の割合(CO2換算トン)

スコープ 3 の基準年総排出量のうち、目標で対象とする基準年スコープ 3 排出量の割合(全スコープ 3 カテゴリー)

100

選択した全スコープの基準年総排出量のうち、選択した全スコープの目標の対象となる基準年排出量の割合

100

目標年

2030

基準年からの目標削減率(%)

50

選択した全スコープの目標の対象となる目標年の総排出量(CO2換算トン) [自動計算]

24,972,475

目標の対象となる報告年のスコープ 1 排出量(CO2換算トン)

32,815,000

目標の対象となる報告年のスコープ 2 排出量(CO2換算トン)

スコープ 3 カテゴリー1:目標の対象となる報告年の購入した商品・サービスによる排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー2:目標の対象となる報告年の資本財による排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー3:目標の対象となる報告年の燃料およびエネルギー関連活動 (スコープ 1,2 に含まれない)による排出量(CO2 換算トン)

13,130,000

スコープ 3 カテゴリー4:目標の対象となる報告年の上流の物流による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー5:目標の対象となる報告年の操業で出た廃棄物による排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー6:目標の対象となる報告年の出張による排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー7:目標の対象となる報告年の従業員の通勤による排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー8:目標の対象範囲である報告年の上流のリース資産による排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー9:目標の対象となる報告年の下流の物流による排出量(CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー10:目標の対象となる報告年の販売製品の加工による排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー11:目標の対象となる報告年の販売製品の使用による排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー12:目標の対象となる報告年の販売製品の廃棄時の処理による排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー13:目標の対象となる報告年の下流のリース資産による排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー14:目標の対象となる報告年のフランチャイズによる排出量 (CO2 換算トン)

スコープ 3 カテゴリー15:目標の対象となる報告年の投資による排出量 (CO2 換算トン)

目標で対象とする報告年のスコープ 3 その他(上流)による排出量(CO2 換算トン)

目標で対象とする報告年のスコープ 3 その他(下流)による排出量(CO2 換算トン)

目標の対象となる報告年のスコープ 3 排出量 (CO2 換算トン)

13,130,000

すべての選択したスコープの目標の対象となる報告年の総排出量(CO2 換算トン)

45,946,000

この目標は、土地関連の排出量も対象にしていますか。

基準年に対して達成された目標の割合[自動計算]

16.0134307873

報告年の目標の状況

設定中

目標対象範囲を説明し、除外事項を明確にしてください

目標は全社的な目標であり、除外事項はありません。

目標を達成するための計画、および報告年の終わりに達成された進捗状況

2021年7月、さらに“カーボンニュートラルチャレンジ 2050”の取り組みを加速させるため、「検討・推進体制の強化」を図るとともに、「2030年度におけるCO2削減目標」を設定し、「火力の脱炭素化の実証・研究」などの具体施策を進めることといたしました。

具体的には、次のとおりです。

- ・カーボンニュートラルの実現に向けた取り組みを加速するため、社長を議長とした「カーボンニュートラル・環境経営推進会議」を設置したほか、本店グループ戦略部門内に戦略の検討・立案を担う「カーボンニュートラル・環境戦略ユニット」を設け、検

討・推進体制の強化を図りました。

・2030年度のCO₂削減目標として、CO₂排出量について、2013年度実績からの半減を目指してまいります。

・火力の脱炭素化に向け、「新潟火力発電所における水素・アンモニアの混焼実証」、「能代火力発電所におけるブラックペレット混焼実証」および「CO₂のメタン変換に関する研究」を進めてまいります。

これらの火力の脱炭素化に係る取り組み等に加えて、引き続き「再生可能エネルギーと原子力発電の最大限活用」および「電化とスマート社会実現」を進め、CO₂排出削減を加速していきたいと考えております。

当社グループは、地域やお客さまによりそう企業として、持続可能な社会の実現に向けて、カーボンニュートラルに積極的に挑戦してまいります。

目標の達成に最も貢献した排出量削減イニシアチブを列挙してください

C4.2

(C4.2) 報告年に有効なその他の気候関連目標を設定しましたか？

低炭素エネルギー消費または生産を増加させる目標

ネットゼロ目標

C4.2a

(C4.2a) 低炭素エネルギー消費または生産を増加させる目標の詳細をお答えください。

目標参照番号

Low 1

目標導入年

2015

目標の対象範囲

全社的

目標の種類: エネルギー担体

電力

目標の種類: 活動

(原材料の)生産)

目標の種類: エネルギー源

低炭素エネルギー源

基準年

2015

基準年の選択したエネルギー担体の消費量または生産量(MWh)

8,796,000

基準年の低炭素または再生可能エネルギーの割合(%)

19

目標年

2030

目標年の低炭素または再生可能エネルギーの割合(%)

44

報告年の低炭素または再生可能エネルギーの割合(%)

21

基準年に対して達成された目標の割合[自動計算]

8

報告年の目標の状況

設定中

この目標は排出量目標の一部ですか？

いいえ、この目標は非化石電源比率目標のため、排出量目標の一部ではありません。ただし、非化石電源比率の向上は当社の排出量削減に直接的に貢献すると考えています。

この目標は包括的なイニシアチブの一部ですか？

いいえ、包括的なイニシアチブの一部ではありません

目標対象範囲を説明し、除外事項を明確にしてください

目標は全社的な目標であり、除外事項はありません。

目標を達成するための計画、および報告年の終わりに達成された進捗状況

当社は低炭素社会の実現に向け、CO₂ 排出削減に向けた取り組みとして、エネルギー供給構造高度化法で定められた、2030 年度における非化石電源比率 44%以上についても、グループ一丸となって達成に向け取り組みます。安全確保を大前提とした原子力の活用や再生可能エネルギーの活用等、供給面における非化石エネルギーの利用拡大を目指しながら、引き続き、「S+3E」の観点から最適な電源構成を追求することを基本に、需要と供給の両面での取り組みなどを推進します。

この目標の達成に最も貢献した取組を列挙してください

C4.2c

(C4.2c) ネットゼロ目標を具体的にお答えください。

目標参照番号

NZ1

目標の対象範囲

全社的

このネットゼロ目標に関連付けられた絶対/原単位排出量目標

Int1

ネットゼロを達成する目標年

2050

これは科学的根拠に基づいた目標ですか？

いいえ、そして今後2年以内に設定する予定もありません

目標対象範囲を説明し、除外事項を明確にしてください

目標は全社的な目標であり、除外事項はありません。

目標年で恒久的炭素除去によって減らない排出量を中立化させる考えがありますか。

はい

目標年での中立化のための予定している節目および/または短期投資

東北電力グループは、2050年のカーボンニュートラルの実現に向けた長期的な方向性として、2021年3月に「東北電力グループ"カーボンニュートラルチャレンジ2050"」を公表しました。本目標の下、火力電源の脱炭素化に加え、再エネと原子力発電の最大限活用と、スマート社会実現事業の展開を中心に、CO₂排出削減を加速してまいります。また、カーボンニュートラルの達成に向けて、2021年7月には、中間目標として2030年度のCO₂削減目標として、CO₂排出量について、2013年度実績からの半減を設定しました。

具体的には、以下の取り組みを通じて、カーボンニュートラルに積極的に挑戦していきます。

- ・再生可能エネルギーを最大限活用するため、風力発電を主軸に200万kW開発の早期達成とさらなる拡大を目指す
- ・原子力発電の安全を最優先とした安定的・効率的な運用を実施
- ・電力ネットワークの高度化、蓄電池、水素利活用等により再エネ導入拡大にも貢献
- ・火力発電については、水素・アンモニア発電の実用化やCCUSの検討等の技術開発へ積極的に取り組む
- ・スマート社会実現事業の展開（VPPサービス等の実装）を通じて、デジタル技術の導入によるエネルギーマネジメントの高度化を進め、地域における分散型エネルギーの有効活用を図る

貴社のバリューチェーンを超えて排出量を軽減するために予定している行動(任意)

C4.3

(C4.3) 報告年内に有効であった排出量削減イニシアチブがありましたか?これには、計画段階及び実行段階のものを含みます。

はい

C4.3a

(C4.3a) 各段階の排出削減活動の総数、実施段階の削減活動については推定排出削減量(CO2換算)もお答えください。

	イニシアチブの数	CO2換算トン単位での年間CO2換算の推定排出削減総量(*の付いた行のみ)
調査中	0	0
実施予定*	6	0
実施開始(部分的)*	0	0
実施済*	1	94.65
実施できず	0	0

C4.3b

(C4.3b) 報告年に実施されたイニシアチブの詳細を以下の表に記入してください。

イニシアチブのカテゴリーとイニシアチブの種類

生産プロセスにおけるエネルギー効率
機械/設備の置き換え

推定年間CO2e排出削減量(CO2換算トン)

94.65

排出量低減が起こっているスコープまたはスコープ3カテゴリー

スコープ1

自発的/義務的

自主的

年間経費節減額(単位通貨 - C0.4で指定の通り)

2,296,408

必要投資額(単位通貨 - C0.4で指定の通り)

10,339,000,000

投資回収期間

21～25年

イニシアチブの推定活動期間

21～30年

コメント

当社は、CO₂ 排出抑制と発電コスト削減を図るため発電設備のリプレースを実施しております。例えば、当社は 2021 年度に横川発電所について、水資源を有効活用するため、水車形式の変更を実施の上、2021 年 12 月に出力を変更（1800kW→2000kW：200kW の増）し、運用を開始いたしました。発電効率が向上することで、リプレース前と比べてより多くの水力発電による低炭素エネルギーの生成が可能となります。

推定年間 CO₂e 排出削減量は、イニシアチブの実施に関する発電電力量約 214,618kWh×0.000441t-CO₂/kWh（2021 年度の電気事業者別排出係数（代替値））で算出。

年間経費節減額は、発電コストを仮定し概算額として算出しています。年間発電電力量約 214,618kWh/年× 10.7 円/kWh※

投資金額は経営上機微な情報を含むため、2021 年度の水力発電設備の帳簿原価増加額 103.39 億円を回答。投資回収期間は税法上の減価償却資産の耐用年数を回答。

※当イニシアチブの発電により、LNG 火力は発電電力量の削減が見込めると仮定し、発電コスト WG の LNG 火力発電コストの 2020 年の値を用いた。

C4.3c

(C4.3c) 排出量削減活動への投資を促進するために貴社ほどのような方法を使っていますか？

方法	コメント
規制要件/基準への準拠	国による政策等の動向、および事業者課せられるもしくは導入が想定される規制等を考慮し投資判断を行う。

C4.5

(C4.5) 貴社の製品やサービスを低炭素製品に分類していますか。

はい

C4.5a

(C4.5a) 低炭素製品に分類している貴社の製品やサービスを具体的にお答えください。

 集合のレベル

製品またはサービス

製品またはサービスを低炭素に分類するために使用されタクソミー

グリーンボンド原則(ICMA)

製品またはサービスの種類

電力

水力

製品またはサービスの内容

【再生可能エネルギー100%電力の供給】

当社は、日本国内個社ベースで最大の 205 か所の水力発電所を所有しており、CO₂を排出しないクリーンな電源として、顧客への環境価値の提供を行う上で非常に重要な役割を果たすものと考えます。本来の電気料金に CO₂ フリー価値 (CO₂ 排出量がゼロ) 相当分の料金を上乗せしてお支払いいただくことで当社の水力発電所や地熱発電所といった再生可能エネルギー電源に由来する電気をお届けするご家庭向けオプションプラン「eco でんきプレミアム」を提供しています。これによりお客さまの電気のご使用による CO₂ 排出量をゼロにすることができます。また近年の企業の環境価値ニーズ (CO₂ 排出削減、SDGs、RE100 等) の高まりを受けて、法人向けにも岩手県、秋田県、山形県と協働し、県営の水力発電所を活用した料金プランを提供しております。この料金プランは、現在の電気料金に加え、環境価値などに相当する料金をお支払いいただくことで、各県の水力発電所で発電された電気を特定して供給し、電気の使用に伴う CO₂ 排出ゼロを実現する電気料金プランです。購入企業は再生可能エネルギーの地産地消を実現し、各県の水力発電の利用を PR できます。そのほかにも法人向けに当社およびグループ企業が提供する水力発電や地熱発電の CO₂ フリー電力を供給する「よりそう、再エネ電気」を提供しております。これらの再エネメニューは環境省補助事業「再エネ 100%メニュー」として認証されております。

上記の他にも、当社は 2019 年 3 月 25 日より、株式会社東急パワーサプライの協力により、東京急行電鉄株式会社が運行する世田谷線へ、水力および地熱のみで発電した再生可能エネルギー100%の電力を供給しております。本取り組みは、都市型鉄軌道線における、日本初の再生可能エネルギー100%の電力による通年・全列車の運行となります。

当社は、東北電力グループ中長期ビジョン「よりそう next」において、再生可能エネルギーを事業機会と捉え、2030 年代早期に 200 万 kW の開発を目指しております。その実現に向けた資金調達的手段として、グリーンボンドやグリーンローンを活用しております。例えば、「東北電力グリーンボンド」を、2020 年 2 月に旧一般電気事業者として初めて発行いたしました。同債券は、発行額 50 億円、償還期限は 10 年間です。さらに、2020 年 9 月に発行額 100 億円、償還期限 10 年間の「第 2 回東北電力グリーンボンド」を、2022 年 6 月に発行額 100 億円、償還期限 10 年間の「第 3 回東北電力グリーンボンド」を発行しております。

そのほかにも、資金用途を再生可能エネルギーの開発など環境に配慮した事業に限定した「グリーンローン」による資金調達を実施しております。例えば、2023 年 2 月に

は、グリーンローンにより資金を調達し、当社グループの東北自然エネルギー株式会社が運営する玉川第二水力発電所（山形県、最大出力 14,640kW）の建設費用に活用しております。

この低炭素製品またはサービスの削減貢献量を推定しましたか

いいえ

削減貢献量を計算するために使用された方法

低炭素製品またはサービスの対象となるライフサイクルの段階

使用された機能単位

使用された基準となる製品/サービスまたはベースラインシナリオ

基準製品/サービスまたはベースラインシナリオの対象となるライフサイクルの段階

基準製品/サービスまたはベースラインシナリオに対する推定回避排出量(機能単位あたりの CO2 換算トン)

仮定した内容を含め、貴社の削減貢献量の計算について、説明してください

報告年の売上合計のうちの、低炭素製品またはサービスから生じた売上の割合

12

C-EU4.6

(C-EU4.6) 貴社の活動に由来するメタンについての、貴社の排出削減活動を説明してください。

当社の事業活動と漏洩に由来するメタン排出は関連性はありません。その理由は以下の通りです。当社の基盤事業である電力供給事業において考えられるメタンの漏洩は、主にメタンが発生する燃料の生産施設に由来するもの、および貯蔵中の LNG から発生する BOG（ボイルオフガス：貯蔵タンク外部などからの自然入熱により LNG の一部がガス化することで発生するメタンが主成分のガス）が挙げられます。しかしながら、当社においては、メタンが発生する燃料の生産施設は保有しておりません。また、LNG 貯蔵基地を持つ新仙台火力発電所においては、貯蔵中の LNG から発生する BOG を 100%発電設備内で消費できる

設備構成としていることから、設備からのメタンの漏洩はありません。以上のことから、当社の事業活動と漏洩に由来するメタン排出量は関連性がないものと考えます。

更に、高効率発電設備において、シェールガスなどの高メタン濃度のガスに対応するため、2019年度に東新潟火力 4-2 号系列のガスタービン燃焼器を改造しております。また、東新潟 4-1 号系列においても、2020 年度に 2019 年 3 月に廃止した緊急設置電源の秋田火力発電所 5 号機と東新潟火力発電所 5 号機のガスタービンを転用することにより、高メタン濃度のガスが消費可能となっています。これらの取り組みはメタンをより効率の高い発電設備で消費することになり CO2 削減にも貢献いたします。

その他にも世界最高の熱効率 63.6%を誇る上越火力発電所 1 号機をはじめとした火力発電の高効率化を図るなど、燃料消費量の削減を進めることによって、石油・ガス生産活動段階におけるメタンの排出削減に寄与する可能性があります。

C5.排出量算定方法

C5.1

(C5.1) 今回が CDP に排出量データを報告する最初の年になりますか。

いいえ

C5.1a

(C5.1a) 貴社は報告年に構造的変化を経験しましたか。あるいは過去の構造的変化がこの排出量データの情報開示に含まれていますか。

行 1

構造的変化がありましたか。

いいえ

C5.1b

(C5.1b) 貴社の排出量算定方法、バウンダリ(境界)や報告年の定義は報告年に変更されましたか。

	評価方法、バウンダリ(境界)や報告年の定義に変更点がありますか。
行 1	いいえ

C5.2

(C5.2) 基準年と基準年排出量を記入してください。

スコープ 1

基準年開始

4月1, 2013

基準年終了

3月31, 2014

基準年排出量(CO2換算トン)

36,777,400

コメント

スコープ2(ロケーション基準)

基準年開始

4月1, 2013

基準年終了

3月31, 2014

基準年排出量(CO2換算トン)

0

コメント

スコープ2(マーケット基準)

基準年開始

4月1, 2013

基準年終了

3月31, 2014

基準年排出量(CO2換算トン)

0

コメント

当社（本店ビル等）は自社で発電した電気を使用しているため、スコープ2排出量は0 tとなります。

スコープ3 カテゴリー1:購入した商品およびサービス

基準年開始

4月1, 2013

基準年終了

3月31, 2014

基準年排出量(CO2 換算トン)

596,000

コメント

環境省 Q A 「サプライチェーン排出量算定におけるよくある質問と回答集(2022 年 3 月改訂)」

(https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/files/tools/QandA_202203.pdf)

P19 を踏まえ、「サプライチェーンを通じた組織の温室効果ガス排出等の算定のための排出原単位データベース (Ver.3.3) 2023 年 3 月」

(https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/estimate.html)の排出原単位で算定。

スコープ 3 カテゴリー2:資本財

基準年開始

4 月 1, 2013

基準年終了

3 月 31, 2014

基準年排出量(CO2 換算トン)

633,000

コメント

環境省 Q A 「サプライチェーン排出量算定におけるよくある質問と回答集(2022 年 3 月改訂)」

(https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/files/tools/QandA_202203.pdf)

P19 を踏まえ「サプライチェーンを通じた組織の温室効果ガス排出等の算定のための排出原単位データベース (Ver.3.3) 2023 年 3 月」

(https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/estimate.html)の排出原単位で算定。

スコープ 3 カテゴリー3:燃料およびエネルギー関連活動(スコープ 1 または 2 に含まれない)

基準年開始

4 月 1, 2013

基準年終了

3 月 31, 2014

基準年排出量(CO2 換算トン)

13,167,550

コメント

スコープ 3 カテゴリー4:上流の輸送および物流

基準年開始

4月 1, 2013

基準年終了

3月 31, 2014

基準年排出量(CO2 換算トン)

19,000

コメント

環境省 Q A 「サプライチェーン排出量算定におけるよくある質問と回答集(2022年3月改訂)」

(https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/files/tools/QandA_202203.pdf)

P19を踏まえ「サプライチェーンを通じた組織の温室効果ガス排出等の算定のための排出原単位データベース (Ver.3.3) 2023年3月」

(https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/estimate.html)の排出原単位で算定。

スコープ 3 カテゴリー5:操業で発生した廃棄物

基準年開始

4月 1, 2013

基準年終了

3月 31, 2014

基準年排出量(CO2 換算トン)

14,000

コメント

環境省 Q A 「サプライチェーン排出量算定におけるよくある質問と回答集(2022年3月改訂)」

(https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/files/tools/QandA_202203.pdf)

P19を踏まえ「サプライチェーンを通じた組織の温室効果ガス排出等の算定のための排出原単位データベース (Ver.3.3) 2023年3月」

(https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/estimate.html)の排出原単位で算定。

スコープ 3 カテゴリー6:出張

基準年開始

4月 1, 2013

基準年終了

3月31, 2014

基準年排出量(CO2換算トン)

2,000

コメント

環境省QA「サプライチェーン排出量算定におけるよくある質問と回答集(2022年3月改訂)」

(https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/files/tools/QandA_202203.pdf)

P19を踏まえ「サプライチェーンを通じた組織の温室効果ガス排出等の算定のための排出原単位データベース (Ver.3.3) 2023年3月」

(https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/estimate.html)の排出原単位で算定。

スコープ3 カテゴリー7:雇用者の通勤

基準年開始

4月1, 2013

基準年終了

3月31, 2014

基準年排出量(CO2換算トン)

8,000

コメント

環境省QA「サプライチェーン排出量算定におけるよくある質問と回答集(2022年3月改訂)」

(https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/files/tools/QandA_202203.pdf)

P19を踏まえ「サプライチェーンを通じた組織の温室効果ガス排出等の算定のための排出原単位データベース (Ver.3.3) 2023年3月」

(https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/estimate.html)の排出原単位で算定。

スコープ3 カテゴリー8:上流のリース資産

基準年開始

基準年終了

基準年排出量(CO2換算トン)

コメント

スコープ 3 カテゴリー9:下流の輸送および物流

基準年開始

基準年終了

基準年排出量(CO2 換算トン)

コメント

スコープ 3 カテゴリー10:販売製品の加工

基準年開始

基準年終了

基準年排出量(CO2 換算トン)

コメント

スコープ 3 カテゴリー11:販売製品の使用

基準年開始

基準年終了

基準年排出量(CO2 換算トン)

コメント

スコープ 3 カテゴリー12:販売製品の生産終了処理

基準年開始

基準年終了

基準年排出量(CO2 換算トン)

コメント

スコープ 3 カテゴリー13:下流のリース資産

基準年開始

基準年終了

基準年排出量(CO2 換算トン)

コメント

スコープ 3 カテゴリー14:フランチャイズ

基準年開始

基準年終了

基準年排出量(CO2 換算トン)

コメント

スコープ 3 カテゴリー15:投資

基準年開始

基準年終了

基準年排出量(CO2 換算トン)

コメント

スコープ 3:その他(上流)

基準年開始

基準年終了

基準年排出量(CO2 換算トン)

コメント

スコープ 3:その他(下流)

基準年開始

基準年終了

基準年排出量(CO2 換算トン)

コメント

C5.3

(C5.3) 活動データの収集や排出量の計算に使用した基準、プロトコル、または方法の名称を選択してください。

エネルギーの合理的な使用に関する法令
地球温暖化対策推進法（日本）

C6.排出量データ

C6.1

(C6.1) 貴社のスコープ 1 全世界総排出量はいくらでしたか。(単位: CO2 換算トン)

報告年

スコープ 1 世界合計総排出量(CO2 換算トン)

32,815,000

コメント

C6.2

(C6.2) スコープ 2 排出量回答に関する貴社の方針について回答してください。

行 1

スコープ 2、ロケーション基準

スコープ 2、ロケーション基準を報告しています

スコープ 2、マーケット基準

スコープ 2、マーケット基準の値を報告しています

コメント

C6.3

(C6.3) 貴社のスコープ 2 全世界総排出量はいくらでしたか。(単位: CO2 換算トン)

報告年

スコープ 2、ロケーション基準

1,000

スコープ 2、マーケット基準(該当する場合)

1,000

コメント

C6.4

(C6.4) 選択した報告バウンダリ(境界)内で、開示に含まれていないスコープ 1、スコープ 2、スコープ 3 の排出源(例えば、施設、特定の温室効果ガス、活動、地理的場所など)はありますか。

いいえ

C6.5

(C6.5) 貴社のスコープ 3 全世界総排出量を示すとともに、除外項目について開示および説明してください。

購入した商品およびサービス

評価状況

関連性あり、算定済み

報告年の排出量(CO2 換算トン)

274,000

排出量計算方法

平均データ手法

サプライヤーまたはバリューチェーン・パートナーから得たデータを用いて計算された排出量の割合

100

説明してください

消耗品費実績 2,169 百万円×事務用品費(890000)排出係数 5.40t/百万円=11,719

委託費実績 37,012 百万円×その他の対事業所サービス(851909)排出係数 0.69t/百万円=25,606

修繕費実績 51,283 百万円×電力施設建設(413202)排出係数 4.62t/百万円=236,968

11,719+25,606+236,968=274,293

※各費用実績の出所：2021 年度有価証券報告書 p124

※排出係数の出所：環境省が公表している「サプライチェーンを通じた組織の温室効果ガス排出等の算定のための排出原単位データベース (Ver.3.3) 2023 年 3 月」

https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/estimate.html

資本財

評価状況

関連性あり、算定済み

報告年の排出量(CO2 換算トン)

159,000

排出量計算方法

平均データ手法

サプライヤーまたはバリューチェーン・パートナーから得たデータを用いて計算された排出量の割合

100

説明してください

電気事業固定資産帳簿原価増加額 48,135 百万円×資本財(20-0690)の排出係数 3.30t/百万円=158,887

※電気事業固定資産帳簿原価増加額の出所：2021 年度有価証券報告書 p139

※※排出係数の出所：環境省が公表している「サプライチェーンを通じた組織の温室効果ガス排出等の算定のための排出原単位データベース (Ver.3.3) 2023 年 3 月」

https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/estimate.html

燃料およびエネルギー関連活動(スコープ 1 または 2 に含まれない)

評価状況

関連性あり、算定済み

報告年の排出量(CO2 換算トン)

13,130,000

排出量計算方法

平均データ手法

サプライヤーまたはバリューチェーン・パートナーから得たデータを用いて計算された排出量の割合

100

説明してください

他社受電に関わる排出量

他社受電電力量 19,463.814GWh×代替値 453t-CO2/GWh=8,817,108t

燃料の採掘・輸送に関わる排出量

燃料使用量×燃料種別ごとの IDEAv2 の原単位=4,312,407t

8,817,108t+4,312,407t=13,129,515

※カテゴリー3 については第三者保証を受けています。

[https://www.tohoku-](https://www.tohoku-epco.co.jp/ir/report/integrated/pdf/tohoku_sustainabilityreport2022_jp.pdf#page=25)

[epco.co.jp/ir/report/integrated/pdf/tohoku_sustainabilityreport2022_jp.pdf#page=25](https://www.tohoku-epco.co.jp/ir/report/integrated/pdf/tohoku_sustainabilityreport2022_jp.pdf#page=25)

上流の輸送および物流

評価状況

関連性あり、算定済み

報告年の排出量(CO2 換算トン)

18,000

排出量計算方法

燃料に基づいた手法

サプライヤーまたはバリューチェーン・パートナーから得たデータを用いて計算された排出量の割合

100

説明してください

エネルギーの合理化に関する法律に基づき毎年国に提出している国内貨物輸送による CO2 排出量。

車両および船舶の種類ごとの消費熱量を集約のうえ、「特定排出者の事業活動に伴う温室効果ガスの排出量の算定に関する省令（平成 18 年経済産業省・環境省令 3 号）」に示されている燃料の種類ごとの排出係数を乗じて算出している。燃料種別が判別できな

い船舶については、経済産業省・国土交通省の「物流分野のCO2排出量に関する算定方法ガイドライン」に示されている内航船舶の係数を使用している。

操業で発生した廃棄物

評価状況

関連性あり、算定済み

報告年の排出量(CO2換算トン)

8,000

排出量計算方法

平均データ手法

サプライヤーまたはバリューチェーン・パートナーから得たデータを用いて計算された排出量の割合

100

説明してください

産業廃棄物最終処分量 17.6 万 tx 排出係数 0.0472t-CO2/t=8,297t-CO2

※産業廃棄物最終処分量の出所：東北電力グループ環境関連データ集 2022

<https://www.tohoku-epco.co.jp/enviro/envirodata/download/envirodata2022.pdf>

※排出係数の出所：環境省が公表している「サプライチェーンを通じた組織の温室効果ガス排出等の算定のための排出原単位データベース」(Ver.3.3) 2023年3月の「廃棄物種類・処理方法別排出原単位」より

https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/files/tools/DB_V3-3.xlsx

出張

評価状況

関連性あり、算定済み

報告年の排出量(CO2換算トン)

2,000

排出量計算方法

平均データ手法

サプライヤーまたはバリューチェーン・パートナーから得たデータを用いて計算された排出量の割合

100

説明してください

従業員数 12,350 人×排出係数 0.130t-CO2/人・年=1,610t-CO2

※従業員数の出所：東北電力グループサステナビリティレポート 2022

※排出係数の出所：環境省が公表している「サプライチェーンを通じた組織の温室効果

ガス排出等の算定のための排出原単位データベース」(Ver.3.3) 2023年3月の「従業員当たり排出原単位」より

https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/files/tools/DB_V3-3.xlsx

雇用者の通勤

評価状況

関連性あり、算定済み

報告年の排出量(CO2 換算トン)

8,000

排出量計算方法

平均データ手法

サプライヤーまたはバリューチェーン・パートナーから得たデータを用いて計算された排出量の割合

100

説明してください

従業員数 12,350 人×営業日 365 日×排出係数 1.84kg-CO₂/人・日=8,288t-CO₂

※従業員数の出所：東北電力グループサステナビリティレポート 2022

※排出係数の出所：環境省が公表している「サプライチェーンを通じた組織の温室効果ガス排出等の算定のための排出原単位データベース」(Ver.3.3) 2023年3月の「従業員数・勤務日数当たり排出原単位」より

https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/files/tools/DB_V3-3.xlsx

上流のリース資産

評価状況

関連性がない、理由の説明

説明してください

当社の主要な発電事業とは関連性が極めて低い活動が対象となっており、数量も極めて小さいため。

下流の輸送および物流

評価状況

関連性がない、理由の説明

説明してください

当社の主要な発電事業とは関連性が極めて低い活動が対象となっており、数量も極めて小さいため。

販売製品の加工

評価状況

関連性がない、理由の説明

説明してください

販売製品の生産終了処理をすることがないため。

販売製品の使用

評価状況

関連性がない、理由の説明

説明してください

スコープ1に包括しており、切り出して算出していないため。

販売製品の生産終了処理

評価状況

関連性がない、理由の説明

説明してください

販売製品の生産終了処理をすることがないため。

下流のリース資産

評価状況

関連性がない、理由の説明

説明してください

当社の主要な発電事業とは関連性が極めて低い活動が対象となっており、数量も極めて小さいため。

フランチャイズ

評価状況

関連性がない、理由の説明

説明してください

当社の主要な発電事業とは関連性が極めて低い活動が対象となっており、数量も極めて小さいため。

投資

評価状況

関連性がない、理由の説明

説明してください

当社の主要な発電事業とは関連性が極めて低い活動が対象となっており、数量も極めて小さいため。

その他(上流)

評価状況

説明してください

その他(下流)

評価状況

説明してください

C6.7

(C6.7) 二酸化炭素排出は貴社に関連する生物起源炭素からのものですか？

いいえ

C6.10

(C6.10) 報告年のスコープ 1 と 2 の全世界総排出量について、単位通貨総売上あたりの CO2 換算トン単位で詳細を説明し、貴社の事業に当てはまる追加の原単位指標を記入します。

原単位数値

0.000015594

指標分子(スコープ 1 および 2 の組み合わせ全世界総排出量、CO2 換算トン)

32,816,000

指標の分母

売上額合計

指標の分母:単位あたりの総量

2,104,448,000

使用したスコープ 2 の値

マーケット基準

前年からの変化率

14.51

変化の増減

増加

変化の理由

売上の変化

説明してください

当連結会計年度の期首から「収益認識に関する会計基準」(企業会計基準第 29 号 2020 年 3 月 31 日)等を適用した結果、適用しなかった場合と比べて分母の売上高が 4,529 億円減少したこと等により原単位が悪化しました。

原単位数値

0.54212648

指標分子(スコープ 1 および 2 の組み合わせ全世界総排出量、CO2 換算トン)

32,816,000

指標の分母

生成されたメガワット時(MWh)

指標の分母:単位あたりの総量

6,532,000

使用したスコープ 2 の値

マーケット基準

前年からの変化率

3.6

変化の増減

増加

変化の理由

物理的操業条件の変化

説明してください

液化天然ガス(LNG)の調達が困難な状況の中、ガス火力発電所の代替電源として排出量の多い石油火力発電所が例年より高稼働したことなどが影響し CO2 排出原単位が悪化した。

C7.排出量内訳

C7.1

(C7.1) 貴社では、温室効果ガスの種類別のスコープ 1 排出量の内訳を作成していますか？

はい

C7.1a

(C7.1a) スコープ 1 総排出量の内訳を温室効果ガスの種類ごとに回答し、使用した地球温暖化係数(GWP)それぞれの出典も記入してください。

GHG	スコープ 1 排出量(CO2 換算トン)	GWP 参照
CO2	32,737,000	IPCC 第 4 次評価報告書(AR4 – 100 年値)
N2O	45,000	IPCC 第 4 次評価報告書(AR4 – 100 年値)
CH4	0	IPCC 第 4 次評価報告書(AR4 – 100 年値)
SF6	33,000	IPCC 第 4 次評価報告書(AR4 – 100 年値)
HFCs	0	IPCC 第 4 次評価報告書(AR4 – 100 年値)

C-EU7.1b

(C-OG7.1b) 電気公共事業バリューチェーン活動からのスコープ 1 全世界総排出量の内訳を温室効果ガスの種類別に示してください。

	スコープ 1 CO2 総排出量(CO2 トン)	スコープ 1 メタン総排出量(CH4 トン)	スコープ 1 SF6 総排出量(SF6 トン)	スコープ 1 総排出量合計(CO2 換算トン)	コメント
漏えい	0	0	1.45	33,000	
燃焼(電気公益事業)	32,737,000		151	32,782,000	SF6 欄に記載の値は N2O 排出量(N2O トン)。
燃焼(ガス公益事業)	0	0	0	0	
燃焼(その他)	0	0	0	0	
どこにも分類されない排出	0	0	0	0	

C7.2

(C7.2) スコープ 1 排出量の内訳を国/地域/行政区別で回答してください。

国/地域/リージョン	スコープ 1 排出量(CO2 換算トン)
日本	32,815,000

C7.3

(C7.3) スコープ 1 排出量の内訳として、その他に回答可能な分類方法があれば回答してください。

活動別

C7.3c

(C7.3c) 事業活動別にスコープ 1 全世界総排出量の内訳を示してください。

事業活動	スコープ 1 排出量(CO2 換算トン)
発電事業	32,815,000

C-CE7.4/C-CH7.4/C-CO7.4/C-EU7.4/C-MM7.4/C-OG7.4/C-ST7.4/C-TO7.4/C-TS7.4

(C-CE7.4/C-CH7.4/C-CO7.4/C-EU7.4/C-MM7.4/C-OG7.4/C-ST7.4/C-TO7.4/C-TS7.4) 貴社のグローバルでのスコープ 1 排出量の内訳をセクター生産活動別に CO2 換算トン単位で回答してください。

	スコープ 1 総排出量(単位: CO2 換算トン)	コメント
電気公益事業活動	32,815,000	

C7.7

(C7.7) 貴社の CDP 回答に含まれる子会社の排出量データの内訳を示すことはできますか。

いいえ

C7.9

(C7.9) 報告年における排出量総量(スコープ 1+2)は前年と比較してどのように変化しましたか?

増加

C7.9a

(C7.9a) 世界総排出量(スコープ 1 と 2 の合計)の変化の理由を特定し、理由ごとに前年と比較して排出量がどのように変化したかを示してください。

	排出量の変化 (CO ₂ 換算トン)	排出量変化の増減	排出量 (割合)	計算を説明してください
再生可能エネルギー消費の変化	0	変更なし	0	
その他の排出量削減活動	1,183,842	増加	3.8	(2021年度のスコープ1+2排出量 32,816,000t - 2020年度のスコープ1+2排出量 31,141,000t) - 生産量の変化に伴う排出量増加量(491,158t) = 1,183,842t 増加分の排出削減量 / 昨年度のスコープ1+2排出量 = 1,183,842 / 31,141,000 = 3.80%
投資引き上げ				
買収				
合併				
生産量の変化	491,158	増加	1.58	(2021年度の自社発電電力量 60,532GWh - 2020年度の自社発電電力量 59,513GWh) × 当社の2021年度排出係数 482t-CO ₂ /GWh = 491,158t-CO ₂ 増加分の排出削減量 / 昨年度のスコープ1排出量 = 491,158 / 31,140,000 = 1.58%
方法論の変更				
バウンダリ(境界)の変更				
物理的操業条件の変化				
特定していない				
その他				

C7.9b

(C7.9b) C7.9 および C7.9a の排出量実績計算は、ロケーション基準のスコープ2 排出量値もしくはマーケット基準のスコープ2 排出量値のどちらに基づいていますか？

マーケット基準

C8.エネルギー

C8.1

(C8.1) 報告年の事業支出のうち何%がエネルギー使用によるものでしたか?

25%超、30%以下

C8.2

(C8.2) 貴社がどのエネルギー関連活動を行ったか選択してください。

	貴社が報告年に次のエネルギー関連活動を実践したかどうかを示します。
燃料の消費(原料を除く)	はい
購入または獲得した電力の消費	はい
購入または獲得した熱の消費	いいえ
購入または獲得した蒸気の消費	いいえ
購入または獲得した冷熱の消費	いいえ
電力、熱、蒸気、または冷熱の生成	はい

C8.2a

(C8.2a) 貴社のエネルギー消費量合計(原料を除く)を MWh 単位で報告してください。

	発熱量	再生可能エネルギー源からのエネルギー量 (単位: MWh)	非再生可能エネルギー源からのエネルギー量 (単位: MWh)	総エネルギー量(再生可能と非再生可能) MWh
燃料の消費(原料を除く)	HHV (高位発熱量)	0	128,247,323	128,247,323
購入または獲得した電力の消費		0	628	628
自家生成非燃料再生可能エネルギーの消費		0		0
合計エネルギー消費量		0	128,247,951	128,247,951

C8.2b

(C8.2b) 貴社の燃料消費の用途を選択してください。

	貴社がこのエネルギー用途の活動を行うかどうかを示してください
発電のための燃料の消費量	はい
熱生成のための燃料の消費量	いいえ
蒸気生成のための燃料の消費量	いいえ
冷却生成のための燃料の消費量	いいえ
コージェネレーションまたはトリジェネレーションのための燃料の消費	いいえ

C8.2c

(C8.2c) 貴社が消費した燃料の量(原料を除く)を燃料の種類別に MWh 単位で示します。

持続可能なバイオマス

発熱量

発熱量の確認不能

組織によって消費された燃料合計(MWh)

0

電力の自家生成のために消費された燃料(MWh)

0

熱の自家発生のために消費された燃料(MWh)

0

コメント

その他のバイオマス

発熱量

HHV

組織によって消費された燃料合計(MWh)

229,400

電力の自家生成のために消費された燃料(MWh)

229,400

熱の自家発生のために消費された燃料(MWh)

0

コメント

その他の再生可能燃料(例えば、再生可能水素)

発熱量

発熱量の確認不能

組織によって消費された燃料合計(MWh)

0

電力の自家生成のために消費された燃料(MWh)

0

熱の自家発生のために消費された燃料(MWh)

0

コメント

石炭

発熱量

HHV

組織によって消費された燃料合計(MWh)

65,677,830

電力の自家生成のために消費された燃料(MWh)

65,677,830

熱の自家発生のために消費された燃料(MWh)

0

コメント

石油

発熱量

HHV

組織によって消費された燃料合計(MWh)

4,847,226

電力の自家生成のために消費された燃料(MWh)

4,847,226

熱の自家発生のために消費された燃料(MWh)

0

コメント

天然ガス

発熱量

HHV

組織によって消費された燃料合計(MWh)

56,600,045

電力の自家生成のために消費された燃料(MWh)

56,600,045

熱の自家発生のために消費された燃料(MWh)

0

コメント

その他の非再生可能燃料(例えば、再生不可水素)

発熱量

発熱量の確認不能

組織によって消費された燃料合計(MWh)

0

電力の自家生成のために消費された燃料(MWh)

0

熱の自家発生のために消費された燃料(MWh)

0

コメント

燃料合計

発熱量

HHV

組織によって消費された燃料合計(MWh)

127,354,502

電力の自家生成のために消費された燃料(MWh)

127,354,502

熱の自家発生のために消費された燃料(MWh)

0

コメント

C-EU8.2d

(C-EU8.2d) 貴社の電力事業活動に関して、報告年中の合計発電容量、発電量、および関連する排出量の内訳を電源種別に記入ください。

石炭 - 硬質

最大発電容量 (MW)

3,750

総発電量(GWh)

27,008

正味発電量(GWh)

27,008

スコープ 1 排出量総量(CO2 換算トン)

21,413,583

スコープ 1 排出原単位(CO2 換算トン/GWh)

792.86

コメント

褐炭

最大発電容量 (MW)

0

総発電量(GWh)

0

正味発電量(GWh)

0

スコープ 1 排出量総量(CO2 換算トン)

0

スコープ 1 排出原単位(CO2 換算トン/GWh)

0

コメント

石油

最大発電容量 (MW)

600

総発電量(GWh)

1,504

正味発電量(GWh)

1,504

スコープ 1 排出量総量(CO2 換算トン)

1,243,193

スコープ 1 排出原単位(CO2 換算トン/GWh)

826.59

コメント

天然ガス

最大発電容量 (MW)

6,899

総発電量(GWh)

23,313

正味発電量(GWh)

23,313

スコープ 1 排出量総量(CO2 換算トン)

10,088,672

スコープ 1 排出原単位(CO2 換算トン/GWh)

432.75

コメント

持続可能なバイオマス

最大発電容量 (MW)

0

総発電量(GWh)

0

正味発電量(GWh)

0

スコープ 1 排出量総量(CO2 換算トン)

0

スコープ 1 排出原単位(CO2 換算トン/GWh)

0

コメント

その他のバイオマス

最大発電容量 (MW)

50

総発電量(GWh)

66

正味発電量(GWh)

62

スコープ 1 排出量総量(CO2 換算トン)

0

スコープ 1 排出原単位(CO2 換算トン/GWh)

0

コメント

最大発電容量は混焼のため熱量比からの換算値です。

廃棄物 (非バイオマス)

最大発電容量 (MW)

0

総発電量(GWh)

0

正味発電量(GWh)

0

スコープ 1 排出量総量(CO2 換算トン)

0

スコープ 1 排出原単位(CO2 換算トン/GWh)

0

コメント

原子力

最大発電容量 (MW)

2,750

総発電量(GWh)

0

正味発電量(GWh)

0

スコープ 1 排出量総量(CO2 換算トン)

0

スコープ 1 排出原単位(CO2 換算トン/GWh)

0

コメント

二酸化炭素回収貯蔵(CCS)設備を備えた化石燃料工場

最大発電容量 (MW)

0

総発電量(GWh)

0

正味発電量(GWh)

0

スコープ 1 排出量総量(CO2 換算トン)

0

スコープ 1 排出原単位(CO2 換算トン/GWh)

0

コメント

地熱

最大発電容量 (MW)

188.8

総発電量(GWh)

687

正味発電量(GWh)

687

スコープ 1 排出量総量(CO2 換算トン)

0

スコープ 1 排出原単位(CO2 換算トン/GWh)

0

コメント

水力

最大発電容量 (MW)

2,450

総発電量(GWh)

8,028

正味発電量(GWh)

8,028

スコープ 1 排出量総量(CO2 換算トン)

0

スコープ 1 排出原単位(CO2 換算トン/GWh)

0

コメント

風力

最大発電容量 (MW)

0

総発電量(GWh)

0

正味発電量(GWh)

0

スコープ 1 排出量総量(CO2 換算トン)

0

スコープ 1 排出原単位(CO2 換算トン/GWh)

0

コメント

太陽光

最大発電容量 (MW)

4.5

総発電量(GWh)

6

正味発電量(GWh)

6

スコープ 1 排出量総量(CO2 換算トン)

0

スコープ 1 排出原単位(CO2 換算トン/GWh)

0

コメント

海上輸送

最大発電容量 (MW)

0

総発電量(GWh)

0

正味発電量(GWh)

0

スコープ 1 排出量総量(CO2 換算トン)

0

スコープ 1 排出原単位(CO2 換算トン/GWh)

0

コメント

その他の再生可能

最大発電容量 (MW)

0

総発電量(GWh)

0

正味発電量(GWh)

0

スコープ 1 排出量総量(CO2 換算トン)

0

スコープ 1 排出原単位(CO2 換算トン/GWh)

0

コメント

その他の非再生可能

最大発電容量 (MW)

0

総発電量(GWh)

0

正味発電量(GWh)

0

スコープ 1 排出量総量(CO2 換算トン)

0

スコープ 1 排出原単位(CO2 換算トン/GWh)

0

コメント

総計

最大発電容量 (MW)

16,692

総発電量(GWh)

60,612

正味発電量(GWh)

60,608

スコープ 1 排出量総量(CO2 換算トン)

32,745,448

スコープ 1 排出原単位(CO2 換算トン/GWh)

540.25

コメント

C8.2g

(C8.2g) 報告年における非燃料エネルギー消費量の国/地域別の内訳を示してください。

国/地域

日本

購入した電力の消費量(MWh)

515,230

自家発電した電力の消費量(MWh)

2,252,806

購入した熱、蒸気、冷熱の消費量(MWh)

4,543.61

自家生成した熱、蒸気、冷熱の消費量(MWh)

0

非燃料エネルギー総消費量(MWh)[自動計算されます]

2,772,579.61

C-EU8.4

(C-EU8.4) 電力公益事業会社である貴社は送配電事業を行っていますか。

はい

C-EU8.4a

(C-EU8.4a) 貴社の送電と配電事業に関する以下の情報を開示してください。

国/地域/リージョン

日本

電圧レベル

送電(高電圧)

年間処理量 (GWh)

83,692

年間エネルギー損失 (年間処理量のうちの割合)

5.6

エネルギー損失による排出量を算定するスコープ

スコープ 2(マーケット基準)

エネルギー損失による排出量(CO2 換算トン)

送電網の長さ (km)

15,460

接続箇所の数

58,504

対象面積 (km²)

8.7

コメント

Annual load、Annual energy losses について、当社は送配電として開示しております。

国/地域/リージョン

日本

電圧レベル

配電 (低電圧)

年間処理量 (GWh)

83,692

年間エネルギー損失 (年間処理量のうちの割合)

5.6

エネルギー損失による排出量を算定するスコープ

スコープ 2(マーケット基準)

エネルギー損失による排出量(CO2 換算トン)

送電網の長さ (km)

149,120

接続箇所の数

3,159,229

対象面積 (km²)

0.18

コメント

Annual load、Annual energy losses について、当社は送配電として開示しております。

C9.追加指標

C9.1

(C9.1) 貴社の事業に関連がある、追加の気候関連評価基準を記入します。

詳細

その他、具体的にお答えください
火力発電所の熱効率

指標値

46

指標分子

発電端熱効率（低位発熱量基準）（%）

指標分母（原単位のみ）

前年からの変化率

変化の増減

説明してください

火力発電における熱効率の向上は、化石燃料の使用量を減少させエネルギー資源の有効利用に貢献することはもちろん、CO₂の排出抑制にも貢献することから、当社は熱効率の高い火力発電技術を積極的に導入しています。

1985年に営業運転を開始した東新潟火力発電所3号系列は、国内初の事業用大容量ガスコンバインドサイクル発電設備であり、当時の最高水準である約48%の熱効率を達成しました。

その後も、東新潟火力発電所4号系列、仙台火力発電所4号機でさらに高い熱効率を実現し、2016年7月に全量による営業運転を開始した新仙台火力発電所3号系列では、当時としては世界最高水準となる熱効率60%以上を達成しました。

また、2022年12月に営業運転を開始した上越火力発電所1号機は、ガスコンバインドサイクル発電設備として世界最高水準となる63%以上の熱効率を達成いたしました。

これにより、燃料消費量と二酸化炭素排出量を削減し、高い経済性と環境負荷低減を実現いたします

C-EU9.5a

(C-EU9.5a) 報告年における貴社の CAPEX の内訳を発電源別に示し、また、今後 5 年間に予定される CAPEX を示してください。

石炭 - 硬質

この発電源からの発電のための報告年の CAPEX (C0.4 で選択した通貨単位で)
34,515,556,405

報告年の発電のための CAPEX 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための報告年の CAPEX
22.7

今後 5 年間の発電のために予定される CAPEX 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための今後 5 間に予定される CAPEX

この発電源を使用する新規発電所が開発承認を得た直近年

仮定を含めて、貴社の CAPEX 計算について説明してください

報告年度の財務報告書の設備投資額を、C-EU8.2d にて回答した最大発電容量の比で按分し計算しています。

褐炭

この発電源からの発電のための報告年の CAPEX (C0.4 で選択した通貨単位で)
0

報告年の発電のための CAPEX 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための報告年の CAPEX
0

今後 5 年間の発電のために予定される CAPEX 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための今後 5 間に予定される CAPEX

仮定を含めて、貴社の CAPEX 計算について説明してください

報告年度の財務報告書の設備投資額を、C-EU8.2d にて回答した最大発電容量の比で按分し計算しています。

石油

この発電源からの発電のための報告年の CAPEX (C0.4 で選択した通貨単位で)
5,449,824,696

報告年の発電のための CAPEX 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための報告年の CAPEX

3.58

今後 5 年間の発電のために予定される CAPEX 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための今後 5 間に予定される CAPEX

この発電源を使用する新規発電所が開発承認を得た直近年

仮定を含めて、貴社の CAPEX 計算について説明してください

報告年度の財務報告書の設備投資額を、C-EU8.2d にて回答した最大発電容量の比で按分し計算しています。

天然ガス

この発電源からの発電のための報告年の CAPEX (C0.4 で選択した通貨単位で)

62,663,900,957

報告年の発電のための CAPEX 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための報告年の CAPEX

41.21

今後 5 年間の発電のために予定される CAPEX 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための今後 5 間に予定される CAPEX

この発電源を使用する新規発電所が開発承認を得た直近年

仮定を含めて、貴社の CAPEX 計算について説明してください

報告年度の財務報告書の設備投資額を、C-EU8.2d にて回答した最大発電容量の比で按分し計算しています。

持続可能なバイオマス

この発電源からの発電のための報告年の CAPEX (C0.4 で選択した通貨単位で)

0

報告年の発電のための CAPEX 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための報告年の CAPEX

0

今後 5 年間の発電のために予定される CAPEX 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための今後 5 間に予定される CAPEX

仮定を含めて、貴社の **CAPEX 計算** について説明してください

報告年度の財務報告書の設備投資額を、C-EU8.2d にて回答した最大発電容量の比で按分し計算しています。

その他のバイオマス

この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX (C0.4 で選択した通貨単位で)**
454,152,058

報告年の発電のための **CAPEX 合計** のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX**
0.3

今後 **5 年間** の発電のために予定される **CAPEX 合計** のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための今後 **5 間** に予定される **CAPEX**

この発電源を使用する新規発電所が開発承認を得た直近年

仮定を含めて、貴社の **CAPEX 計算** について説明してください

報告年度の財務報告書の設備投資額を、C-EU8.2d にて回答した最大発電容量の比で按分し計算しています。

廃棄物 (非バイオマス)

この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX (C0.4 で選択した通貨単位で)**
0

報告年の発電のための **CAPEX 合計** のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX**
0

今後 **5 年間** の発電のために予定される **CAPEX 合計** のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための今後 **5 間** に予定される **CAPEX**

仮定を含めて、貴社の **CAPEX 計算** について説明してください

報告年度の財務報告書の設備投資額を、C-EU8.2d にて回答した最大発電容量の比で按分し計算しています。

原子力

この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX (C0.4 で選択した通貨単位で)**
24,978,363,188

報告年の発電のための **CAPEX** 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX**

16.43

今後 5 年間の発電のために予定される **CAPEX** 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための今後 5 間に予定される **CAPEX**

この発電源を使用する新規発電所が開発承認を得た直近年

仮定を含めて、貴社の **CAPEX** 計算について説明してください

報告年度の財務報告書の設備投資額を、C-EU8.2d にて回答した最大発電容量の比で按分し計算しています。

地熱

この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX** (C0.4 で選択した通貨単位で)

1,714,878,171

報告年の発電のための **CAPEX** 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX**

1.13

今後 5 年間の発電のために予定される **CAPEX** 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための今後 5 間に予定される **CAPEX**

この発電源を使用する新規発電所が開発承認を得た直近年

仮定を含めて、貴社の **CAPEX** 計算について説明してください

報告年度の財務報告書の設備投資額を、C-EU8.2d にて回答した最大発電容量の比で按分し計算しています。

水力

この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX** (C0.4 で選択した通貨単位で)

22,253,450,840

報告年の発電のための **CAPEX** 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX**

14.63

今後 5 年間の発電のために予定される **CAPEX** 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための今後 5 間に予定される **CAPEX**

この発電源を使用する新規発電所が開発承認を得た直近年

仮定を含めて、貴社の **CAPEX** 計算について説明してください

報告年度の財務報告書の設備投資額を、C-EU8.2d にて回答した最大発電容量の比で按分し計算しています。

風力

この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX (C0.4 で選択した通貨単位で)**

0

報告年の発電のための **CAPEX** 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX**

0

今後 5 年間の発電のために予定される **CAPEX** 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための今後 5 間に予定される **CAPEX**

仮定を含めて、貴社の **CAPEX** 計算について説明してください

報告年度の財務報告書の設備投資額を、C-EU8.2d にて回答した最大発電容量の比で按分し計算しています。

太陽光

この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX (C0.4 で選択した通貨単位で)**

40,873,685

報告年の発電のための **CAPEX** 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX**

0.03

今後 5 年間の発電のために予定される **CAPEX** 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための今後 5 間に予定される **CAPEX**

この発電源を使用する新規発電所が開発承認を得た直近年

仮定を含めて、貴社の **CAPEX** 計算について説明してください

報告年度の財務報告書の設備投資額を、C-EU8.2d にて回答した最大発電容量の比で按分し計算しています。

海上輸送

この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX (C0.4 で選択した通貨単位で)**

0

報告年の発電のための **CAPEX** 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX**

0

今後 5 年間の発電のために予定される **CAPEX** 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための今後 5 間に予定される **CAPEX**

仮定を含めて、貴社の **CAPEX** 計算について説明してください

報告年度の財務報告書の設備投資額を、C-EU8.2d にて回答した最大発電容量の比で按分し計算しています。

二酸化炭素回収貯蔵(CCS)設備を備えた化石燃料工場

この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX** (C0.4 で選択した通貨単位で)

0

報告年の発電のための **CAPEX** 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX**

0

今後 5 年間の発電のために予定される **CAPEX** 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための今後 5 間に予定される **CAPEX**

仮定を含めて、貴社の **CAPEX** 計算について説明してください

報告年度の財務報告書の設備投資額を、C-EU8.2d にて回答した最大発電容量の比で按分し計算しています。

その他の再生可能燃料(例えば、再生可能水素)

この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX** (C0.4 で選択した通貨単位で)

0

報告年の発電のための **CAPEX** 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための報告年の **CAPEX**

0

今後 5 年間の発電のために予定される **CAPEX** 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための今後 5 間に予定される **CAPEX**

仮定を含めて、貴社の **CAPEX** 計算について説明してください

報告年度の財務報告書の設備投資額を、C-EU8.2d にて回答した最大発電容量の比で按分し計算しています。

その他の非再生可能燃料(例えば、非再生可能水素)

この発電源からの発電のための報告年の CAPEX (C0.4 で選択した通貨単位で)

0

報告年の発電のための CAPEX 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための報告年の CAPEX

0

今後 5 年間の発電のために予定される CAPEX 合計のうちの割合(%)として、この発電源からの発電のための今後 5 年に予定される CAPEX

仮定を含めて、貴社の CAPEX 計算について説明してください

報告年度の財務報告書の設備投資額を、C-EU8.2d にて回答した最大発電容量の比で按分し計算しています。

C-EU9.5b

(C-EU9.5b) 製品およびサービスに対する CAPEX(資本支出)と、その総計画 CAPEX 上での割合を回答してください (例: スマートグリッド、デジタル化など)。

製品およびサービス	製品/サービスの内容	製品/サービスに対して計画された CAPEX	製品およびサービスのために計画された総 CAPEX に占める割合	CAPEX 計画の終了年
分散発電	<p>当社は、再生可能エネルギーの活用を積極的に進めていますが、一方で、再生可能エネルギーは、天候や気温など、自然の影響を大きく受けることで、発電量（出力）への変動影響が避けられないという課題もあります。</p> <p>そこで当社は、地域に点在する蓄電池、電気自動車などを IoT などの新たな情報通信技術で相互につなぎ、遠隔制御を行うことで、電力の需要と供給のバランス調整に活用する「VPP (Virtual Power Plant・バーチャルパワープラント・仮想発電所)」事業に取り組んでいます。</p> <p>主な取り組みとしては、エネルギーリソースを精度高く制御する技術など、VPP に係る知見や技</p>	1,125,000,000	0.74	2023

<p>術のより一層の充実に向けた、世界最大規模の VPP 事業者 Next Kraftwerke 社との戦略的な連携、自治体と連携した蓄電池遠隔制御や大容量蓄電池活用の検証、自治体 VPP 実証プロジェクトへの参加、家庭向け VPP 実証プロジェクトの実施、Vehicle to Grid 実証プロジェクトへの参加、ブロックチェーン技術を活用した P2P 電力取引にかかる実証、蓄電池のシェアリングサービスの検討、再エネ発電事業者向けの再エネアグリゲーションサービスの提供などがあります。</p> <p>計画された CAPEX には、2021 年度の新エネルギー等発電設備の帳簿原価増加額、総 CAPEX には、2021 年度の電源に対する設備投資額の総額を使用しています。</p>		
---	--	--

C-CE9.6/C-CG9.6/C-CH9.6/C-CN9.6/C-CO9.6/C-EU9.6/C-MM9.6/C-OG9.6/C-RE9.6/C-ST9.6/C-TO9.6/C-TS9.6

(C-CE9.6/C-CG9.6/C-CH9.6/C-CN9.6/C-CO9.6/C-EU9.6/C-MM9.6/C-OG9.6/C-RE9.6/C-ST9.6/C-TO9.6/C-TS9.6) 貴社は、セクター活動に関連した低炭素製品またはサービスの研究開発(R&D)に投資しますか。

低炭素 R&D への投資	コメント
行 1 はい	<p>東北電力グループは、中長期ビジョン「よりそう next」のもと、電力供給事業の構造改革とスマート社会実現事業の早期収益化によるビジネスモデルの転換に通じて、「東北発の新たな時代のスマート社会の実現」に貢献していくこと、また「電力供給とスマート社会の実現」により 2050 年カーボンニュートラルに挑戦していくことを掲げております。</p> <p>東北電力グループが成長を継続していくためには、革新技術の自社設備導入やお客様へのソリューション提案などイノベーション実装による課題解決や収益創出力の強化、基盤事業である電気事業を含めたグループの徹底的な競争力強化が不可欠であり、以下の 3つの重点領域を設定しグループ大でイノベーションの早期社会実装を促進することで、地域の持続的発展と東北電力グループの成長を目指しています。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ CN チャレンジ推進に向けた貢献 ・ スマート社会実現・新たな収益源創出 ・ 電力スマート保安・レジリエンスへの着実な取組

C-CO9.6a/C-EU9.6a/C-OG9.6a

(C-CO9.6a/C-EU9.6a/C-OG9.6a) この3年間の貴社のセクターに関する低炭素 R&D への投資の詳細をお答えください。

技術領域	報告年の開発の段階	この3年間にわたる R&D 総投資額の平均割合(%)	報告年の R&D 投資額(CO.4 で選択した通貨)(任意)	今後5年間に予定している R&D 総投資額の平均割合(%)	この技術分野への貴社の R&D 投資が気候変動への取り組みや気候移行計画とどのように整合しているか説明してください
その他、具体的にお答えください スマートエネルギー貯蔵	パイロット実証	21			当社は、再生可能エネルギーの更なる導入拡大に向け、水素製造に関する研究を行うための「水素製造システム」の運転を2017年3月に開始し、本システムを活用した研究を実施しています。具体的には、当社研究開発センターの建物に、新たに太陽光発電設備や水素製造装置等を設置して、太陽光発電による電気を用いて水素を製造・貯蔵し、この水素を燃料に研究開発センター向けの電力の発電をしています。
その他、具体的にお答えください 蒸気タービンおよび/またはその他の装置のアップグレード	大規模商業的開発	21			当社は、1984年に東新潟火力発電所3号系列（新潟県聖籠町）として事業用大容量ガスタービンコンバインドサイクルを日本で初めて導入して以来、エネルギー消費量の低減、排ガスの低公害化に資するガスタービンの先駆的な技術開発を続けてきました。東新潟火力発電所4号系列では、1500℃級高効率ガスタービン向けに開発した耐熱材料、翼冷却技術、低温・低NOX 燃焼器の要素技術を適用し、2006年に当時の世界最高水準の熱効率55%以上（低位発熱量）を達成、2010年には仙台火力発電所4号機が

				<p>営業運転開始し当時の世界最〇水準の熱効率 58%を達成、2015 年には新仙台火力発電所 3-1 号、2016 年には同 3-2 号が営業運転を開始し、当時の世界最高水準の熱効率 60%以上を達成するなど、高効率ガスコンバインド発電設備の開発について知見やノウハウを培ってきております。</p> <p>(2019 年度から 2021 年度にかけて) 研究開発としては、再生可能エネルギーの更なる導入拡大により、火力発電設備は更なる自然変動の吸収を求められるとともに、その運用により低効率となる部分出力での運転の増加が想定されるため、更なる運用性向上ならびに部分出力を含む効率向上に向けた研究を行っております。具体的には、出力の変化量を増加させるため最低出力低減運用に対応した蒸気タービンの開発、環境負荷が増加しない範囲で起動時間を短縮させる運転手法の開発、部分出力での冷却空気流量最適化手法の開発や、更なる燃焼温度向上に向けた耐熱材料の開発などに取り組んでおります。2021 年度まで行ってきた本研究の成果の一部は、上越火力発電所 1 号機や既設のコンバインドサイクル発電設備に導入しております。なお、2021 年度からはカーボンニュートラルに向け、水素など非化石燃料の燃焼安定性の確認など、実証を通して技術開発を進めることとしております。</p> <p>(2019 年度から 2021 年度にかけて) 電源開発としては、2020 年 3 月に営業運転を開始した能代火力発電所 3 号機 600MW において石炭を使用する発電設備としては世界最高水準の熱効率約 46%を達成しております。ま</p>
--	--	--	--	--

				た、当社とプラントメーカーが共同開発した「強制空冷燃焼器システム採用次世代ガスタービン」（「平成 30 年度 優秀省エネ機器・システム表彰」で最高位である「経済産業大臣賞」を受賞）を導入する上越火力発電所 1 号機の新設工事を 2019 年 5 月に着工しており、ガスコンバインドサイクル発電設備として世界最高水準となる熱効率 63% 以上の実現を目指して建設工事を進めておりました。なお、上越火力発電所 1 号機については 2022 年 12 月に営業運転を開始しております。
--	--	--	--	---

C10. 検証

C10.1

(C10.1) 報告した排出量に対する検証/保証の状況を回答してください。

	検証/保証状況
スコープ 1	第三者検証/保証を実施中
スコープ 2(ロケーション基準またはマーケット基準)	第三者検証/保証を実施中
スコープ 3	第三者検証/保証を実施中

C10.1a

(C10.1a) スコープ 1 排出量に対して実施した検証/保証の詳細を記入し、それらのステートメントを添付します。

検証/保証の実施サイクル

年 1 回のプロセス

報告年における検証/保証取得状況

完成

検証/保証の種別

限定的保証

声明書を添付

 Independent Assurance Report.pdf

ページ/章

独立した第三者保証報告書は 1 ページを参照、CDP 回答用の独立した第三者からのレターは 2 ページを参照、スコープ 1 の排出量は 2 ページを参照。

関連する規格

ISAE3000

検証された報告排出量の割合(%)

100

C10.1b

(C10.1b) スコープ 2 排出量に対して行われた検証/保証の詳細を記入し、関連する報告書を添付してください。

スコープ 2 の手法

スコープ 2 マーケット基準

検証/保証の実施サイクル

年 1 回のプロセス

報告年における検証/保証取得状況

完成

検証/保証の種別

限定的保証

声明書を添付

 Independent Assurance Report.pdf

ページ/章

独立した第三者保証報告書は 1 ページを参照、CDP 回答用の独立した第三者からのレターは 2 ページを参照、スコープ 2 の排出量は 2 ページを参照。

関連する規格

ISAE3000

検証された報告排出量の割合(%)

100

C10.1c

(C10.1c) スコープ 3 排出量に対して行われた検証/保証の詳細を記入し、関連する声明書を添付してください。

スコープ 3 カテゴリー

スコープ 3:燃料およびエネルギー関連活動(スコープ 1 または 2 に含まれない)

検証/保証の実施サイクル

年 1 回のプロセス


報告年における検証/保証取得状況

完成

検証/保証の種別

限定的保証

声明書を添付

 Independent Assurance Report.pdf

ページ/章

独立した第三者保証報告書は 1 ページを参照、CDP 回答用の独立した第三者からのレターは 2 ページを参照、スコープ 3 の排出量は 2 ページを参照。

関連する規格

ISAE3000

検証された報告排出量の割合(%)

97

C10.2

(C10.2) C6.1、C6.3、および C6.5 で報告した排出量値以外に、CDP 開示で報告する気候関連情報を検証していますか？

いいえ、しかし今後 2 年以内の検証実施を積極的に検討中

C11.カーボン プライシング

C11.1

(C11.1) 貴社の操業や活動はカーボン プライシング システム (ETS、キャップ・アンド・トレード、炭素税) によって規制されていますか？

はい

C11.1a

(C11.1a) 貴社の操業に影響を及ぼすカーボンプライシング規制を選択してください。

日本炭素税

C11.1c

(C11.1c) 規制を受ける税金システムごとに、以下の表をお答えください。

日本炭素税

期間開始日

4月1, 2021

期間終了日

3月31, 2022

税の対象とされるスコープ1総排出量の割合

100

支払った税金の合計金額

9,400,000,000

コメント

「支払った税金の合計金額」については、2021年度の燃料消費量に「地球温暖化対策のための税」の税率を乗じて試算した値を回答しています。

C11.1d

(C11.1d) 規制を受けている、あるいは規制を受けると見込んでいる制度に準拠するための戦略はどのようなものですか？

「地球温暖化対策のための税」は、化石燃料の調達量に応じた税であるため、当社はこの制度に準拠するための戦略として、S+3Eを前提とした最適な電源ポートフォリオを目指しながら、化石燃料の使用量削減とさらなる効率性向上による低炭素化が有効であると考えています。具体的には、カーボンニュートラルチャレンジ2050のもと、安全確保を大前提とした原子力発電所の再稼働、再生可能エネルギーのさらなる導入拡大、火力発電の高効率化および経年火力の休廃止等による低炭素化を進めています。カーボンニュートラルに向けて、2030年度のCO2排出量について2013年度実績から半減することを目指しており、これらにより当社が支払う炭素税の削減が期待できます。

まず、原子力発電所については、安全を最優先に、女川原子力発電所2号機、東通原子力発電所1号機の早期再稼働を目指すこととしております。女川原子力発電所2号機については、2023年11月の工事完了を目指し、発電機を並入して発電を開始する時期を2024年2月と想

定しております。一定の前提を置いた試算ではありますが、女川原子力発電所2号機が再稼働した場合は年間で400億円程度、東通原子力発電所1号機が再稼働した場合は年間で250億円程度の火力燃料費が減少するものと想定しております。

次に、再生可能エネルギーについては、今後、風力発電を主軸に、太陽光、水力、地熱、バイオマス等の再生可能エネルギー全般について、これまで当社および当社企業グループが培ってきたノウハウを活用しながら新たな開発や事業参画に取り組み、東北・新潟エリアを中心に、2030年以降の早期に200万kWの開発を目指していくこととしております。また、再生可能エネルギーを長期的かつ持続的に活用するためには、開発から運用・保守、廃止、リプレースに至るまでライフサイクル全般に係る事業に関与することも重要と考えており、運用・保守事業（O&M:Operation&Maintenance）や、電源リプレース事業等の展開についても、合わせて検討を進めていきます。

さらに、火力発電については、さらなる高効率化に向け、2020年3月に能代火力発電所3号機の運転を開始しました。本機は、超々臨界圧方式を採用し蒸気温度を向上させることで、石炭を使用する発電設備としては世界最高水準の熱効率約46%（低位発熱量基準）を達成し、高い経済性とCO2排出量の低減を両立できるものと考えています。この他、2022年12月に営業運転を開始した上越火力発電所1号機は「強制空冷燃焼器システム採用次世代ガスタービン」を導入しており、ガスコンバインドサイクル発電設備として世界最高水準となる熱効率63%以上の実現を目指すことで、燃料消費量とCO2排出量を削減し、高い経済性と環境負荷低減の両立を図っています。また、環境性や経済効率性の低い経年火力電源の休廃止を進めていくため、秋田火力発電所3号機については2019年9月に、同2号機については2020年3月に廃止しました。2019年3月に廃止した緊急設置電源の秋田火力発電所5号機と東新潟火力発電所5号機においては、2020年度、東新潟火力発電所4-1号系列にガスタービンを転用することで、廃止設備を有効活用するとともに、運用性の向上と熱効率向上による燃料消費量・CO2排出量削減を図っております。さらに東新潟火力発電所港1号機および同港2号機を2021年3月に長期計画停止した他、秋田火力発電所4号機についても設備の経年度合いや今後の維持費用の見通しなどを総合的に評価し2024年7月の廃止を供給計画へ計上しております。この他、2019年度にIoT技術を取り入れたシステムを導入しており、引き続き日常のきめ細やかな運転管理や高効率プラントの安定運転を行うことにより熱効率の維持・向上に努めています。このように、当社は化石燃料の使用量削減とさらなる効率性向上を目指しながら、規制に準拠するための戦略を打ち立てています。

C11.2

(C11.2) 貴社は報告年中にプロジェクト由来の炭素クレジットをキャンセル(償却)しましたか。

いいえ

C11.3

(C11.3) 貴社はインターナルカーボンプライシングを使用していますか。

はい

C11.3a

(C11.3a) 貴社が社内カーボンプライス(炭素への価格付)を使う方法の詳細を記入してください。

内部炭素価格の種類

シャドウプライス(潜在価格)

価格がどう決まるか

排出量削減目標を達成するために必要な措置にかかるコスト

この内部炭素価格を実施する目的

エネルギー効率の推進

低炭素投資の推進

対象スコープ

スコープ 1

使用した価格設定アプローチ - 空間的変動

差異化

使用した価格設定アプローチ - 時間軸上の変動

変動型(時間軸上)

時間とともに価格がどのように変化すると見ているかを説明してください

温対法における電気事業者の CO2 排出係数報告等に活用可能な非化石証書の至近の約定価格を参考にしています。市場での取引価格を使用しているこの価格設定は、経時的に変動する漸進的なものです。

使用された実際の価格 - 最小(C0.4 で選択した通貨、CO2 換算トン)

1,333

使用された実際の価格 - 最大(C0.4 で選択した通貨、CO2 換算トン)

2,888

本内部炭素価格が適用される事業意思決定プロセス

リスク管理:

機会管理

これらの事業の意思決定プロセスにおいて本内部炭素価格が強制力をもつか

いいえ

組織の気候へのコミットメントや気候移行計画の実行に内部炭素価格がどのように貢献したかを説明してください

発電所への投資に関連するリスクと機会の評価として、当該発電所の CO2 排出係数と内部炭素価格を踏まえた評価を実施いたします。実際の適用にあたっては、案件の特性や足元の状況を考慮した価格が適用されます。「使用された実際の価格」については、全国平均排出係数を 0.45kg-CO2/kWh と仮定し、高度化法義務達成市場の約定価格より試算し回答しています。最小価格については最低価格 0.6 円/kWh、最大価格については上限価格 1.3 円/kWh を使用し試算した値を回答しています。

本価格設定により、低炭素技術を有する設備への投資が促進されることが予想されます。

C12.エンゲージメント

C12.1

(C12.1) 気候関連問題に関してバリューチェーンと協働していますか？

はい、顧客/クライアント

はい、バリューチェーンの他のパートナーと

C12.1b

(C12.1b) 顧客との気候関連協働戦略の詳細をお答えください。

エンゲージメントの種類とエンゲージメントの詳細

教育/情報の共有

貴社の製品、商品、サービス（の使用）による気候変動への影響を、顧客に周知するエンゲージメントキャンペーンを実施

顧客数の割合 (%)

100

C6.5 で報告した顧客関連スコープ 3 排出量の割合

100

この顧客のグループを選択した根拠と、エンゲージメントの範囲を説明してください

電力供給を主とする当社にとって、省エネルギーを推進していくうえで、すべての電気需要家との協働が重要です。そのため、エンゲージメントの対象となる顧客の割合については 100%としています。例えば、ほとんどが積雪・寒冷地域である東北地域のご家庭では、家庭部門のエネルギー種別の排出構成を比較すると、全国との比較で灯油の占める比率が高い傾向にあります。こうした状況を踏まえると、ご家庭での省エネルギーを促進していくためには、ヒートポンプ技術を活用した高効率の給湯・暖房システムと合わせて、お客さまがお住いの地域特性も考慮しつつ、住宅そのものの性能を向上させる高効率・高気密住宅等の提案も欠かせません。当社は工場や病院・福祉施設、学校関

連施設や農業施設なども含め、当社の電気を使用いただいているお客さまに対して、省エネ・省コストの実現につながる、エネルギーサービスを提供しています。

成功の評価を含む、エンゲージメントの影響

当社はご家庭や工場、病院・福祉施設、学校関連施設や農業施設など、当社の電気を使用いただいているお客さまに対して、省エネ・省コストの実現につながる、エネルギーサービスを提供しています。特に、ほとんどが積雪・寒冷地域である東北地域の家庭では、給湯に多くのエネルギーが使われており、これをできる限り減らしていくことが環境を守るためのカギになります。ヒートポンプは大気中などの熱を集めて移動させるシステムであり 電力は熱を運ぶ動力として使うため、少しの電力で大きな熱をつくることができます。そのためエネルギー効率に優れており、ヒートポンプ技術を用いた給湯システムであるエコキュートを導入することで給湯による二酸化炭素の発生を抑えることができます。

当社は、お客さまへのエコキュート導入の提案活動をメーカーや電気店、ハウズビルダーと協力しながら行っております。また、機器導入と併せて、ライフスタイルに合った時間帯別の電気料金プランを提案することで、電気使用面の省エネルギー化と負荷平準化に取り組んでいます。当社は、エコキュート導入台数をエンゲージメント成功の尺度とし、継続的に導入状況をモニタリングしております。当社モニタリング実績は、**2019年度：43175台/2020年度：44475台/2021年度：51753台**となり、継続的に増大しています。「現状より増大」という当社の目標を達成し、順調に進捗していると自己評価しています。

C12.1d

(C12.1d) バリューチェーンのその他のパートナーとの気候関連エンゲージメント戦略の詳細を示します。

【状況・背景】CO₂の排出削減においては、当社（供給側）の排出削減対策のみならず、お客さま（需要側）のエネルギー利用効率の向上など、需給両面の削減対策が重要です。2021年度の日本全体のCO₂排出量のうち約17%を運輸部門が占めており、政府が策定した「地球温暖化対策計画」では、削減対策として、プラグイン・ハイブリッド自動車（PHV）など次世代自動車の普及拡大が掲げられています。PHVは、外部の電源から充電が可能なハイブリッド自動車で、走行時にCO₂や排気ガスを排出しない電気自動車の長所と、燃費性能が高いハイブリッド自動車の長所を併せ持つ、環境性能に優れた自動車です。

【課題】「地球温暖化対策計画」において、政府が掲げた「2030年までに新車販売に占める次世代自動車の割合を5割～7割にする」という目標に対し、2017年度の新車販売台数に占める次世代自動車の割合は約37%であり、特にPHVの国内での普及は1%足らずと伸び悩んでいます。

【行動】当社は環境性能に優れたPHVの導入サポートにより、お客さまのエネルギー利用効率の向上にも貢献したいと考え、PHVを製造する日本最大手の自動車メーカーであるトヨタ自動車（株）と提携し、「PHVよりそうeドライブポイントサービス」を実施しております。具体的にはPHVをご購入されたお客さまを対象に、EVモード走行距離等に応じて当社の「よ

りそう e ポイント」をプレゼントしています（受付期間 2020 年 4 月～2021 年 5 月）。貯まったポイントは東北と新潟県のご当地商品、寄付、共通ポイント、商品券・ギフト券へ交換することができます。

【結果】「PHV よりそう e ドライブポイントサービス」は、お客さまにインセンティブを付与する形で環境性能に優れた自動車の普及を促進することで、お客さまのエネルギー利用率・CO₂ 排出削減に寄与し、気候関連問題の解決に貢献します。また、本サービスは地域の豊かな自然を守り、地球環境をより望ましい形で未来へ引き継いでいくための、ユニークな取り組みでもあります。当社は今後も、環境負荷低減を図りながら、お客さまのニーズにより沿う取り組みを展開していきます。

C12.2

(C12.2) 貴社のサプライヤーは、貴社の購買プロセスの一部として気候関連要件を満たす必要がありますか。

はい、サプライヤーは気候関連要件を満たす必要がありますが、自社のサプライヤー契約には含まれていません

C12.2a

(C12.2a) 貴社の購買プロセスの一部としてサプライヤーが満たす必要がある気候関連要件と、実施している順守メカニズムについて具体的にお答えください。

気候関連要件

規制要件への準拠

気候関連要件の詳細

全ての取引先に対し「全ての関係法令と社会規範の遵守」, 「カーボンニュートラル実現に向けたCO₂ 排出削減への積極的な取り組み」, 「グリーン調達への取り組み」等を求めています。

気候関連要件に準拠する必要があるサプライヤーの割合(調達支出別)

100

気候関連要件に準拠しているサプライヤーの割合(調達支出別)

100

この気候関連要件の準拠をモニタリングするための仕組み

第一者検証

この気候関連要件に準拠していないサプライヤーへの対応

維持して協働する

C12.3

(C12.3) 貴社は、気候に影響を及ぼすかもしれない政策、法律、または規制に直接的または間接的に影響を及ぼす可能性がある活動で協働していますか。

行 1


気候に影響を及ぼしうる政策、法律、規制に直接的、間接的に影響を及ぼす可能性がある外部との協働活動

はい、気候に影響を及ぼしうる政策、法律、または規制に影響を及ぼす可能性がある業界団体に加盟しているか、エンゲージメントがあります

貴社は、パリ協定の目標と整合するエンゲージメント活動を行うという公開のコミットメントまたは意見表明の書面をお持ちですか。

はい

宣誓または意見表明の書面を添付します

 challenge_zero.pdf

外部組織との協働活動が貴社の気候への取り組みや気候移行計画と矛盾しないように貴社で定めているプロセスについて説明してください

経団連「チャレンジ・ゼロ」では、当社のイノベーション事例として、「水素社会実現に向けた取り組み」と「VPP 事業化に向けた取り組み」を申請しており、その施策の進捗は必要に応じて経営会議や取締役会に報告されています。

C12.3b

(C12.3b) 気候に影響を及ぼしうる方針、法律、または規制に関して立場を取る可能性がある、貴社が加盟している、または関与する業界団体を具体的にお答えください。

業界団体

日本経済団体連合会(経団連)

貴社の気候変動に関する方針に対する立場は、それらの団体と一致していますか。

一貫性を有している

貴社は報告年に業界団体の立場に影響を及ぼそうとしましたか。

はい、当社は業界団体の現在の立場を公に推奨しています

貴社の立場は業界団体の立場と一貫性を有していますか、それとも異なっていますか。業界団体の立場に影響を及ぼすための行動を取りましたか。

気候変動に対する業界団体の立場および当社の立場はおおむね同一です。

当社は参加企業として、ネット・ゼロカーボン技術のイノベーションや投融資等へチャレンジすることの宣言と具体的な取組事例の提出が求められ、その内容は経団連「チャレンジ・ゼロ」のHP〔<https://www.challenge-zero.jp>〕に掲載されています。

報告年に貴社がこの業界団体に提供した資金提供金額(C0.4 で選択した通貨単位)

貴社の資金提供の狙いを説明してください

この業界団体との貴社の協働がパリ協定の目標に整合しているかを評価しましたか。

はい、評価しました。整合しています

C12.4

(C12.4) CDP へのご回答以外で、本報告年の気候変動および GHG 排出量に関する貴社の回答についての情報を公開しましたか?公開している場合は該当文書を添付してください。


出版物

メインストリームレポート

ステータス

完成

文書の添付

 2021_ho.pdf

関連ページ/セクション

ガバナンス : P43-49

戦略 : P11-15

リスクおよび機会 : P16-19

機会 : P30

内容

ガバナンス

戦略

リスクおよび機会

コメント

出版物

自主的な開示書類

ステータス

完成

文書の添付

 tohoku_integrated2022_jp.pdf

関連ページ/セクション

ガバナンス : P28,70-83

戦略 : P29-31

リスクおよび機会 : P28,30-31,67-69

排出量数値 : P32,90

排出量目標 : P24

内容

ガバナンス

戦略

リスクおよび機会

排出量数値

排出量目標

コメント

出版物

自主的に作成するサステナビリティレポートで

ステータス

完成

文書の添付

 tohoku_sustainabilityreport2022_jp.pdf

関連ページ/セクション

ガバナンス : P4,13-14

排出量数値 : P24-25

その他の指標 : P75

内容

ガバナンス
排出量数値
その他の指標

コメント

C12.5

(C12.5) 貴社が署名者/メンバーとなっている環境問題関連の協調的枠組み、イニシアチブ、コミットメントについてお答えください。

	環境に関する協調的枠組み、イニシアチブやコミットメント	各枠組み、イニシアチブ、コミットメント内での貴社の役割の説明
行 1 気候関連財務情報開示タスクフォース(TCFD) 国連グローバル・コンパクト		<ul style="list-style-type: none"> ・気候関連財務情報開示タスクフォース(TCFD) 当社は 2019 年 4 月に「TCFD 提言」への賛同を行いました。これを契機として、ステークホルダーの皆さまとのコミュニケーションをさらに充実させ、環境経営や環境情報開示のさらなる改善を行い、成長戦略としての当社の環境政策を推進することとしています。 ・国連グローバル・コンパクト 多様化・複雑化する社会課題を解決していくためには、様々な企業や団体とのパートナーシップの強化が一層重要となっており、国連グローバル・コンパクトへの参加により、参加企業・団体との連携・交流などを通じて、東北電力グループのサステナビリティの高度化を実現できると考えています。

C15.生物多様性

C15.1

(C15.1) 貴社には生物多様性関連問題に関する取締役会レベルの監督および/または執行役員レベルの責任がありますか。

生物多様性関連問題に関する取締役会レベルの監督や執行役員レベルの責任	生物多様性に関連した監督および目的についての説明

行 1	はい、取締役会レベルの監督および執行役員レベルの責任の両方	<p>私たち東北電力グループは、環境保全を経営の重要課題のひとつと位置付け、社長が決定権限を持つ「東北電力グループ環境方針」に基づき、地域とともに環境への取り組みを着実に進めています。</p> <p>取締役会では、経営に関する重要な計画をはじめ、当社の業務執行の重要事項を決定するとともに、取締役からの業務執行状況の報告および取締役の職務の執行について相互に監督しています。</p> <p>生物多様性関連問題への対応については、「環境マネジメント委員会」ならびに執行側経営層から構成される「カーボンニュートラル・環境経営推進会議」からなる環境マネジメントの枠組みにおいて進捗状況を集約した後、東北電力グループのマテリアリティであるサステナビリティ重要課題の一つとして、サステナビリティ推進会議を経て、毎年取締役会に報告することとしています。</p>
--------	-------------------------------	--

C15.2

(C15.2) 貴社は生物多様性に関連する公開のコミットメントをしたり、イニシアチブに賛同したりしたことがありますか。

	生物多様性に関連して公開のコミットメントをしたか、あるいは生物多様性に関連したイニシアチブを支援したかについて示してください	生物多様性関連の公のコミットメント	支援したイニシアチブ
行 1	はい、生物多様性に関連した公開のコミットメントを行い、また生物多様性に関連したイニシアチブを公に支援しました	<p>その他、具体的にお答えください</p> <p>東北電力グループ環境方針のうち、環境行動四原則のなかで「豊かな自然環境を守り、共生します。」という宣言を行っています。</p>	<p>SDG</p> <p>その他、具体的にお答えください</p> <p>経団連生物多様性宣言イニシアチブ</p>

C15.3

(C15.3) 貴社はバリューチェーンが生物多様性に及ぼす影響と依存度を評価していますか。

生物多様性に対する影響

貴社がこの種の評価を行うかどうかを示してください

いいえ、しかし今後2年以内に行う予定です

生物多様性への依存度

貴社がこの種の評価を行うかどうかを示してください

いいえ、しかし今後2年以内に行う予定です

C15.4

(C15.4) 報告年に生物多様性への影響が大きい地域またはその周辺で事業活動を行っていましたか。

いいえ

C15.5

(C15.5) 生物多様性関連のコミットメントを進展するために、貴社は本報告年にどのような行動を取りましたか。

	貴社は生物多様性関連コミットメントを進展させるために報告対象期間に行動を取りましたか。	生物多様性関連コミットメントを進展させるために講じた措置の種類
行 1	はい、生物多様性関連コミットメントを進展させるために措置を講じています	土地/水保護 土地/水管理 生物種管理


C15.6


(C15.6) 貴社は、生物多様性関連活動全体の実績を監視するために、生物多様性指標を使用していますか。

	貴社は生物多様性実績をモニタリングするために指標を使用していますか。	生物多様性実績をモニタリングするために使用した指標
行 1	いいえ	

C15.7

(C15.7) CDP へのご回答以外で、本報告年の生物多様性関連問題に関する貴社の回答についての情報を公開しましたか。公開している場合は該当文書を添付してください。

報告書の種類	内容	文書を添付し、文書内で関連する生物多様性情報が記載されている場所を示してください
自主的に作成する持続可能性報告書またはその他の自主的発信情報で	生物多様性関連方針またはコミットメントの内容 生物多様性に対する影響	<ul style="list-style-type: none"> サステナビリティレポート：P32 環境コミュニケーションブックレット「Grun」：P19-24  1,2

 ¹tohoku_sustainabilityreport2022_jp.pdf

 ²grun.pdf

C16.最終承認

C-FI

(C-FI) この欄を使用して、燃料が貴社の回答に関連していることの追加情報または状況をお答えください。この欄は任意で、採点されないことにご注意ください。

C16.1

(C16.1) 貴社の CDP 気候変動の回答に対して署名(承認)した人物を具体的にお答えください。

	役職	職種
行 1	取締役社長	社長

SC.サプライチェーン・モジュール

SC0.0

(SC0.0) 本モジュールに関連し必要に応じて、こちらに貴社の情報を記入してください。

SC0.1

(SC0.1) 報告対象期間における貴社の年間売上はいくらですか？

	年間売上
行 1	

SC1.1

(SC1.1) 本報告対象期間に販売した商品またはサービス量に応じて、貴社の排出量を以下に示す顧客に割り当ててください。

SC1.2

(SC1.2) SC1.1 の記入にどの公開情報を使用したか、参考文献を示してください。

SC1.3

(SC1.3) 排出量を顧客ごとに割り当てる際の課題と、その課題を克服するために役立つことは何ですか。

割当の課題	その課題を克服するために何が役立つか説明してください
-------	----------------------------

SC1.4

(SC1.4) 今後、顧客ごとの排出量を割り当てられるようにする計画はありますか？

SC2.1

(SC2.1) 特定の CDP サプライチェーンメンバーと協力できる相互に利益のある気候関連プロジェクトを提案してください。

SC2.2

(SC2.2) CDP サプライチェーンメンバーによる依頼またはイニシアチブによって、貴社は組織レベルの排出量削減イニシアチブを行うように促されましたか。

SC4.1

(SC4.1) 貴社では、自社製品またはサービスに関する製品レベルのデータを提供していますか？

回答を提出

どの言語で回答を提出しますか。

日本語

貴社回答がどのような形で CDP に扱われるべきかを確認してください

	私は、私の回答がすべての回答要請をする関係者と共有されることを理解しています	回答の利用許可
提出の選択肢を選んでください	はい	公開

以下をご確認ください

適用条件を読み、同意します