

日本のトランジションボンド市場

Rose Choy(*), Jeannette Leong

国際資本市場協会（ICMA）は 2025 年 11 月に、信頼性の高いトランジション・プロジェクトの支援を目的に新たなガイドラインを公表し、明確な定義、担保措置（セーフガード）、および具体例を備えた、独自の「気候トランジションボンド（Climate Transition Bond: CTB）」ラベルを導入した。ICMA に準拠した CTB には、資金使途特定型の金融商品として、化石燃料関連の投資の移行目標との整合性を確実にするための担保措置が含まれることになる。新しいラベルの狙いは、特に脱炭素化を進める高排出セクターにおいて、市場の透明性向上を目指すことにある。トランジションボンドの普及は、欧州などの地域では依然として限定的であるが、日本では 2021 年以降、トランジション・ファイナンスの分野で重要な役割を果たしている。

現在、日本のトランジションボンドは 5 兆 3,700 億円（約 358 億ドル）の市場規模を有し[1]、その大部分を政府が発行するクライメート・トランジション利付国債（JCTB）（3 兆 9,000 億円）が占める。一方、一般企業による発行は 97 銘柄であり、発行残高の約半分が公益・電力セクターによるものである。本稿では、JCTB と公益・電力セクターにおける発行銘柄を対象に、トランジション・ファイナンス目的で調達された資金が発行後にどのように活用されているかを分析する。この分析を通じて、日本の国家的なグリーン・トランスフォーメーション戦略の進捗状況と、債券投資家にとっての潜在的な影響について、理解をさらに深めたい。

主なポイント

- **ICMA が新たに公表した気候トランジションボンド・ガイドラインは、世界的にトランジションボンドを活用したファイナンスへの関心を喚起する役割を果たす。日本はこの分野で先行的な立場であり、350 億ドルを超えるトランジションボンドの発行実績を有する。**
- **日本は経済全体を対象としたトランジション・ファイナンスの枠組みによって、政策と資本市場を連携させ、エネルギー・産業の変革を促進できることを示すモデルケースとなっている。**
- **クライメート・トランジション利付国債（JCTB）は、ICMA に準拠した CTB の中でも、市場ですでに取引されている初期の発行事例の 1 つである。調達資金は、蓄電池や原子力の分野へと優先的に配分されている。**
- **電力セクターでは、日本の公益企業が発行するトランジションボンドが大きな割合を占めている。これらは ICMA のプロセス基準には概ね準拠しているものの、CTB のプロジェクト基準との整合性は限定的である。**

[1] Bloomberg Finance L.P.、2026 年 2 月 13 日時点。

本資料は投資の助言ではありません。2026 年 2 月 23 日初版。重要な免責事項は巻末に記載されています。
(*) Anthropocene Fixed Income Institute (www.anthropocenefii.org). 著者の連絡先: rco@anthropocenefii.org

ボラティリティ上昇局面における JCTB の動き

日本政府は 2023 年 5 月に、脱炭素電源の推進を通じた化石燃料への依存低減を目的とする、「グリーン・トランスフォーメーション（GX）」戦略を打ち出した。財源として「脱炭素成長型経済構造移行債（GX 経済移行債）」の発行を位置付け、10 年間で 150 兆円超の官民投資の実現を目標に掲げている。また、2025 年 2 月に閣議決定された「GX2040 ビジョン」は変革実現のための長期戦略であり、第 7 次エネルギー基本計画と一体的に位置付けられる[2]。具体的には、同基本計画がエネルギーミックスを規定する一方で、GX 政策が移行に必要な資金確保や産業界による実行を後押しする役割を担う、という形である。また、この計画の下で、2028 年度から化石燃料供給への賦課金導入を含むカーボンプライシングが導入されるほか、今年度からは GX-ETS（排出量取引制度）の稼働が予定されている。

JCTB（GX 経済移行債）の発行は 2024 年 2 月に始まり、今後 10 年間で 20 兆円の発行が目標に掲げられている。2026 年 2 月 20 日時点では、7 銘柄、総額 3.9 兆円が発行済みである。注目点として、先日、セカンドオピニオンの提供機関である日本格付研究所（JCR）のレビューにおいて、発行の枠組みについて ICMA の新ガイドラインとの適合性が確認されている。**JCTB は、ICMA に準拠した CTB の中でも、市場ですでに取引されている初期の発行事例の 1 つである**。ICMA のガイドラインは、CTB への関心を世界的に高めるとともに、JCTB の認知度向上や、より幅広い海外投資家層の呼び込みにつながると我々は予想している。

表 1. JCTB の発行残高（23 年度～25 年度年初来） 出所: Bloomberg Finance L.P.（2026 年 2 月 20 日アクセス）

ISIN	発行体	発行日	利率 (%)	発行額 (10 億ドル)	償還日	シリーズ	通貨	応札倍率(*)	日銀保有額
JP1480011Q23	日本政府 10 年債	15/2/24	0.7	799.5	20/12/2033	1	日本円	2.90	42.10%
JP1470011Q24	日本政府 5 年債	28/2/24	0.3	799.8	20/12/2028	1	日本円	3.39	40.14%
JP1480021Q54	日本政府 10 年債	29/5/24	1	699.6	20/3/2034	2	日本円	3.31	39.57%
JP1470021Q71	日本政府 5 年債	19/7/24	0.5	699.4	20/6/2029	2	日本円	3.19	39.06%
JP1470031R78	日本政府 5 年債	16/7/25	1	299.8	20/6/2030	3	日本円	3.98	15.44%
JP1480031RA4	日本政府 10 年債	22/10/25	1.6	299.8	20/9/2035	3	日本円	3.56	6.10%
JP1470041S18	日本政府 5 年債	26/1/26	1.6	299.9	20/12/2030	4	日本円	3.49	NA

**応札倍率は当該証券の入札額を発行額で割ったもので、需要の状況を表わす。*

昨年来、日本の国債市場ではボラティリティが上昇し、超長期ゾーンにおける売り圧力が 10 年ゾーンを含むイールドカーブ全体に波及している。円安の進行、食料品や生活必需品を中心とするインフレ期待の高まり、さらには高市新政権下での財政規律の緩みに対する懸念を背景に、債券市場では不安定な展開が続いている。1 月 20 日には国債市場が一時的な混乱に陥り、取引量が限られる中で、30 年債と 40 年債の利回りは 25bp を超える上昇を記録した。市場筋によると、当日の取引額は、30 年債が 1 億 7,000 万ドル相当、40 年債が 1 億 1,000 万ドル相当にとどまったとされる[3]。また、2 月 8 日に実施された衆議院解散総選挙

[2] 第 7 次エネルギー基本計画は、2040 年度に向けたエネルギーミックスと政策の方向性を定める国家エネルギー戦略である。

[3] 「Japan Bond Wipeout Was Triggered by Just $280 Million of Trading（20 日の日本国債急落、少額の超長期債取引が引き起こす-世界に衝撃）」Bloomberg.com、2026 年 1 月 22 日。

では、高市首相率いる自民党が 3 分の 2 の圧倒的多数を確保する勝利を収めた。高市政権の政策に対する評価が進む過程で、ボラティリティがさらに高まる展開が予想される。新政権は、食料品消費税の時限的減税、給付付き税額控除導入への注力、新規赤字国債発行の見送りなど、市場に配慮した姿勢を示しているが、財政緩和政策への再転換が最大のリスク要因となっている。また、日銀は 2026 年も利上げ路線を継続するとみられ、日本国債のイールドカーブ上では短中期ゾーンの利回りも上昇する見通しである。

このようにボラティリティが上昇する環境においても、政府は脱炭素化とエネルギー転換の目標を実現するため、JCTB の発行を継続する必要がある。2025 年度以降、JCTB の応札倍率は 3.2 倍から 4 倍の範囲で推移しているが、注目すべき点として、1 月 26 日に発行された 5 年債は、その前週に日本国債市場において値動きが混乱する場面があったにもかかわらず、3.49 倍という十分に良好な水準を記録している。

図1. JCTB のスプレッド（一般的な利付国債対比）出所: Bloomberg Finance L.P.（2026 年 2 月 20 日アクセス）

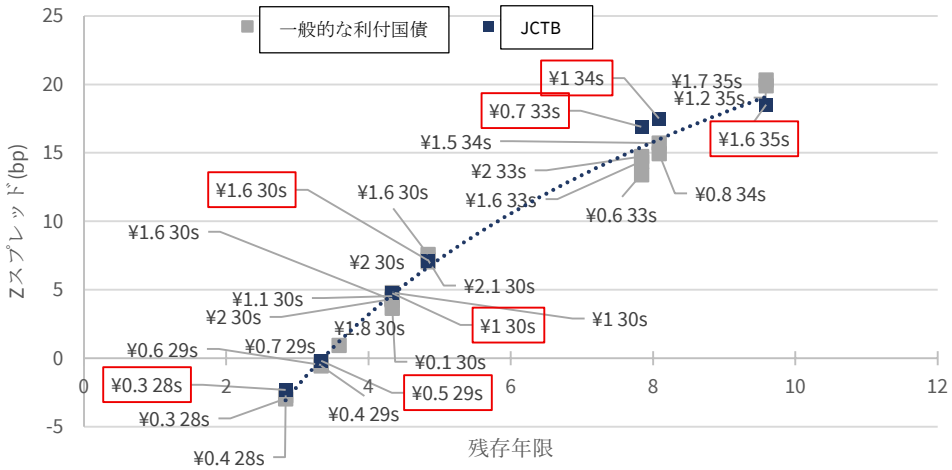


図2. JCTB のグリーニアムの発行後推移。出所: AFII、Bloomberg Finance L.P.（2026 年 2 月 20 日アクセス）

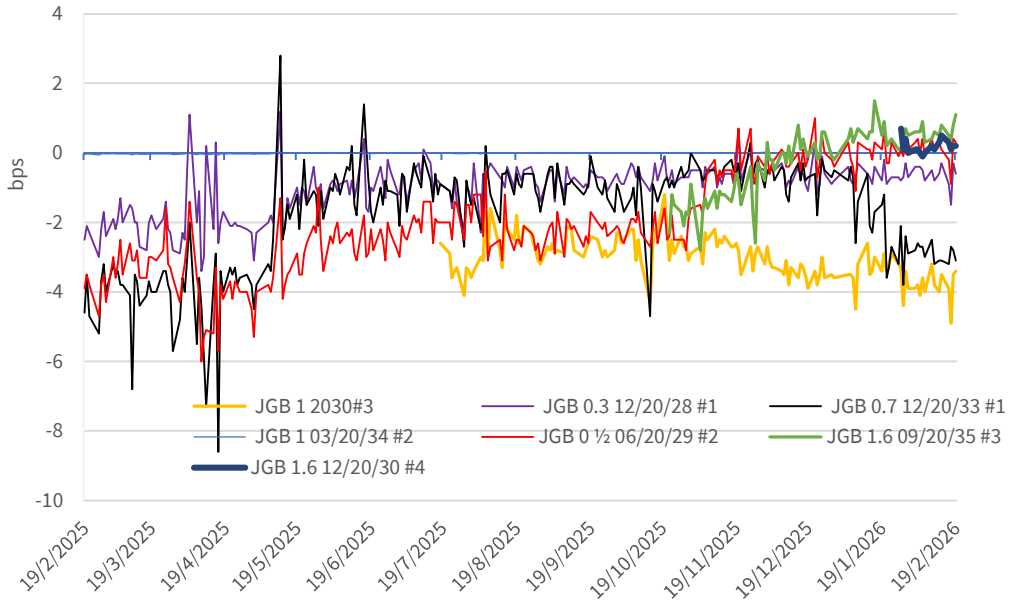


図 1 から確認されるように、JCTB は一般的な利付国債と概ね同様の利回り水準で取引されている。現時点で例外は 2033 年債（0.7%）と 2034 年債（1%）であり、同年限の利付国債

を 1~2bp 上回る水準で取引されている。一方、グリーニアムは時間とともに変動し、銘柄によっても水準が異なる（図 2）。我々は以前公表したレポートにおいて、JCTB の取引動向を一般的な利付国債と比較しつつ分析し、JCTB 市場における取引流動性の課題の一因として、発行額の小ささや日銀による相当規模の保有を指摘している[4]。

JCTB の資金使途（予定）

これまでのところ、JCTB の発行により調達された資金の配分（予定分を含む）は、材料・製品のサプライチェーンや、バッテリーや原子力技術などの GX テクノロジーに重点を置いたプロジェクトが優先されてきた。日本の戦略は、脱炭素化を副次的な目的としつつ、新たな成長事業を育成するための産業基盤の構築に重点を置くものであり、低炭素交通やクリーンエネルギーの分野は相対的に優先度が低い。

表 2 は、日本の主要なトランジション・プロジェクトを整理したものである。表内の数字は、2023 年度の資金充当レポートに基づく調達資金の配分と、2023～2025 年度の JCR 評価レポートに基づく予算配分を表わしたものである。予算配分は実際の調達額を上回る場合が多く、毎年改訂される。なお、開示情報の制約により、2022～2023 年度については実績データを、2024～2025 年度については予算データを使用している。これにより、予定される支出分野の状況を、経済産業省が 2025 年 6 月の政策報告書で示した投資見通しと比較することで把握できるようになる[5]。

表 2. 2022~25 年度発行済み JCTB の資金使途（推計）と経済産業省の 10 年間の官民投資目標との比較。出所：2023 年度クライメート・トランジション利付国債資金充当レポート、JCR の評価レビュー結果、経済産業省「産業構造審議会 経済産業政策新機軸部会 第 4 次中間整理 参考資料集」（2025 年 6 月）。

(10 億円)	会計年度 2022	2023	2024	2025	22-25 年 総額	10 年間の 官民目標投資額	目標 達成率
半導体/AI	227.3	308.7	157.6	179.7	873.3	~12,000.0	7%
蓄電池	331.6	318.0	682.1	15.0	1,346.7	~7,000.0	**19%**
次世代再生エネ	17.5	9.5	60.8	81.0	168.8	~31,000.0	1%
原子力		12.4	56.3	88.9	157.6	~1,000.0	**16%**
運輸（低炭素交通）	101.6	177.8	187.0	46.1	512.5	~42,000.0	1%
うち自動車（補助金）	69.0	177.8	150.0		396.8	~34,000.0	1%
製造業脱炭素化	336.4	107.2	41.2	151.6	636.4	~8,000.0	**8%**
水素等	16.0		8.9	41.4	66.3	~7,000.0	1%
くらし（建物/住宅）	90.1	204.1	243.0	24.4	561.6	~14,000.0	4%
GX 推進機構			120.0	70.0	190.0		
スタートアップ	49.6		41.0	30.0	120.6		
その他		3.3	5.0	5.0	13.3		
合計	1,170.1	1,141.0	1,602.9	733.1	4,647.1		

予算配分を目標投資額と比較すると、蓄電池、原子力、製造業脱炭素化の分野が特に大きな割合を占めている。経済産業省は 2024 年 9 月に、電気自動車（EV）向け蓄電池の製造に最大 3,479 億円を補助すると発表した。2030 年までに、国内の年間製造能力を 150Gwh に高める目標を掲げ、国外のサプライチェーンへの依存度を低減することを狙いとしている。同省が公表した補助対象となる 12 件のプロジェクトの中には、蓄電池メーカー、パナソニッ

[4] 「Latest 5yr JCTB auction receives warm reception despite market volatility（直近の 5 年 JCTB 入札は市場のボラティリティにもかかわらず好意的な反応を得た）」AFII、2025 年 7 月 18 日。

[5] 「Reference Materials for the Fourth Report of the Committee on New Direction of Economic and Industrial Policies（産業構造審議会 経済産業政策新機軸部会 第 4 次中間整理 参考資料集）」経済産業省、2025 年 6 月。

ク、スバル等のコンソーシアムが主導する、リチウムイオン電池セルの生産プロジェクトが含まれる[6]。このパナソニック／スバルの取り組みには最大規模の支援（1,564 億円）が配分される見通しであり、これは総事業費の約 34%をカバーする水準に相当する。2028 年 8 月までに、部品の供給が始まる予定とされている。こうした蓄電池産業への支援は、日本の EV 産業および電力システムを下支えするものであり、いずれもネットゼロ目標の達成に不可欠とされる。

製造業の脱炭素化には、鉄鋼製造において、生産工程でコークス用石炭の一部を水素で代替する技術が含まれる。また、産業炉においてガスと水素・アンモニアを混焼する技術も含まれており、これらの技術分野では投資の動きが見られる。これらのプロジェクトを通じて、2031 年度までにピーク時の電力消費が 30%以上削減されることが見込まれている[7]。こうしたテクノロジーは、ICMA が公表した CTB の資金使途に関する新しいガイドラインの中で、「循環型経済に適応した製品、製造技術およびプロセス」のカテゴリーに含まれる、承認対象プロジェクトとして位置付けられている。

化石燃料資産に関連するクライメート・トランジション・プロジェクトに関しては、関連するトランジションボンドの信頼性を確保するための担保措置が必要となる。具体的には、（1）資産レベルの移行計画、（2）期限を定めた段階的廃止または燃料転換、（3）フォワードルッキングなレポーティング、（4）低炭素投資による補完、（5）設備容量の拡張や運転期間延長の制限、（6）CCUS（炭素回収・利用・貯留）の導入に関するコミットメントが挙げられる。2023 年度の資金充当レポートでは、長期的な排出削減に関する一定の詳細が示されており、その定量的な効果は 2030 年代初頭から顕在化するとされている。これらの影響の概要については、Appendix の Table 4 を参照されたい。

GX2040 ビジョンは第 7 次エネルギー基本計画と密接に関連するため、2040 年の電源構成目標の重要性が大きい。2040 年の構成目標は、再生可能エネルギーが 40~50%、原子力が 20%、火力（化石燃料）が 30~40%とされているが、2024 年の実績は火力（化石燃料）が 68.5%、再生可能エネルギーが 32%、原子力が 8.3%であり、大きな変化を意味する[8]。これは、原子力、水素・アンモニア、CCUS への重点強化を示唆する内容である。再生可能エネルギーについては、引き続き拡大が必要であるものの、2030 年までに 38%へと引き上げる中間目標が設定済みであり、緊急性は相対的に低いと考えられる。したがって、当初の支出が原子力や製造業脱炭素化に関連するプロジェクトに集中するのは、意外なことではない。

電力セクターの発行動向

概要と資金調達手段

日本のトランジションボンド市場において、企業部門では、2021 年以降、電力ガス・セクターが最も活発な動きを見せている。我々の分析対象企業の中で、11 社が 40 件以上のトランジション・ラベル付き債券を発行している。累積の発行額は約 8,210 億円に達し、企業部門では約半分のシェアに相当する。こうした状況は、日本のトランジション・ファイナンスの枠組みにおける電力セクターの中心的な役割と、経済産業省のセクター別ロードマップとの緊密な整合性を反映するものである。

---

[6]「Japan approves $2.4bn for EV battery projects」Argus Media、2024 年 9 月 6 日。
[7]「Japan Climate Transition Bond Framework- Affirmation（クライメート・トランジション利付国債に対する JCR 予備評価レポート）」、JCR サステナブル評価、2026 年 1 月 19 日。
[8]「Ember: Japan」Ember、2026 年 2 月 11 日アクセス。

日本の公益企業が発行するトランジション・ラベル付き債券には、2 つの仕組みが存在する。1 つは「トランジションボンド（資金使途特定型）」であり、調達資金は明確に定義された適格プロジェクトに配分され、資金使途の報告が義務付けられている。これに対して、もう 1 つの「トランジション・リンク・ボンド（TLB）」では、債券の特性が発行体レベルの脱炭素目標に連動し、資金使途に制約がない。両者は日本のトランジション・ファイナンス指針で認められており、電力セクターの脱炭素化を支援する異なる側面を補完する形で併用されている。

ICMA 気候トランジションボンド・ガイドラインに準拠

日本の公益企業が発行するトランジションボンドは、ほとんどの場合、ICMA が 2025 年 11 月に「気候トランジションボンド・ガイドライン（CTBG）」を公表する前に組成されているため[9]、発行の枠組みとしては、ICMA の「グリーンボンド原則（GBP）」および「気候トランジション・ファイナンス・ハンドブック（CTFH）」を参照する形となっている。CTFH[10]が、トランジション戦略、ガバナンス、目標、情報開示に焦点を当てた発行体レベルの指針を提供しているのに対し、CTBG は、気候トランジション・プロジェクトに紐付けされた資金使途特定型債券の発行に関する指針を詳細に示しており、担保措置やカーボンロックイン・リスクの取り扱いなども含まれている。

表 3 は、各発行体とも ICMA 基準とのプロセスの整合性が概ね高いことを示している。GBP と CTFH が発行の枠組みにおいて一貫して参照され、資金使途の報告も実施されている。その一方で、大方の分析対象銘柄の場合、CTBG が発行時で明示的に組み込まれていなかった。そのため、CTBG との整合性は事後評価によって判断され、開示されている資金使途カ

表3. 日本の電力ガス会社が発行するトランジションボンド：ICMA の枠組みとの整合性および CTBG とのマッピング。出所: ICMA、発行体公表資料、 AFII による分析。

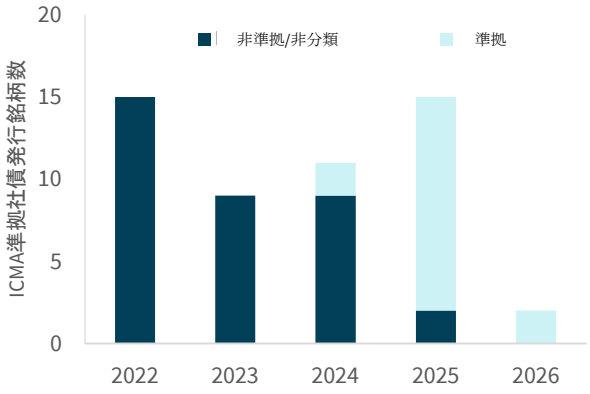
発行体	発行額 (10 億円)	ICMA の枠組みとの整合性	資金使途 (開示情報ベース)	ICMA CTBG との資金使途の整合性
関西電力	45	ICMA GBP・CTFH（CTBG 公表前）	原子力発電所の再稼働・安全対策、送配電、ゼロカーボン火力	概ね整合的、トランジション経路との整合性・担保措置の開示状況次第
北海道電力	20	ICMA GBP・CTFH（CTBG 公表前）	原子力発電所の再稼働・安全対策、送電網の強化	概ね整合的、原子力・系統への投資が信頼できるトランジション経路に明確に結び付けられている場合
九州電力	85	ICMA GBP・CTFH（CTBG 公表前）	高効率エネルギー火力、火力発電所の休廃止、原子力のリファイナンス	概ね整合的、最も整合性が高いのは廃止分野、LNG・原子力は担保措置のエビデンス次第で左右
中国電力	30	ICMA のプロセス基準に準拠	再生可能エネルギー、再生エネ拡大に向けた送電網の強化	概ね整合的、主にグリーンプロジェクト・トランジション促進インフラによる
北陸電力	44	ICMA GBP・CTFH（CTBG 公表前）	バイオマス混焼、送配電プロジェクト	概ね整合的、ロックインの緩和措置・排出強度の正当性確認次第
東北電力	15	ICMA GBP・CTFH（CTBG 公表前）	系統連系、火力発電所の建設、老朽火力発電所の廃止	概ね整合的、廃止実証済みの場合に整合性が高く、その他カテゴリーはトランジション経路との整合次第
JERA	20	ICMA GBP・CTFH（CTBG 公表前）	アンモニア・水素混焼、非効率火力発電所の廃止	概ね整合的、廃止分野が最も整合性の根拠が強く、混焼分野の整合性は担保措置次第
大阪ガス	72	ICMA GBP・CTFH（CTBG 公表前）	風力・太陽光、ガス火力・コジェネ、ガス火力発電所	概ね整合的、再生エネは明確にグリーン、ガス資産はトランジションの正当性次第
東京ガス	20	ICMA GBP・CTFH（CTBG 公表前）	水電解、メタネーション、陸上風力、バイオマス	概ね整合的、信頼できるトランジション経路と担保措置次第
西部ガス	15	ICMA GBP・CTFH（CTBG 公表前）	ガス火力発電資産、太陽光発電ポートフォリオ	概ね整合的、最も整合性が高いのは太陽光発電、ガス資産の整合性はトランジション経路の実証次第
東邦ガス	10	ICMA GBP・CTFH（CTBG 公表前）	メタネーション、水素、蓄電池、洋上風力	概ね整合的、再生エネは明確にグリーン、水素はトランジションの方向性次第

[9] 「Climate Transition Bond Guidelines」ICMA、2025 年 11 月。
[10] 「Climate Transition Finance Handbook」ICMA、2025 年 11 月。

テゴリーが信頼できるセクター別トランジション経路と整合しているか、担保措置が概念的に考慮されているかを、原則ベースで評価している。

全体的な資金配分カテゴリーは、トランジション経路と担保措置の観点から評価すると、CTBG 原則と概ね整合していると考えられる。特に石炭火力発電所の廃止・廃止処理は、排出削減に直接寄与し、システム全体の脱炭素化を支援する点で、最も明確な例である。原子力発電所の再稼働と安全関連投資は、国家ロードマップとの整合性や適切な担保措置の開示が条件となるものの、クリーンエネルギー移行経路における低炭素電源の構築に寄与するものとして評価されうる。また、混焼、水素、メタネーション、LNG 切替、高効率火力プロジェクトは、排出強度を明確に低下させ、カーボンロックイン・リスクを最小限にする点で、トランジションの方向性に沿った投資と位置付けられる。さらに、送配電網の強化や系統連系への投資は、非化石電源の導入拡大や系統柔軟性の向上を支えるシステム基盤的な役割を果たし、トランジション目標に明確に結び付けられる場合には、トランジション経路との整合性があると見なされうる（詳細は Appendix「Transition bonds: use of proceeds allocation and pathway alignment（トランジションボンド：調達資金の配分とトランジション経路との整合性）」を参照）。Appendix の 3 件の発行体事例（関西電力、北海道電力、東京ガス）では、企業の脱炭素戦略におけるトランジションボンドの活用状況や、日本政府のトランジション・フレームワークとの整合性について、さらに詳しい内容を示している。

図3. 日本の公益企業による ICMA 準拠社債の発行銘柄数
出所: Bloomberg Finance L.P.（2026 年 2 月 20 日アクセス）



ブルームバーグが定義する ICMA 準拠の観点から見ると、現在、サンプル 52 銘柄のうち 17 銘柄が、関連する ICMA 基準に準拠すると分類されている[11]。図 3 で示したように、最近の発行銘柄ほど準拠比率が高く、ICMA 基準との整合性が時間の経過とともに強まっている様子がうかがえる。

公益セクターのトランジションボンド：国内市場における需要と価格動向

日本銀行が実施した 2025 年市場機能サーベイによると、トランジションボンドを含む気候関連 ESG 債の発行は継続しているものの、投資家層の拡大が鈍化し、価格優位性も一貫性を欠くようになるなど、需給環境は変わりつつある。発行体にとって、ESG 債の発行は調達コストの明確な優位性よりも、事業戦略や社会的評価の観点から主に推進されている。一方、投資家の需要は、環境目標の達成、ステークホルダーへの説明責任、場合によってはリターンの観点に基づくものだが、情報の充実度には依然として懸念が残る[12]。

[11] ブルームバーグによる ICMA 準拠の分類は、各銘柄が ICMA 基準に定める柱をすべて充足する場合、トランジションボンド・ガイドラインを含む ICMA の全ガイドラインに合致するものとされる（2026 年 2 月 16 日時点）。

[12] 「Results of the Fourth Market Functioning Survey concerning Climate Change（気候変動関連の市場機能サーベイ（第 4 回）調査結果）」日本銀行、2025 年 7 月。

日本の社債市場では、長期保有型の投資家のシェアが圧倒的に高く、流通市場取引は限定的である。2024 年のデータに注目すると、債券市場全体の取引額に占める社債の店頭取引額は、わずか 0.1%にとどまる。また、債券市場全体の発行額に占める社債の発行額は、7.2%程度であった[13]。

右および下の図は、一部電力会社の一般債とトランジションボンドのスプレッドを、年限別に比較したものである。

図4. 関西電力の円建て社債カーブ 出所: Bloomberg Finance L.P. （2026 年 2 月 20 日アクセス）

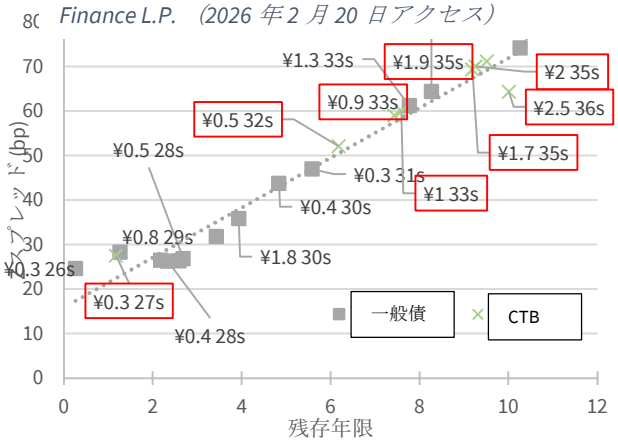


図5. 北海道電力の円建て社債カーブ 出所: Bloomberg Finance L.P. （2026 年 2 月 20 日アクセス）

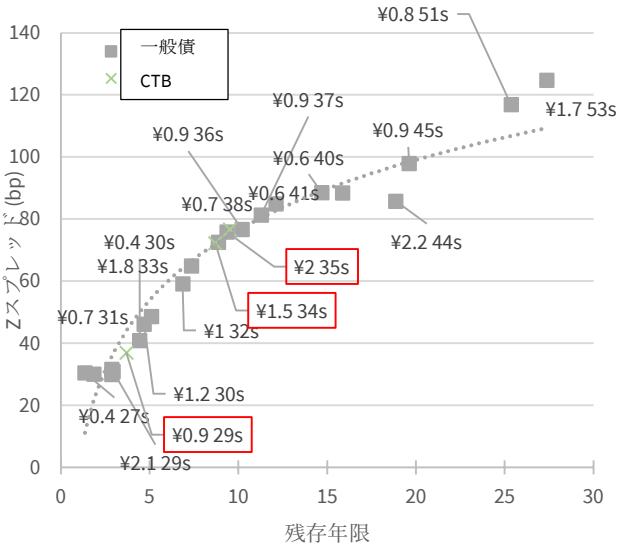


図6. 中国電力の円建て社債カーブ 出所: Bloomberg Finance L.P. （2026 年 2 月 20 日アクセス）

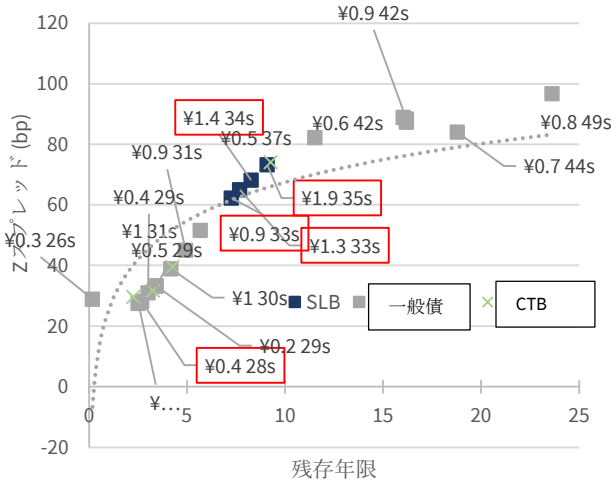


図 4、 図 5、図 6 はそれぞれ関西電力、北海道電力、中国電力のカーブであるが、各トランジションボンドには明確なグリーニウムは見られず、同等年限の一般債のカーブにほぼ沿った価格で取引されていることがわかる。例外として、最近発行された関西電力 2.571% 2036 年償還債は、既存のカーブよりもややタイトな水準でプライシングされた可能性がある。

トランジション・リンク・ボンド（TLB）： 目標と可視性

トランジション・リンク・ボンド（TLB）は、公益企業のトランジション・ファイナンスにおいて、現時点では小規模だが拡大傾向にある[14]。 分析対象のサンプルでは、TLB の発行額は中国電力、JERA、大阪ガスを合わせて約 1,800 億円に上る。中国電力の TLB は、小売電力の CO_2排出量を 2030 年度までに 2013 年度比半減させるという絶対削減目標に連動しているが、2024 年度の暫定開示情報では、この半減目標を上回る進捗が示されている。一方、

[13] 「Results of the Fourth Market Functioning Survey concerning Climate Change（気候変動関連の市場機能サーベイ（第 4 回）調査結果）」 日本銀行、2025 年 7 月。

[14] 「Japanese SLBs: 2025 update”（日本の SLB：2025 年アップデート）」 AFII、2025 年 10 月 28 日。

JERA の TLB は、国内スコープ 1 CO_2排出強度を 2030 年度までに 0.477kgCO_2/kWh に削減する目標に連動している。KPI と目標水準が明確に定義される一方で、基準値と中間 KPI の値は開示されていないため、短期的な進捗状況の独立評価には制約がある。また、大阪ガスの TLB は、国内サプライチェーンの CO_2排出量（スコープ 1、2、3）に対する絶対削減目標に紐付けされ、2031 年度までに 2018 年度比 500 万トンの削減がコミットされている。最近の開示では、排出量がすでに目標値で示唆される水準を下回っていることが示されている。

2026 年 4 月には GX-ETS（排出量取引制度）が始まることで、排出量報告の透明性が向上する見通しである。この制度下で行われる取引は、標準化された確認済みのデータを前提とするため、明確なレポーティングが制度の中核的要件となる。また、GX リーグのガイドラインに基づき、モニタリング規則、レポーティング用テンプレート、第三者確認要件を含めた形での運用が予定されている。日本では、排出量保証の段階的な導入が計画され、2026 年度から 2029 年度までは登録確認機関による「限定的保証（limited assurance）」が行われ、2029 年度以降は「合理的保証（reasonable assurance）」に移行する[15]。堅牢で確認済みの排出量データを備えることで、発行体の KPI と目標を結びつけ、成果を測定・比較可能にすることが可能となり、TLB の信頼性向上にもつながる。ひいては、投資家の信頼や関連銘柄に対する需要に好影響を与えるとも考えられる。

米ドル建て社債の発行増加

日本の電力会社は、（大部分が前倒しで進む）設備投資の増加に加え、国内の資金調達環境が軟化していることを背景に、資金調達の多様化を図るべく米ドル建て社債の発行を拡大している（図 7 および図 8 参照）。各社には、送配電網の強化、発電資産の更新、脱炭素化関連の諸施策、原子力発電所の再稼働・安全対策のための設備投資ニーズが継続的に存在する。一方で、長期金利の段階的な上昇や追加的な発行に関する構造的な制約により、国内の円建て社債市場では予測可能性が低下している。また、一般担保付社債特例の廃止を受けて、従来の大型起債を支えてきた準担保的な性質が失われ、円債市場における資金調達の柔軟性や相対的な魅力は低下しつつある[16]。一方で、海外の米ドル建て市場は流動性が高く、グローバルな機関投資家

図7. 日本の公益企業による米ドル建て社債の発行（年別）
出所: Bloomberg Finance L.P. （2026 年 2 月 10 日アクセス）

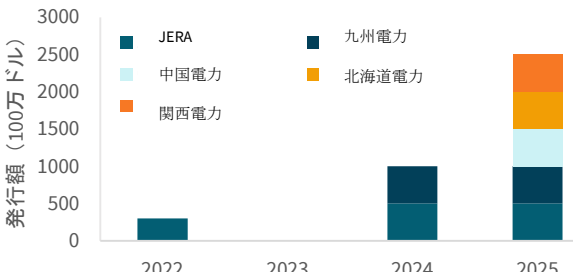
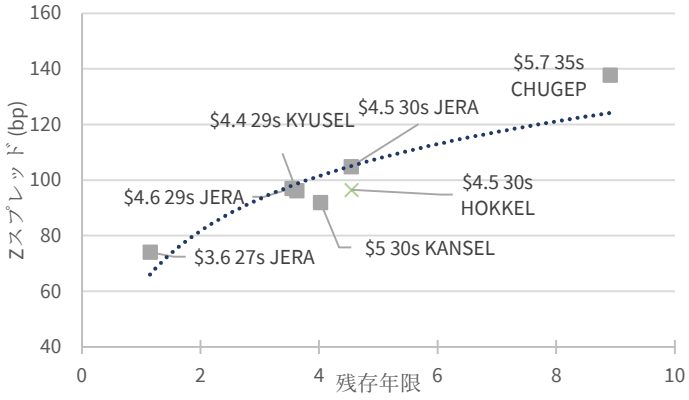


図8. 日本の公益企業の米ドル建て社債カーブ
出所: Bloomberg Finance L.P. （2026 年 2 月 20 日アクセス）



[15] 「METI begins detailed design of emissions trading scheme; focus on allocation framework（経済産業省、排出権取引制度の詳細設計を開始 – 配分枠組みに注力）」 一般財団法人省エネルギーセンター、2025 年 8 月。
[16] 「Funding opportunities post ippan tanpo: Kansai Electric（一般担保後の資金調達機会：関西電力）」 AFII、2025 年 3 月 7 日。

層も厚い。ベンチマーク・サイズでの電力債の発行が可能であり、資金調達源の多様化に加えて、通貨や市場をまたぐ借り換えリスクの分散にもつながる。

トランジションボンド市場のリーダーとしての日本

ICMA が新たに公表したガイドラインは、日本のトランジションボンド市場に対する国際的な関心を高める好機となる。世界のトランジションボンドの発行額は、排出削減が困難なセクターにおける特定の脱炭素プロジェクトに対して、資金面でのソリューションを模索する投資家や企業の動きを背景に、今年度は 400 億ドルに達すると見込まれている[17]。

日本は債券市場を活用することで、システム全体を対象としたトランジション・ファイナンスの枠組みによって、政策と資本市場を連携させ、エネルギー・産業の変革を促進できることを証明してきた。政府は変革に向けた資本を稼働させるため、2024 年に JCTB の発行を開始した。一方、企業の発行が始まったのは 2022 年であり、2024 年以降、発行額は顕著に増加している。現在、トランジションに向けた民間資金呼び込みへの取り組みが進んでいる。

企業部門では、海外投資家の関心を喚起するため、高排出企業は科学的根拠に基づく目標を備えた信頼性の高い移行計画を示し、化石燃料資産の段階的廃止に向けた明確なロードマップを提示する必要がある。一方、政府が導入を予定する GX-ETS の下で、企業の排出量報告が強化される可能性があり、トランジションボンドの信頼性と透明性の向上につながることが期待される。また、発行主体は鉄鋼やセメントなどの産業分野へと広がる可能性もある。

トランジション・レポーティングの基準は、調達資金の配分状況を適時に更新し、プロジェクトの詳細や的を絞った影響度報告を提示することで、さらに強化することが可能である。ベストプラクティスの追求を通じて透明性が高まり、データへのアクセスも容易になることで、海外投資家の関心を呼び起こす効果が期待される。

日本の現在のエネルギー政策は、原子力を中核に据える方向性を強めている。高市首相は、原子力発電所の再稼働加速、核融合を含む次世代原子力技術の支援、原子力をエネルギー安全保障と物価安定の中心に位置づける戦略的転換を提唱している[18]。同時に、政府は大規模な「メガソーラー」プロジェクトの優先度を下げ、規制を強化し、パネルの輸入に大きく依存する大規模太陽光発電への政策支援から後退するなど、国内産業との結びつきが強い技術を重視する姿勢がうかがえる[19]。こうした方針に沿って、同首相はペロブスカイト太陽電池を差別化された技術として推進し、コモディティ化した大量生産型太陽光パネルと競うのではなく、日本の輸出産業として育成する可能性を示している。

もっとも、原子力への軸足転換にはリスクが伴う点には留意が必要である。中部電力の浜岡原子力発電所の再稼働審査は、同社が不備のある地震動データを提出していたと認めたことで中断された。この件は、ガバナンスや規制の信頼性が、日本の原子力発電復活のスピードと持続性を左右する重要な制約であることを浮き彫りにしている[20]。

---

[17] 「Global sustainable finance outlook 2026 executive summary」ムーディーズ、2026 年 1 月 21 日。
[18] 「Nuclear power at heart of new Japan prime minister's energy policy」ロイター、2025 年 10 月 22 日。
[19] 「Japan to tighten regulations on mega-solar projects to protect nature, landscape」ロイター、2025 年 12 月 25 日。
[20] 「Japan regulator says it may start Chubu Electric nuclear review from scratch | Reuters」ロイター、2026 年 1 月 7 日。

結論

日本のトランジションボンド市場では、拡大に向けた態勢が整いつつある。政府は JCTB の発行を通じて主導的な役割を担い、公益セクターもこれに続いている。これまでは、トランジション・ファイナンスの第一波として、主に国内市場に焦点が当てられてきた。今後は、ICMA による新しい CTB ガイドラインの公表や、排出削減が困難なセクターのトランジションに対する世界的な関心の高まりを背景に、海外投資家の需要を取り込むことも可能になるであろう。新政権がエネルギーの安全保障や自給の確保を重視し、原子力発電所の再稼働を優先課題とする現状を踏まえると、日本はまさにトランジション・ファイナンスを加速させるべき重要な局面にあると言えよう。

日本政府は、GX 政策を含むさまざまな政策の枠組みを通じて調整された、明確なトランジション政策を掲げている。現在、日本の国債市場では、長期ゾーンを中心にボラティリティが前例のない水準に上昇している。また、短期ゾーンにおいても、日銀の利上げ路線の継続が予想されるため、金利に上昇圧力がかかりやすい状況にある。そうしたなかでも、5 年物 JCTB への需要は底堅く推移している。短期ゾーンでは、利回りの魅力が高まる一方で、ボラティリティが長期ゾーンを大幅に下回ることから、経済全体のトランジションに参加したい債券投資家にとっては、特に 3〜5 年の JCTB が有力な選択肢となるであろう。

エネルギーや公益事業など、特定セクターのトランジションを支援したい投資家にとって、日本には原子力拡大に関わる発行体企業が数多く存在している。これらの企業は、トランジション資金の調達に向けて、今後グローバルな債券市場を活用する可能性が高い。

Appendix

Table 4. JCTB funded projects and expected or actual impact. Source: Japan Climate Transition Bonds Allocation Report for FY23

JCTB proceeds	ICMA green category for allocation/impact	Project	Expected (or Actual) impact
Hydrogen steelmaking	Circular economy adapted products, production technologies and processes	Commercialise hydrogen-based reduction for steel by 2030.	Expected reduction of about 2 million tCO2/year.
Thermal processes (manufacturing)	Energy efficiency	Establish ammonia and hydrogen combustion industrial furnace technology and electric furnace technology. Install 1300 units/yr that will achieve 50% reduction rate of CO2 emissions from FY32-40. 100% reduction from FY41-50.	Expected reduction of 2.6 million tCO2/yr additionally from FY32-40; Reduction of 5.2 million tCO2/yr additionally from FY41-50.
Battery supply chain	Energy efficiency (battery industry sub-criterion)	EVs battery supply and storage: 15 supply plans, 120GWh production base with 150GWh production by 2030.	Expected 13.5milion tCO2 of avoided emissions over lifecycle of vehicles with the batteries.
Semiconductor supply chain	Clean transportation and Renewable energy	Power semiconductors for EV to improve vehicle efficiency. Expand production in power semiconductors (SiC and Si) and SiC wafers. Provide subsidies for 3 implementors (companies). No timeline provided.	Expected 1.799 million tCO2/yr of avoided emissions.
Residential insulation	Energy efficiency (houses and buildings)	Subsidies for households to install window insulation to reduce air-con usage. FY22-23: covered 203,365 single family homes and 40,301 multi-family units.	Actual impact for FY22-23: 126,000 tCO2/yr of avoided emissions.

Transition bonds: use of proceeds allocation and pathway alignment

Across the utility transition bonds analysed, use of proceeds is concentrated in a small number of system-level categories. As shown in Figure 9, on an aggregate basis approximately 26% to high-efficiency gas and CHP, 23% of proceeds are allocated to transmission and distribution (T&D) and grid reinforcement, 22% to thermal decarbonisation retrofits such as biomass, ammonia, or hydrogen co-firing, 17% to nuclear restart- and safety-related expenditure. Direct allocations to renewables, storage, offshore wind, and early-stage hydrogen or methanation projects together account for less than 12% of total volumes.

Figure 9. Breakdown of use of proceeds (%). Source: Issuers' reports, AFII calculations.

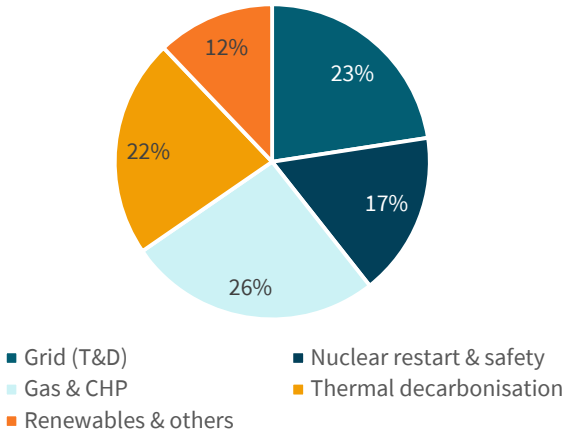


Figure 10. Use of proceeds by allocation. Source: Issuers' reports

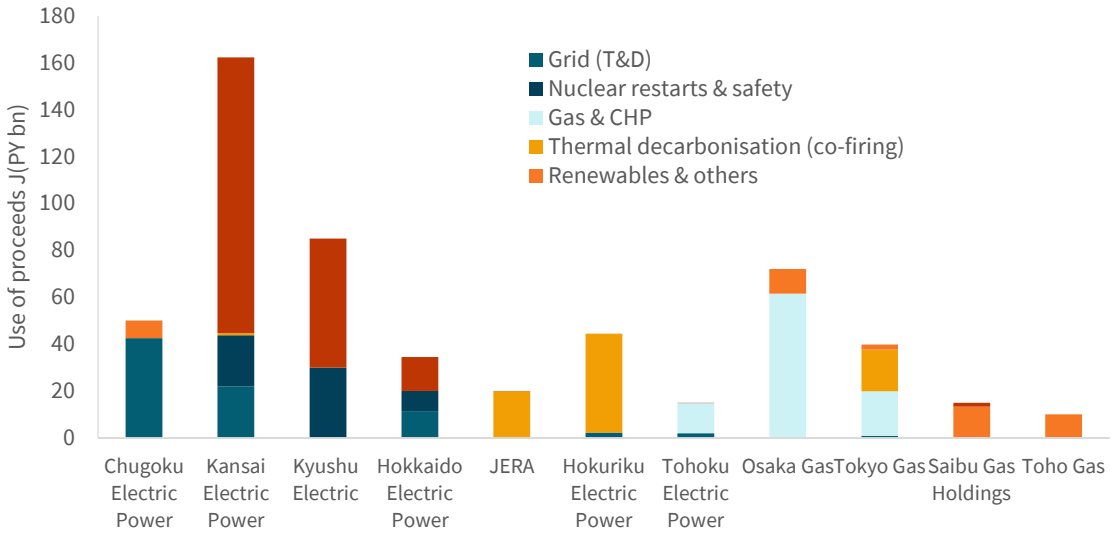
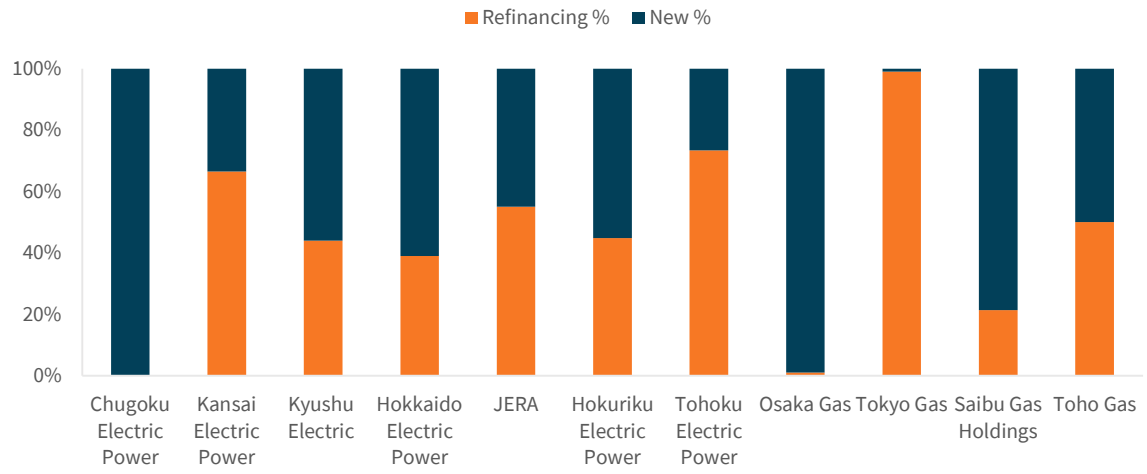


Figure 10 shows each issuers' use of proceeds allocations. T&D-related allocations are led by Chugoku Electric, Kansai Electric, Hokkaido Electric, Hokuriku Electric, and Tohoku Electric, where grid spending is typically the single largest use-of-proceeds category. Based on issuer frameworks and post-issuance reports, T&D proceeds are used for a combination of renewables integration and system reinforcement, including (i) expansion and strengthening of transmission lines in renewable-rich regions, (ii) inter-regional interconnection projects and congestion relief, (iii) reinforcement of substations and distribution networks to accommodate variable power flows, and (iv) digitalisation and operational upgrades such as advanced grid control, forecasting, and resilience enhancements. Issuers generally do not disclose a quantitative split between

renewables-enabling investment and routine asset renewal; as such, T&D allocations are best interpreted as system enablers that support higher non-fossil penetration and system flexibility rather than direct emissions-reduction projects.

Nuclear-related allocations are concentrated among Kansai Electric and Hokkaido Electric, where nuclear restarts and safety-related expenditure represent a core transition pathway and account for a material 30–35% share of total utility transition bond volumes. These proceeds are directed toward safety upgrades, restart readiness, and compliance with post-Fukushima regulatory requirements, and are treated as transition-aligned under the METI power-sector roadmap due to their potential to displace fossil generation with firm, low-carbon capacity. Thermal decarbonisation through co-firing is driven primarily by Hokuriku Electric and JERA, while high-efficiency gas and CHP allocations are most prominent at Tohoku Electric, Osaka Gas, Tokyo Gas, and Saibu Gas.

Figure 11. Use of proceeds by financing type. Source: Issuers' reports.



Refinancing is a common structural feature of utility transition bonds. For issuers that disclose refinancing explicitly, around 50–55% of total proceeds are used for refinancing, with higher shares typically associated with large-scale nuclear and grid programmes, as seen in Figure 11. In these cases, the transition relevance of the instruments is determined less by the incremental nature of individual expenditures and more by their alignment with forward-looking system transition pathways, particularly grid readiness, firm low-carbon capacity, and reductions in emissions intensity across the power system.

Case study: Kansai Electric – top transition bond issuer

Kansai Electric Power is Japan's second-largest integrated power and utility company, with activities spanning electricity generation, transmission, and distribution. It is also Japan's largest nuclear power producer, accounting for close to 50% of Japan's operating nuclear capacity as of December 2024. In recent years, the company's generation profile has increasingly emphasised nuclear power, consistent with the government's GX policy framework, which recognises both renewable energy and nuclear utilisation as core pathways for power-sector decarbonisation.

Evolution of labelled bond issuance

Kansai Electric's SDGs finance disclosures show a clear progression from green bond issuance in 2022–2023 to transition bond issuance from 2024 onwards (see Table 5).[21] In March 2024, the company established its Green and Transition Finance Framework. This was revised in June 2024 to broaden eligible use-of-proceeds categories and diversify funding channels, ahead of issuing its first transition bonds in July 2024.[22]

The revised framework expanded use-of-proceeds scope beyond renewable-only green eligibility to include nuclear restart and safety expenditure, zero-carbon thermal initiatives such as hydrogen, ammonia, and CCUS-related studies, and transmission and distribution renewal, resilience, and digitalisation. This marked a shift toward system-level transition financing.

Transition issuance subsequently scaled up, with JPY109.8 billion raised in 2025 and JPY 7.6 billion in 2026. Allocation reports for these tranches are not yet available, although categories remain consistent with the transition framework. Separately, the company issued an unlabelled USD500 million bond in February 2025 for general corporate purposes.

Table 5. Kansai Electric labelled bond issuance by issuance year. Source: Company reports.

Year	Type	Amount raised (gross)	Use of proceeds breakdown
2022	Green	JPY55bn	Development, construction, operation, and refurbishment of renewable energy projects (hydroelectric-, wind, and solar power) Hydrogen-related R&D, demonstration and study
2023	Green	JPY40bn	Projects related to the promotion of energy creation and storage
2024	Transition	JPY45bn	Nuclear 48.9% - Safety measures for new regulatory standards (restart-related works), inspections and repairs for safe and stable operation, and equipment renewal to enhance safety. T&D 48.9% - Renewal of aging facilities, resilience strengthening, decentralisation, and digitalisation. Zero-carbon thermal 2.2%.
2025	Transition	JPY109.8bn	2025 allocation report not available yet.
2026	Transition	JPY7.6bn	2026 allocation report not available yet.

[21] "Kansai Electric Power Group Integrated Report 2025", Value Creation, 2025.
[22] "Kansai Electric Green/Transition Finance Framework", 10 Jun 2024.

Energy mix and structural transition

Looking at the company's current energy mix, capital expenditure priorities, and decarbonisation roadmap, the transition bond framework aligns closely with Kansai Electric's stated Zero Carbon Vision and Roadmap. The company emphasises maximising the use of existing nuclear capacity on a safety-first basis, expanding renewable energy, reinforcing transmission and distribution networks to support system stability and renewable integration, and pursuing technological pathways to decarbonise thermal generation. Kansai Electric has disclosed a quantified **renewables ambition of 5 GW of new renewable energy development** and 9 GW of cumulative domestic renewable capacity by 2040.

Table 6. Kansai Electric Energy Mix - Current and estimates. Source: Company's reports and AFII.

Source	2024 Installed Capacity (MW)	2024 Generation Mix (%)	2024 Implied Utilisation (%)	Capacity Adds / (Reductions) to 2040 (MW)	2040E Installed Capacity (MW)	Modelled Utilisation (%)	2040E Projected Generation Mix (%)
Nuclear	6,578	48%	85%	0*	6,578	85%	41%
Thermal	13,001	38%	34%	- 1,800	11,201	35%	29%
of which coal	*1,800*						
Hydro	8,259	13%	18%	-	8,259	18%	11%
Renewables (ex-hydro)	*4,125*	–	-	*5,000*	*9,125*	*30%*	*20%*
Total	31,963	100%	–	3,200	–	–	100%

Note: FY2024 capacity reflects company disclosures; projected changes assume ~1.8 GW coal retirements, ~5 GW renewable additions, flat nuclear capacity (~6.6 GW), and modelled utilisation rates (nuclear 85%, thermal 35%, hydro 18%, renewables 30%); projected mix is analytical and not company guidance.

As shown in Table 6, Kansai Electric's projected capacity trajectory reflects portfolio reallocation rather than material fleet expansion. AFII estimates assume a ~1.8 GW reduction in coal capacity and a ~5 GW increase in renewables by 2040, while nuclear capacity remains broadly stable at ~6.6 GW. The resulting energy mix shift is driven more by higher renewable penetration and sustained nuclear utilisation than by aggregate capacity growth.

Case study: Hokkaido Electric – grid-anchored transition financing

Hokkaido Electric Power (HEPCO) is a regional integrated utility serving Japan's northernmost power system, with activities spanning electricity generation, transmission, and distribution. The Hokkaido grid is structurally distinct from other regions due to its limited interconnection capacity with Honshu, high exposure to thermal generation, and a growing need for grid reinforcement to accommodate both renewable energy integration and new industrial demand.

Evolution of labelled bond issuance

HEPCO entered the labelled market in 2024 with a domestic green bond, followed by transition bonds under a framework aligned with Japan's transition finance guidelines. The transition label enables financing of nuclear safety capex and transmission and distribution upgrades that fall outside conventional green eligibility.

Scope under transition framework

Eligible categories include nuclear safety, inspections and equipment renewal for Tomari Nuclear Power Station restart and continued operation; transmission and distribution reinforcement to

improve system stability and integrate renewables; and thermal decarbonisation initiatives including efficiency upgrades and preparatory work for hydrogen and ammonia co-firing.

Issuance profile

In October 2024, HEPCO issued JPY60 billion of transition bonds across two tranches, with proceeds allocated to nuclear safety and restart-related capex at Tomari and to grid reinforcement. In 2025, it issued a USD500 million labelled bond in international markets, identifying nuclear safety and continued operation of existing nuclear facilities as core eligible uses.

Transmission investment and industrial demand linkage

A distinguishing feature of Hokkaido Electric's transition strategy is the **explicit linkage between grid investment and industrial demand growth**. The company has disclosed plans for **approximately 300 MW of transmission and system expansion by FY2028**, aimed at strengthening the Hokkaido power network.

This grid expansion is closely linked to **new large-scale electricity demand from semiconductor manufacturing**, including facilities under development in Hokkaido. These projects materially increase base-load demand and require corresponding reinforcement of transmission capacity and system reliability. As such, transmission investment serves a dual role: enabling economic development while supporting longer-term decarbonisation through improved system flexibility and renewable integration.

Installed capacity and generation mix

As shown in Table 7, the projected generation mix shift is driven by nuclear restart and coal decommissioning. Higher nuclear utilisation materially increases low-carbon output without new nameplate additions, while thermal capacity reductions compress the emissions-intensive share of

Table 7: Hokkaido Electric current and projected installed capacity and output mix. Table 8. Hokkaido Electric current and projected installed capacity and output mix. Source: Hokkaido Electric and AFII.

Type	FY2024 Installed capacity (MW)	FY2024 Generation mix (%)	FY2024 Implied utilisation (%)	Capacity change to FY2030 (MW, AFII)	FY2030E Installed capacity (MW)	Modelled Utilisation (%)	FY2030E Projected generation mix (%, AFII)
Thermal	4,891	84%	38%	-1,300	3,591	38%	40%
Nuclear	2,071	0%	0%	-	2,071	80%	48%
Renewables (hydro + geothermal)	1,732	16%	20%	400	2,132	20%	12%
Total	8,702	100%	-	-900	7,802	-	100%

Note: FY2024 installed capacity and generation mix are based on Hokkaido Electric company disclosures. FY2030 projections reflect AFII analytical assumptions, including thermal capacity reductions (–1.3 GW), renewable additions (+0.4 GW), flat nuclear capacity, and modelled utilisation rates; projected mix is not company guidance.

Case study: Tokyo Gas – a gas-anchored transition

Tokyo Gas was one of the first issuers of transition bonds in March 2022, raising about USD325 million of transition bonds in the domestic market. Proceeds were primarily used for the Niihama LNG receiving terminal and related infrastructure, which helped the company to switch from coal and oil to natural gas. Secondly. the company developed some smart energy networks and

conducted an early-stage hydrogen demonstration project in Harumi, Tokyo. These early projects helped to decarbonise its existing gas network. The three projects contribute to the reduction of about 310k tCO2 annually by 2030.

The company has plans to reduce emissions by 20% vs FY2022, and 60% by FY2040, before reaching net zero by FY2050. **Rather than decreasing gas capacity and transitioning to renewables, Tokyo Gas is expanding its gas assets and plans to decarbonise over time with CCUS, hydrogen, and e-methane.** Although this pathway is aligned to Japan's SEP, it is increasingly tilted towards upstream gas assets and gas trading operations (based on its recent activities) and further away from renewables.[23]

Japan's SEP calls for securing fossil interests overseas and stabilising LNG supply. While GX policy does not aim at increasing fossil interests, it is predominantly focused on technologies that decarbonise thermal power. However, technologies such as hydrogen co-firing or e-methane are still unproven, inefficient, or hard to scale.

Tokyo Gas states that its transition roadmap is aligned with METI's gas sector roadmap. METI has even featured Tokyo Gas as part of a case study on transition finance, using the company's transition bond issuance as a model case. **However, the roadmap's reliance on future abatement technologies means that alignment is policy-based rather than outcome-based, with emissions reductions contingent on technologies that remain commercially and operationally uncertain at scale.**

Upstream investments

Between 2023-2025, Tokyo Gas has acquired US shale assets in Rockliff (USD2.7 billion) in Haynesville[24] and Chevron East Texas assets (USD525 million) via its US subsidiary TG Natural Resources. The rationale was to secure long-term gas supply and capture margins on the value chain. This increases the company's exposure to the US gas market and makes gas lock-in more likely. Tokyo Gas also acquired a stake in ARM Energy Trading, a gas marketing and trading platform in North America. This is an effort to maximise profits from trading the gas markets. Additionally, Tokyo Gas sold its Mexican renewables platform of about 900 MW of solar and wind assets.

On October 24, 2025, Tokyo Gas signed a Letter of Intent to offtake 1million mt/year of LNG from the Glenfarne Alaska LNG project, alongside a similar commitment by JERA. This contributes to Japan's USD550 billion investment pledge to the US, as part of negotiations with the Trump administration. Tokyo Gas is also considering participating in a US Gulf Coast liquefaction project or further LNG purchases. Recently, the company signed a long-term purchase agreement with Venture Global for 1 million metric tons/year of LNG for 20 years from 2030 onwards. The company has allocated JPY350 billion for overseas investments in its FY26-29 plan.

[23] Please see AFII research "Japan Gas Utilities – LNG exposure creates risks for bondholders", 27 Feb 2025 on Japan gas utilities' forays into LNG value chain.

IMPORTANT DISCLAIMER:

This report is for information and educational purposes only. The Anthropocene Fixed Income Institute ('AFII') does not provide tax, legal, investment, accounting, or any regulatory or regulated advice or services. This report is not intended to provide, and should not be relied on for, tax, legal, investment, accounting, or regulatory or regulated advice or services. Nothing in this report is intended (i) as investment advice, as an offer or solicitation of an offer to buy or sell, or as a recommendation, endorsement, or sponsorship of any security, company, issuer, or fund or (ii) to express a particular investment proposal in respect of a financial instrument or an issuer, or (iii) to propose a particular investment decision in respect of a financial instrument or an opinion as to the present or future value or price of any financial instrument or (iv) to recommend or suggest any investment strategy.

AFII is not responsible for any investment decision made by you. You are responsible for your own investment research and investment decisions. This report is not meant as a general guide to investing, nor as a source of any specific investment recommendation. Unless attributed to others, any opinions expressed are our current opinions only. AFII does not take into account your own circumstances or assets and AFII assumes no direct or indirect responsibility or liability for any investment decisions you make, and you remain fully responsible for your own research, legal and regulatory compliance, and decisions.

Certain information presented may have been sourced from third parties. AFII believes that such third-party information is reliable, and has checked public records to verify it wherever possible, but does not guarantee its accuracy, timeliness or completeness; and it is subject to change without notice.

Any reference to an issuer's creditworthiness or likelihood of positive or negative performance in the current or future market is purely observational and should not be taken as a recommendation, endorsement or advice in relation to such issuer or its securities.

AFII is a non-profit organisation that provides fixed income investors with the insights and tools they need to align their portfolios with ambitious climate and nature targets. For more information about the Institute, please visit www.anthropocenefii.org.

