

技術検討会社の将来想定を踏まえた方向性について (火力)

2025.5.21

株式会社日本総合研究所
リサーチ・コンサルティング部門

第10回作業会（書面開催） 開催概要

- 書面にて作業会を開催し、火力について、それぞれの知見を有する事業者などに意見を受けながら、詳細な検討を行った。

第10回作業会

- 日時：2025年4月11日（金）
- 開催方法：書面開催
- 主な議題：
 - ①火力発電所の2040・2050年の導入見通し
・脱炭素想定（技術検討会社）
 - ②火力発電所に関する検討状況の報告
（事務局）
 - ③各見通しに関するコメント・質疑応答

作業会の出席者一覧

出席者

地球環境産業技術研究機構

デロイトトーマツコンサルティング

電気事業連合会

北海道電力

東北電力

北陸電力

関西電力

中国電力

四国電力

九州電力

日本エネルギー経済研究所（検討会委員）

ENEOS Power（検討会オブザーバー）

JERA（検討会オブザーバー）

電源開発（検討会オブザーバー）

東京ガス（検討会オブザーバー）

第10回作業会 参加者からのコメント（1/2）

- LNG火力について、2040年段階ではLNG専焼も一定程度残りつつも、2050年にはCCSと水素専焼が共存する形で脱炭素化が進展するのではないかとご意見を頂いたほか、火力プラントの新設廃止については、事業者が公表している場合でも事業性評価など検討をこれから開始するというステータスのものもあるなど、多くのご意見を頂いた。

会社名	主な発言
A社	◆ 経年廃止について、一律に45年と設定せず、設備機器ごとに異なる設備寿命を考慮して、分析してみてはどうか。 ◆ CCSや水素・アンモニアの導入については、安定稼働や経済性・インフラ整備状況が整っていることが必須条件。今後シナリオを見直すタイミングで都度、確認が必要。 ◆ 1つの発電機に水素混焼かつCO2回収することは、CO2濃度が低い天然ガスの排ガスをさらに薄くして回収することはエネルギー効率・経済性の観点から、現実的ではないと考える。そのため、「水素専焼またはCCS」と設定するのが現実的ではないか。
B社	◆ リプレースについて同容量でリプレースされることは考えにくい。火力電源については脱炭素電源に置き換えることが政府方針となっているなかで、リプレースされないことを前提に検討を進めるのが自然ではないか。
C社	◆ 非効率電源の廃止時期想定については、個別号機の対策・事情を整理していくことは難しいことから、一定程度割り切りをすることは理解。 ◆ 廃止・新設・リプレースそれぞれ事業者判断に基づくものではなく、事務局想定であることを明記してほしい。 ◆ 事業性評価中のプラントについては開発を決定したものではないが、そのようなプラントの取扱いをどうするか明確化して欲しい。
D社	◆ 経年廃止について、実績では45年というのは理解するが、今とは違うメンタリティのもと設立・運用された電源の実績。今後もこれが続くかは疑問である。容量市場の想定値である40年稼働の考え方にそろえるといったこともできるのではないか。
E社	◆ 非効率石炭火力の取り扱いについて、当社石炭火力も非効率に該当する。ただし、2030年に必ずしも廃止するものではない。またバイオ混焼によってベンチマーク基準を達成する可能性があることにも留意が必要である。 ◆ 省エネ法ベンチマークの石炭指標は事業者全体で考えるためバイオ混焼で石炭全体として43%は達成できる場合についても、非効率石炭火力として取り扱うのは適切ではないと史料。
F社	◆ 非効率電源の廃止について、石炭火力の効率についてはバイオマス混焼による効率改善も検討する必要があるのではないか。

出所：日本総研作成

第10回作業会 参加者からのコメント（2/2）

- LNG火力について、2040年段階ではLNG専焼も一定程度残りつつも、2050年にはCCSと水素専焼が共存する形で脱炭素化が進展するのではないかとご意見を頂いたほか、火力プラントの新設廃止については、事業者が公表している場合でも事業性評価など検討をこれから開始するというステータスのものもあるなど、多くのご意見を頂いた。

会社名	主な発言
G社	◆ 環境アセスを進めている段階の案件は、新設やリプレースの最終決定をしていない。他発電所の想定含め、事務局としての割り切りでの想定と理解しているが、その旨を明記しておいてほしい。 ◆ CCSは分離回収に使用する蒸気をタービンから回収するので、その点も効率の低下として考慮したほうがいいのではないか。 ◆ 水素とCCSどちらもというのは土地制約の観点から同一発電所において実現可能なのか少し疑問。
H社	◆ 非効率火力について、2030年度末に廃止するか、2030年期初に廃止するか、取り扱いに齟齬ないか確認したい。
I社	◆ 火力発電の新設・リプレースはメーカーが取り合いになっているので、想定どおりに供給力が増えてこないリスクもある。従い、リスクケースでは供給力の減少をしっかり見込んでおくべきではないか。火力の脱炭素化についても、作業員の確保などハードルがある。
J社	◆ 長期脱炭素電源オークションの入札案件は、全く新しい電源が投入されているというだけでなく、従来から計画されていたものも入札されているとの印象。今後のオークションについても、計画公表済みの案件が入札することによる、ダブルカウントが発生しないよう留意したほうがいいのではないか。
K社	◆ 石炭・石油火力もリプレースを織り込まれているがGHGの排出量の観点から想定しづらい。公表案件以外のリプレースはガスタービンにかわるという割り切った想定もありではないか。
L社	◆ 廃止年数を一律で設定している点について、技術的な差異を考慮することは難しいということは理解。何を考慮して何を考慮していないかを前提条件として、明記しておく必要がある。
M社	◆ 既設と新設で分ける必要があるのか確認したい。廃止と新設・リプレースで分類したほうがわかりやすいのではないか。 ◆ 水素アンモニアの混焼率は割り切りで設定している点は理解できるが、現時点でアンモニア混焼が先行しており、水素は半歩遅れている点は実情として理解してほしい。 ◆ 2040年では、LNG火力がすべて水素混焼（40％）に置き換えることは非現実的（技術検討会社の想定でも水素混焼は限定的）であり、LNG専焼と水素混焼（40％）が混在するのではないか。また、CCSについては、石炭火力から導入が進むことは理解しつつも、CCS貯留量上限の範囲内でLNGにも一部CCSの導入を見込むことが適当ではないか。2050年では、上記のLNG専焼と水素混焼（40％）にそれぞれCCSを導入することを想定。

要素の分析 将来の想定幅

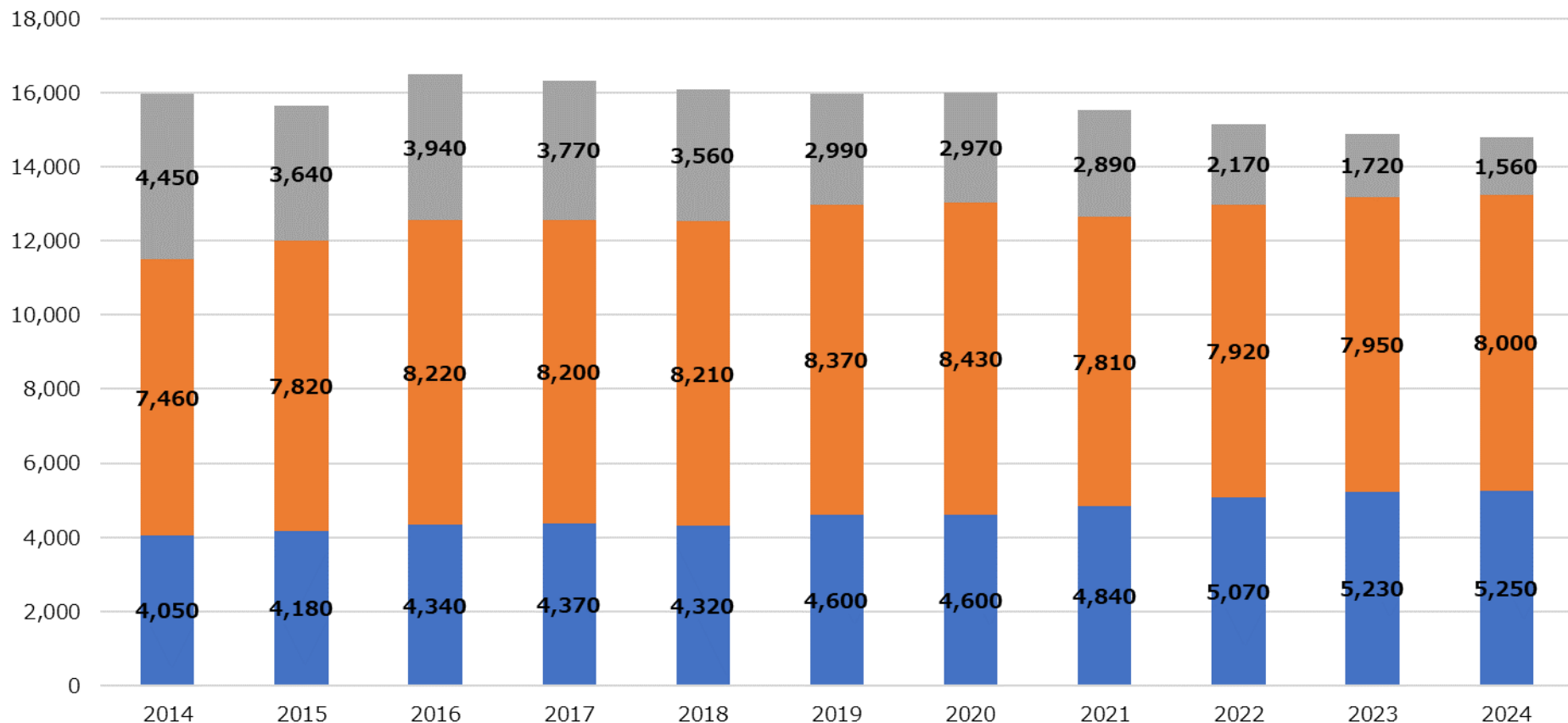
過去トレンド | 火力設備の推移

- 2014年度以降の火力発電所の設備容量の推移は以下の通りであり、2020年度以降、減少傾向にある。

火力発電所の設備容量推移

単位：万kW

■ 石炭 ■ LNG ■ 石油等

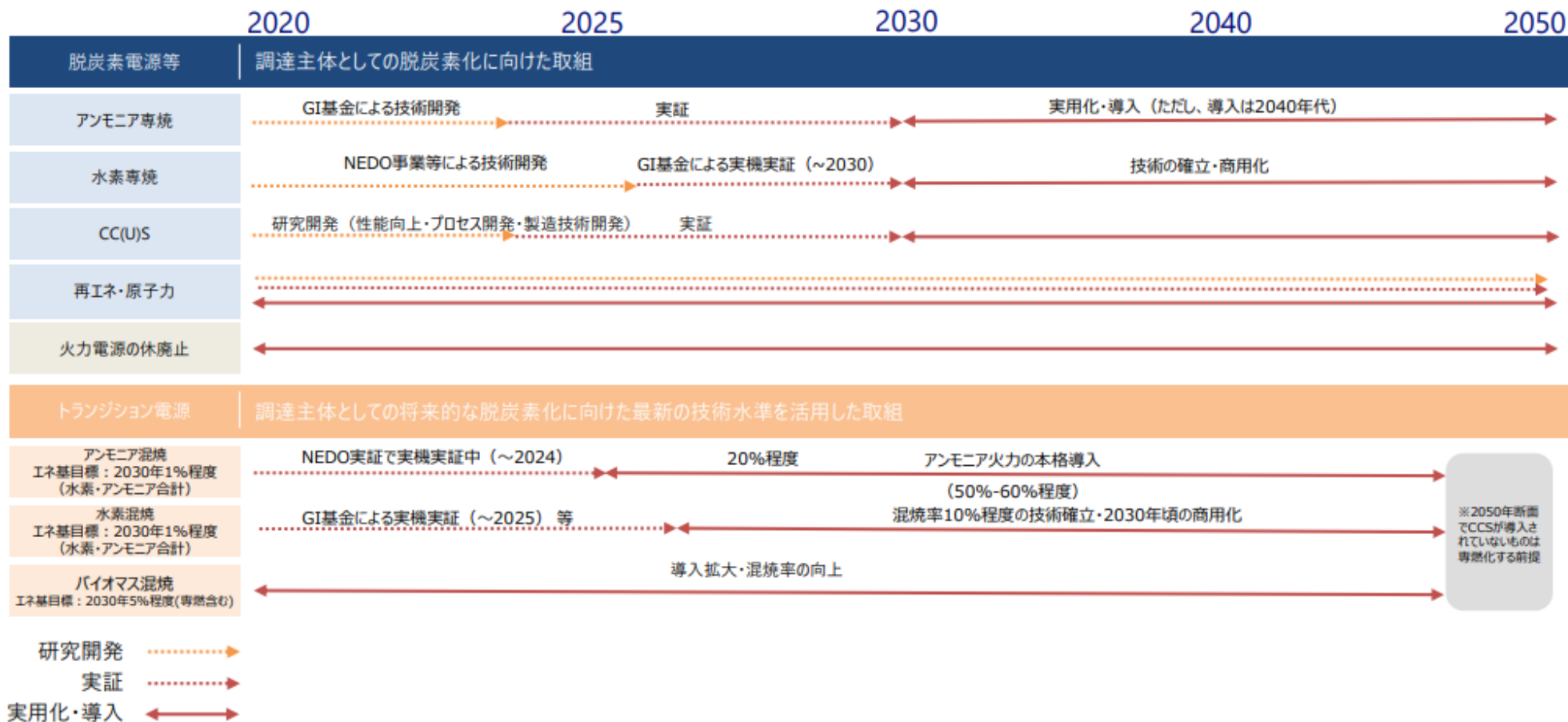


出所：OCCTO「供給計画の取りまとめ」に基づき日本総研作成

火力設備の脱炭素動向

- 火力設備の脱炭素化は、アンモニアもしくは水素の混焼/専焼化もしくはCCS設備の設置によって実現することが期待されている。

電力分野の脱炭素化に向けたトランジション・ロードマップ



出所：エネ庁「今後の火力政策について」に基づき日本総研作成

参考．大手電力事業者の脱炭素目標①

会社名	2050年 CN目標	実施手法	
北海道電力	あり	2050年まで	水素・アンモニアの混焼拡大・専焼化、CCUSの活用、経年火力の休廃止
東北電力	あり	2050年まで	石炭火力のバイオマス・アンモニア燃料への転換、LNG火力の水素燃料への転換、CCS/CCUSの活用、経年火力の新陳代謝
東京電力	あり	—	(JERAに準拠)
中部電力	あり	—	(JERAに準拠)
北陸電力	あり	2030年まで	石炭火力でのバイオマス混焼拡大（+15億kWh/年）、石炭火力のLNG化
		2050年まで	バイオマス専焼化、アンモニア・水素等への転換、CCUSの利用、非効率火力のリプレイス
関西電力	あり	2050年まで	ゼロカーボン燃料（水素・アンモニア等）への移行、CCUS技術の適用
中国電力	あり	2030年まで	非効率石炭火力休廃止
		2040年まで	石炭火力のアンモニア20%混焼、LNG火力の10%水素混焼
		2050年まで	石炭火力のバイオマス専焼化・IGFC（石炭ガス化燃料電池複合発電）+CCUS/カーボンリサイクル等の活用・アンモニア専焼化、LNG火力の水素専焼化

出所：各企業のHP公表情報に基づいて日本総研作成

参考．大手電力事業者の脱炭素目標②

会社名	2050年 CN目標	実施手法	
四国電力	あり	2030年まで	非効率石炭火力のフェードアウト
		2050年まで	水素・アンモニアの混焼拡大・専焼化
九州電力	あり	2030年まで	非効率石炭火力のフェードアウト
		2050年まで	水素・アンモニアの混焼拡大・専焼化、CCUSの活用
JERA※	あり	2030年まで	非効率石炭火力の停廃止、アンモニア混焼比率20%本格運用
		2035年まで	アンモニア混焼比率50%本格運用
		2050年まで	アンモニア専焼、水素混焼率拡大
電源開発	あり	2030年まで	老朽化電源のフェードアウト
		2040年まで	水素アップサイクル（既存資産へのガス化炉追加）
		2050年まで	バイオマス混焼・アンモニア混焼の拡大、水素混焼/専焼

※脱炭素化技術の着実な進展と経済合理性並びに整合性およびその実現化における事業環境が前提

出所：各企業のHP公表情報に基づいて日本総研作成

参考．脱炭素化が公表されている火力発電所一覧①

発電所名	発電事業者	脱炭素方針	
苫東厚真 4	北海道電力	2030年度：アンモニア20%混焼 2030年代後半：アンモニア50%混焼 2040年代：アンモニア専焼	
石狩湾新港 2	北海道電力	2040年代前半：水素20-50%混焼 2040年代末：水素専焼	
東新潟 6	東北電力	2040年代前半：水素20-50%混焼 2040年代後半：水素専焼	
南港 1	関西電力	シナリオ 1	2030年代後半：CCS（全量回収）
		シナリオ 2	2030年代後半：水素20-50%混焼 2040年代半ば：水素専焼
南港 2	関西電力	シナリオ 1	2040年代後半：CCS（全量回収）
		シナリオ 2	2030年代後半：水素20-50%混焼 2040年代半ば：水素専焼
南港 3	関西電力	シナリオ 1	2040年代半ば：CCS（全量回収）
		シナリオ 2	2030年代後半：水素20-50%混焼 2040年代半ば：水素専焼
柳井新 2	中国電力	2039年度頃：水素20-50%混焼 2050年度頃：水素専焼	
碧南 4	JERA	2027年度：アンモニア20%混焼 2030年代半ば：アンモニア50%以上混焼 2040年代：アンモニア専焼	
碧南 5	JERA	2029年度：アンモニア20%混焼 2030年代前半：アンモニア50%以上混焼 2040年代：アンモニア専焼	
知多 7	JERA	2030年代前半：水素10%混焼 2040年代：水素専焼	
知多 8	JERA	2030年代前半：水素10%混焼 2040年代：水素専焼	
磯子 1	電源開発	2035年以降：水素混焼	

出所：各企業のHP公表情報に基づいて日本総研作成

参考．脱炭素化が公表されている火力発電所一覧②

発電所名	発電事業者	脱炭素方針	
磯子 2	電源開発	2035年以降：水素混焼	
竹原 1	電源開発	2030年以降：バイオマス混焼拡大＋CCS	
松島 2	電源開発	2035年以降：IGCC＋CCS	
松浦 2	電源開発	2030年以降：アンモニア/CCS	
石川石炭 1	電源開発	2035年以降：IGCC＋CCS	
石川石炭 2	電源開発	2035年以降：IGCC＋CCS	
橘湾 1	電源開発	2030年以降：アンモニア混焼、2035年以降：アンモニア専焼	
橘湾 2	電源開発	2030年以降：アンモニア混焼、2035年以降：アンモニア専焼	
千葉袖ヶ浦パワー 1	東京ガス	シナリオ 1	2040年代前半：e-methane10%混焼 2040年代後半：e-methane100%専焼
		シナリオ 2	2040年代前半：水素20-50%混焼 2040年代後半：水素専焼
		シナリオ 3	2040年代前半：CCS50%回収 2040年代後半：CCS100%回収
姫路天然ガス 3	大阪ガス	2040年代：e-methane10-20%混焼 2040年代：e-methane40-50%混焼 2050年度：e-methane100%専焼	
神戸 1	コベルコパワー神戸	2029年度：アンモニア20%混焼 2040年代：アンモニア専焼	
神戸 2	コベルコパワー神戸	2029年度：アンモニア20%混焼 2040年代：アンモニア専焼	
三池 2	CEFH2	2029年度：水素35%混焼	
三池 3	CEFH2	2030年代前半：水素専焼	

要素の分析 将来の想定幅

火力脱炭素化モデルケースの設定（技術検討会社の想定結果比較）

- CCS貯留量については、RITE・デロイトの平均をモデルケースとして設定。なお、CCS機能を発電所に付加した場合、発電所内で消費する電力が追加で必要となることにより同じ発電電力であっても送電端としては低下するなど、電力系統から見た供給力に影響を与えることにも留意が必要。
- 具体的な火力の脱炭素化については、発電事業者が脱炭素化見通しを公表しているプラントを除いて、技術検討会社の想定を踏まえ、2040年段階では石炭火力へのCCS導入が先に進み、残りの貯留量までの余力分を活用して一部のLNG火力でもCCSが導入されると設定、2050年では貯留量が拡大されるため一部のLNG火力を除いて幅広くCCSが適用されると設定。

	2040年想定		2050年想定		2040年モデルケース	2050年モデルケース
	RITE	デロイト	RITE	デロイト		
CCS貯留量	— 1.2億t	— 1.0億t	— 2.4億t	— 1.8億t	— 1.1億t	— 2.1億t
脱炭素化 （数字は 優先順位を 示す）	①CCS 石炭 LNG ②水素アンモニア （混焼・専焼）	①CCS 石炭 LNG ②水素アンモニア （混焼・専焼）	①CCS 石炭 LNG ②水素アンモニア （混焼・専焼）	①CCS 石炭 LNG ②水素アンモニア （混焼・専焼）	石炭：CCS LNG（一部）：CCS or 水素混焼40% ※脱炭素化見通しが公表されている プラントを除く	石炭：CCS LNG：CCS or 水素専焼 石油：CCS ※脱炭素化見通しが公表されている プラントを除く

	ケース	主な前提条件
RITE	CCS貯留量	・ 2040年：1.2億t、2050年：2.4億t
	脱炭素化	・ CCSはコストの安い石炭→ガス火力の順に導入が進む。 ・ 海外から輸入した水素、アンモニアも利用されるが、いずれがコスト優位になるかは、海外の再生可能エネルギーのコスト低減見通しにも依存する
デロイト	CCS貯留量	・ 2040年：1.0億t、2050年：1.8億t
	脱炭素化	・ CO2貯留量を十分に確保できれば、いずれの発電所にもCCSを導入することが経済効率 ・ CCS火力の利用が限定的となると、電力システムの柔軟性を保つため、水素やアンモニアによる火力発電が導入される
モデル ケース	CCS貯留量	・ 2040年：1.1億t、2050年：2.1億t
	脱炭素化	・ 脱炭素化方針を公表している発電所はその方針に準拠する ・ 2040年CCS貯蔵制約から石炭と一部LNGのみCCS導入と設定。また、LNGリプレイス時には水素混焼40%と設定。 ・ 2050年CCS貯留量が拡大されるため一部のLNGを除き幅広くCCSが適用されると設定。また、LNGリプレイス時には水素専焼と設定。

参考．火力にCCS機能を付加した場合の需給バランスへの影響

- 最新の発電コスト検証ワーキンググループによるモデルプラントの想定に基づく、CCS付火力は発電効率の低下ならびに所内率の上昇により、8%程度出力が低下する。

CCS設置による発電効率への影響

<①火力発電所>

- CCS付火力発電の発電コスト検証は、2040年に運転開始する火力発電にCCSを付けた際のコストを検証するものであり、分離回収設備は火力発電に付加する設備であることから、2021年検証と同様、当該火力発電所の設備容量・設備利用率・稼働年数については、今回の発電コスト検証における火力発電のモデルプラントと同一とすることとした。
- また、分離回収設備は火力発電の設備と一体運用されており、分離回収設備の稼働に伴って消費電力量が増加するため、結果として火力発電の総発電電力量が減少することから、分離回収設備の納入実績があるエンジニアリング会社による概算結果を基に、発電効率をCCSなしの火力発電と比較して石炭火力で3.8%、LNG火力で4.5%減少させることとした。また、所内率をCCSなしの火力発電と比較して石炭火力とLNG火力それぞれで3.7%上昇させることとした。

<②分離回収>

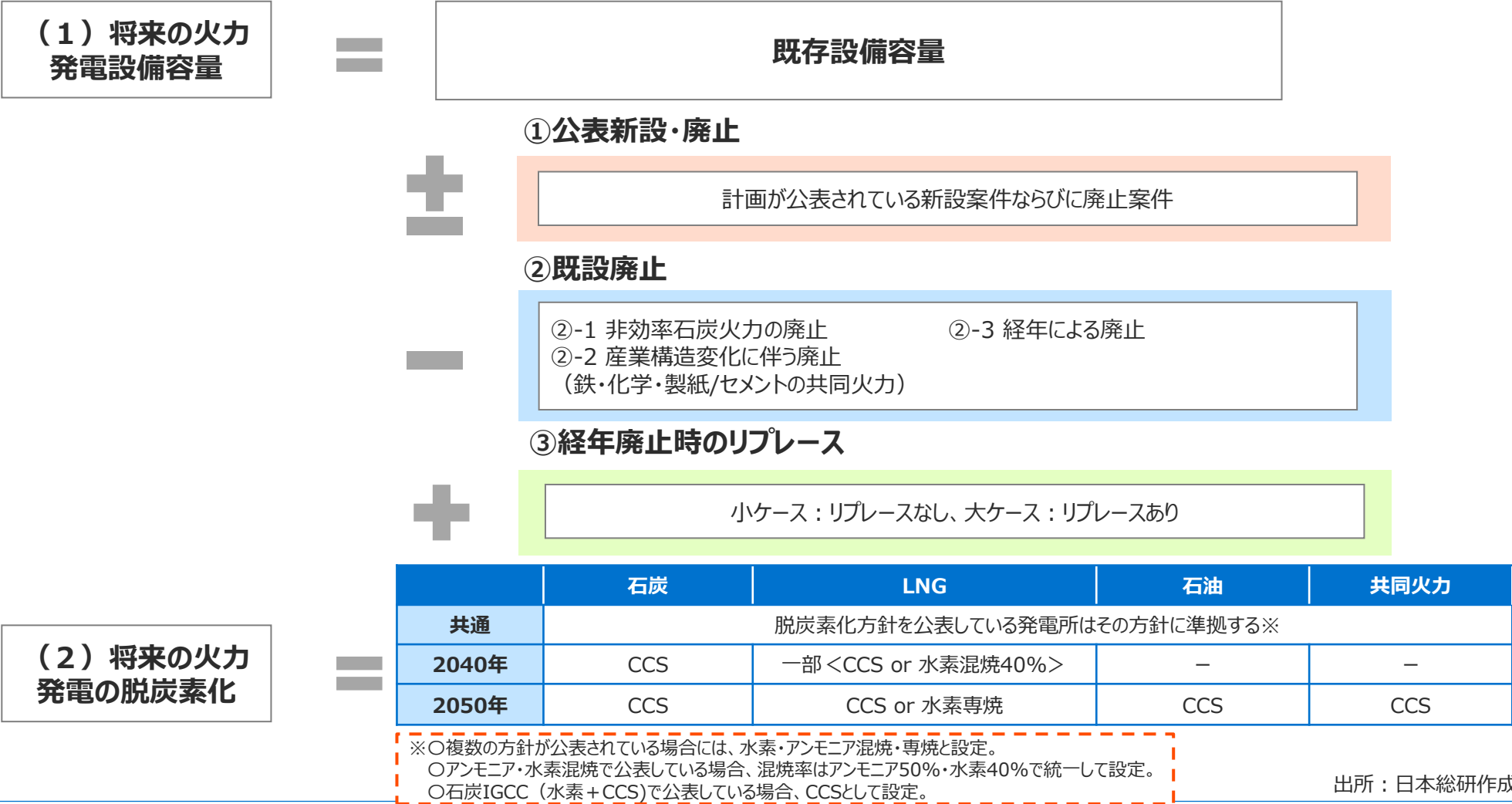
- CO2回収率・回収規模**：2021年検証では、それぞれの火力発電の稼働に伴い排出されるCO2全量を対象とし、90%を分離回収する前提としていた。海外先行事例や先進的CCS事業の中には、90%以上のCO2分離回収が可能な技術も導入され始めているものの、今後の新たな技術開発は、回収率の向上よりも分離回収コストの低減や他の不純物の除去等を目的としたものが多いといった状況を踏まえ、今回の検証においても、2021年検証と同様に、火力発電の稼働に伴い排出されるCO2全量を対象とし、その90%を分離回収することとした（具体的には、CO2分離回収型石炭火力は317万t-CO2/年、CO2分離回収型LNG火力は118万t-CO2/年のそれぞれ90%を分離回収することとした）。その上で、2021年検証と同様に、分離回収されないCO2等は、CO2対策費用として計上することとした。

発電効率の低下と所内率の上昇あわせて8%程度出力が低下

出所：発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ」に基づき日本総研作成

技術検討会社による将来火力脱炭素想定を踏まえた火力モデルケースの設定

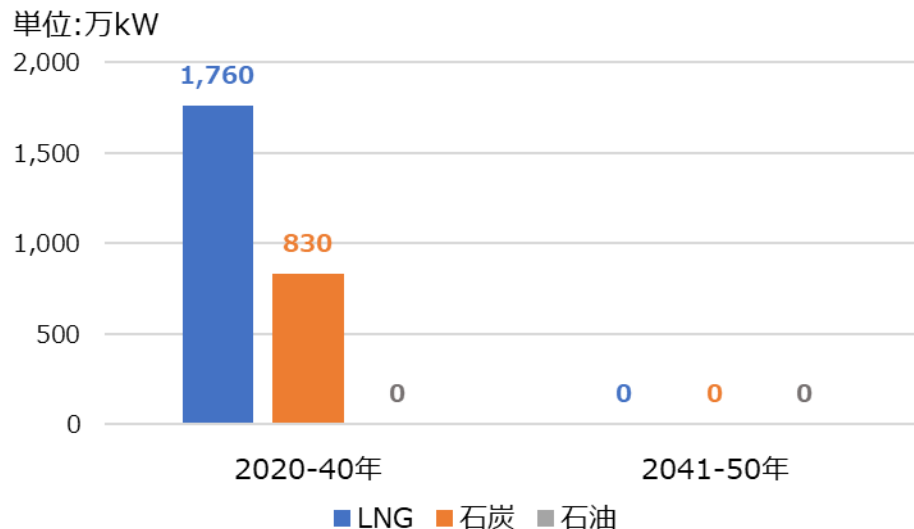
- 将来の火力発電設備容量については、「公表新設・廃止」「既設廃止」に加えて、経年廃止時のリプレースの有無の2つのモデルケースを設定。
- また、火力の脱炭素化については、脱炭素化モデルケースに沿って設定。



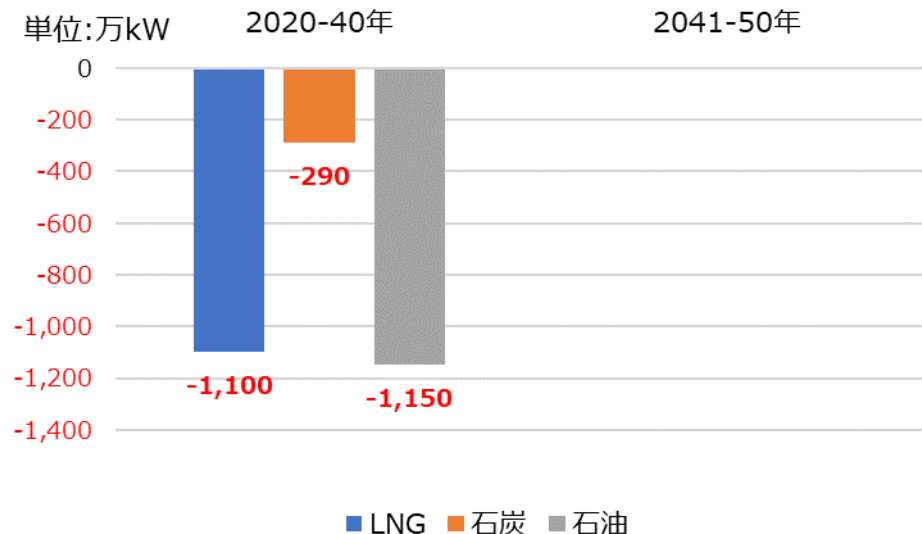
①. 公表新設・廃止

- 新設計画/廃止計画が公表されている案件を集約すると、新設2,590万kW、廃止2,540万kWとなる。

新設公表済み火力発電所



廃止公表済み火力発電所



年代	導入電源	合計容量
～2040年度	◆ LNG : 1,760万kW ◆ 石炭 : 830万kW	2,590万KW
～2050年度	新設計画確認されず	—

年代	導入電源	合計容量
～2040年度	◆ LNG : ▲1,110万kW ◆ 石炭 : ▲290万kW ◆ 石油 : ▲1,150万kW	▲2,540万KW
～2050年度	廃止計画確認されず	—

出所：日本総研作成

①. 公表新設 | 対象案件一覧

- ・ 2019年以降、新設計画が公表されている案件は以下の通り（2025年3月末時点）。
- ・ なお、長期脱炭素オークションにおいて落札した電源については、第2回までの結果を反映している。

2024年度までの新設電源			
発電所名		出力	稼働年度 (予定含む)
LNG	北ガス石狩	9	2020
石炭	釧路火力	11	2020
LNG	福島天然ガス 1	59	2020
LNG	福島天然ガス 2	59	2020
石炭	日鉄鹿島 2（鹿島パワー）	65	2020
石炭	勿来IGCC	54	2020
LNG	三菱パワー高砂	57	2020
石炭	電発竹原 新1	60	2020
石炭	常陸那珂共同	65	2020
石炭	広野 IGCC	54	2021
LNG	伊丹産業神戸	2	2021
石炭	コベルコ神戸 3	65	2021
LNG	上越 1	57	2022
石炭	武豊 5	107	2022
石炭	三隅 2	100	2022
LNG	住共新居浜北	13	2022
LNG	ひむかエルエヌジー	3	2022
石炭	コベルコ神戸 4	65	2022
LNG	姉崎 新1	65	2022
LNG	姉崎 新2	65	2023
LNG	姉崎 新3	65	2023
石炭	横須賀 1	65	2023
石炭	西条新 1	50	2023
石炭	横須賀 2	65	2023
LNG	五井 1	78	2024
LNG	五井 2	78	2024
LNG	五井 3	78	2024
LNG	TGBP袖ヶ浦	10	2024

2025年度以降の新設電源（長期脱炭素電源オークション以外）			
発電所名		出力	稼働年度 (予定含む)
LNG	ひびき 1	62	2025
LNG	姫路天然ガス 1	62	2025
LNG	姫路天然ガス 2	62	2026
LNG	千葉袖ヶ浦パワー 2 号機	65	2030
LNG	千葉袖ヶ浦パワー 3 号機	65	2030

2025年度以降の新設電源（長期脱炭素電源オークション対象電源）			
発電所名		出力	稼働年度 (予定含む)
LNG	知多 7	65	2029
LNG	新南港 1	60	2029
LNG	千葉袖ヶ浦パワー 1 号機	65	2029
LNG	知多 8	65	2029
LNG	姫路天然ガス 3	62	2030
LNG	柳井 新 2	50	2029
LNG	新南港 2	60	2030
LNG	新南港 3	60	2030
LNG	石狩湾新港 2	57	2030
LNG	東新潟 6	65	2030
LNG	坂出 5	60	2031
LNG	石狩湾新港 3	57	2033
LNG	ゼロワットパワー市原	10	2033
LNG	東邦瓦斯・仮称ガス火力	10	—

出所：日本総研作成

①. 公表廃止 | 対象案件一覧

- ・ 2019年以降、廃止計画が公表されている案件は以下の通り（2025年3月末時点）。

2024年度までの廃止電源			
発電所名		出力	廃止年度 (予定含む)
石油	秋田 3	35	2019
石油	秋田 2	35	2019
LNG	姉崎 1	60	2021
LNG	姉崎 2	60	2021
LNG	姉崎 3	60	2021
LNG	姉崎 4	60	2021
石炭	西条 1	16	2021
石油	大井 1	35	2021
石油	大井 2	35	2021
石油	大井 3	35	2021
LNG	横浜 5	18	2021
LNG	横浜 6	35	2021
LNG	知多 1	53	2021
LNG	知多 2	53	2021
LNG	知多 3	50	2021
LNG	知多 4	70	2021
LNG	相生 1	38	2022
LNG	相生 3	38	2022
石油	鹿島 1	60	2022
石油	鹿島 2	60	2022
石油	鹿島 3	60	2022
石油	鹿島 4	60	2022
石油	鹿島 5	100	2022
石油	鹿島 6	100	2022
LNG	東新潟港 1	35	2022
LNG	東新潟港 2	35	2022
石油	広野 1	60	2023
石油	広野 3	100	2023
石油	広野 4	100	2023
石炭	水島 2	16	2023
石炭	下関 1	18	2023
石油	下関 2	40	2023
石炭	電発松島 1	50	2024
石油	秋田 4	60	2024
LNG	姫路第一 GT1	3	2024
LNG	姫路第一 GT2	3	2024
石炭	土佐発電	17	2024

2024年度までの廃止電源			
発電所名		出力	廃止年度 (予定含む)
LNG	南港 1	60	2024
LNG	南港 2	60	2024
LNG	南港 3	60	2024

2025年度以降の廃止電源			
発電所名		出力	廃止年度 (予定含む)
石油	赤穂 1	60	2025
石油	赤穂 2	60	2025
石油	関西国際エネルギーセンター 1	2	2025
石油	関西国際エネルギーセンター 2	2	2025
石炭	苅田 新1	36	2025
石油	豊前 2	50	2025
LNG	知多 5	70	2026
LNG	知多 GT5	15	2026
石炭	奈井江 1	18	2026
石炭	奈井江 2	18	2026
石炭	砂川 3	13	2026
石炭	砂川 4	13	2026
LNG	東新潟 1	60	2027
LNG	東新潟 2	60	2027
石炭	富山新港 石炭1	25	2028
石炭	電発高砂 1	25	2028
石炭	電発高砂 2	25	2028
LNG	柳井 2-1	20	2029
LNG	柳井 2-2	20	2029

出所：日本総研作成

参考．長期脱炭素電源オークション【LNG専焼枠】

- ・長期脱炭素オークションにおけるLNG専焼枠のうち落札された案件については、新設計画として織り込み済み。
- ・今後入札が想定されるLNG専焼枠は300万kW程度であり、公表済みの新設計画300万kWと同程度となっている。

2023年度長期脱炭素オークションの落札結果

	約定総容量	約定総額
LNG専焼火力 (募集量600万kW※3)	575.6万kW	1,766 億円/年

2024年度長期脱炭素オークションの落札結果

	約定総容量	約定総額
LNG専焼火力 (募集量2,243,680kW)	131.5 万kW	456 億円/年



落札済みの案件は新設計画として織り込み済み
残る長期脱炭素オークションLNG専焼枠合計300万kW程度≒LNG新設計画約300万kW※

2024・25年度のLNG専焼枠の募集見通し

- LNG専焼火力の募集量については、初回オークションの結果や、前回の募集量設定時からの状況変化として電力需要が増加見通しとなったこと等を踏まえ、5月27日の制度検討作業部会において、**募集量を増加させる方向で検討を進めることとなった。**
- 電力需要については、1月24日に電力広域的運営推進機関が公表した需要想定において、**データセンターや半導体工場の新増設等による産業部門の電力需要増加により、全体として電力需要は増加傾向**となる見通しが示された。
- 具体的には、足元**2023年度から2030年度にかけて、年間の最大需要電力が461万kW増加**すると見込んでおり、**これに対応するための追加供給力を確保する必要がある**と考えられる。
- これに加え、**太陽光の発電量が減少し予備率が低下する点灯帯における供給力は火力が中心**であることを踏まえ、**非化石電源の導入拡大を前提としつつ、更に安定供給に万全を期す観点から、400万kWを追加募集することとしてはどうか。**
- なお、募集方法については、**応札案件間の価格競争を促す観点から、2024年度・2025年度のオークションで200万kWずつ追加募集することとしてはどうか。**また、23年度の残余分約24万kWについても、24年度オークションであわせて募集することとしてはどうか(合計募集量約224万kW)。



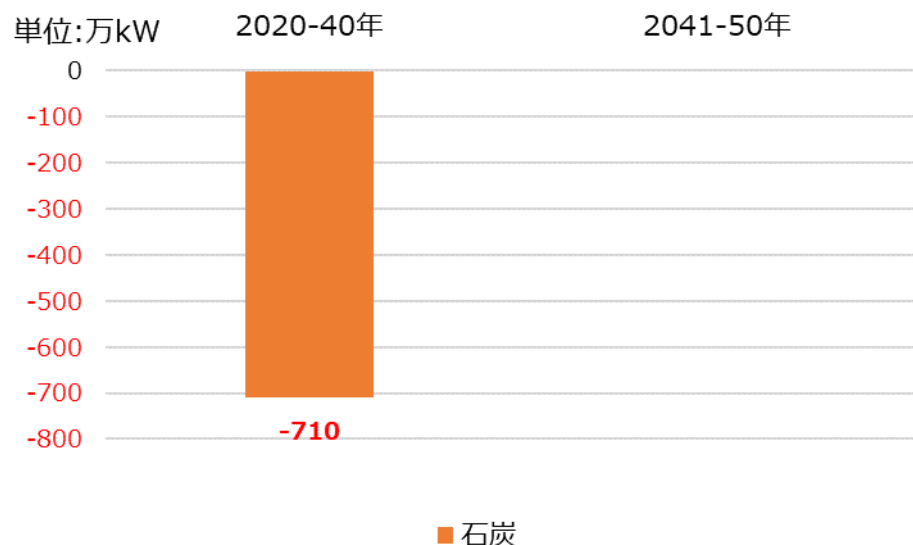
※2025年度以降運開の長期脱炭素オークション落札電源を除く公表案件の出力合算

出所：OCCTO「容量市場 長期脱炭素電源オークション約定結果（応札年度：2023年度）」、エネ庁「長期脱炭素電源オークションについて」に基づき日本総研作成

②-1. 既設廃止 | 非効率石炭火力の廃止（合計容量）

- 発電効率の低い（亜臨界圧・超臨界圧方式、1997年度までに建設された超々臨界圧方式）石炭火力は、2040年度までに廃止と設定。
- ただし、バイオマス混焼を公表しているプラントや事業者単位で発電効率目標を達成する場合には、非効率石炭火力の廃止の対象とはしない。

非効率石炭火力発電所の廃止



年代	導入電源	合計容量
～2040年度	◆ 石炭：700万kW	710万KW
～2050年度	◆ 非効率理由での廃止は見込まない	—

出所：日本総研作成

参考．石炭火力発電所の非効率基準の考え方

- 省エネ法では、新設する火力発電所の発電効率を最新鋭の商用プラント以上とするよう規制されている。
- また、2030年度に向けたベンチマーク目標として、発電事業者に対し、保有する火力発電設備の発電効率を既存設備の最高水準とするよう求めている。

石炭火力発電に関する効率目標

<新たな規制措置の主なポイント>

	① 新たな指標の創設	② 発電効率目標の強化	③ 脱炭素化への布石
現行	火力全体のベンチマーク指標 ※燃料種別の発電効率の加重平均が指標 (石油等39%、石炭41%、LNG48%) ⇒非効率石炭火力を減らさずとも、発電効率の高いLNG火力を増やすことで達成可能	石炭火力の発電効率目標41% ※USC（超超臨界）の最低水準 ※火力全体のベンチマーク指標の内数	バイオマス等混焼への配慮措置 ※発電効率の算出時に、 <u>バイオマス等混焼分を分母から控除</u> （⇒発電効率が増加） $\text{発電効率} = \frac{\text{発電量}}{\text{石炭投入量} - \text{バイオマス等投入量}}$
新たな措置	石炭単独のベンチマーク指標を新設 ※既存の火力ベンチマークとは別枠で新設 ⇒石炭火力に特化した指標により、フェードアウトの実効性を担保	発電効率目標43%に引き上げ ※既設のUSC（超超臨界）の最高水準 ※設備単位ではなく、事業者単位の目標水準 ⇒高効率石炭火力は残しつつ、非効率石炭火力をフェードアウト	アンモニア混焼・水素混焼への配慮措置を新設 ※バイオマス等混焼と同様の算出方法を使用 ⇒脱炭素化に向けた技術導入の加速化を後押し

※製造業等が保有する自家発自家消費の石炭火力についても、発電効率と高効率化に向けた取組の報告を追加的に措置。

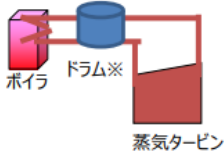
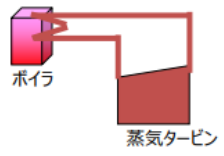
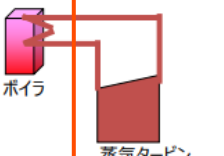
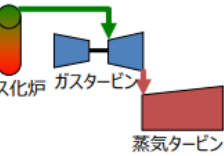
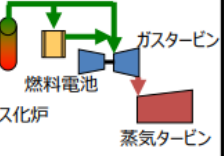
出所：経済産業省「今後の火力政策について」に基づき日本総研作成

参考. 石炭火力の発電方式別効率

- 石炭火力の発電方式別の効率については、以下の通り。
- 2030年度に向けた発電効率目標をクリアするためには、超々臨界(USC)の中でも最高効率水準以上の方式が求められる。

石炭火力・発電方式別効率一覧

2030年度発電効率ベンチマーク水準

発電方式	亜臨界圧 (SUB-C)	超臨界圧 (SC)	超々臨界圧 (USC)	石炭ガス化複合発電 (IGCC)	石炭ガス化燃料電池複合発電 (IGFC)
概要	蒸気タービンのみで発電する方式。旧式であり、安価で運転管理も容易。	蒸気タービンのみで発電する方式。途上国では現在導入が進む主流の技術。	蒸気タービンのみで発電する方式。現在の石炭火力の主流。蒸気の温度・圧力を上げることで効率が向上。	石炭をガス化した上で燃焼させて発電する技術。ガスタービン発電と、そこからの排熱で発生させた蒸気を利用する蒸気タービン発電の2つを複合させることで高効率化が可能となる。	IGCCにさらに燃料電池を組み合わせたトリプル複合発電方式。更に高効率化が可能。現在広島県の大崎上島で2022年度の実証試験開始に向けて準備中。
構造	 ※ 蒸気と熱水に分離する。				
発電効率	38%以下	38%～40%程度	41%～43%程度	46～50%程度	55%程度
蒸気圧力 蒸気温度	221bar以下 (1bar≒1気圧)	221barを超えるもの	221barを超えるもの 593℃以上	ガス温度：1300℃～	ガス温度：1300℃～

出所：経済産業省「非効率石炭火力のフェードアウトを巡る状況について」に基づき日本総研作成

参考．超々臨界方式の高効率化

- 超々臨界方式の石炭火力発電所については、1998年から600℃級USCが採用され高効率化が図られている。

微粉炭火力の変遷

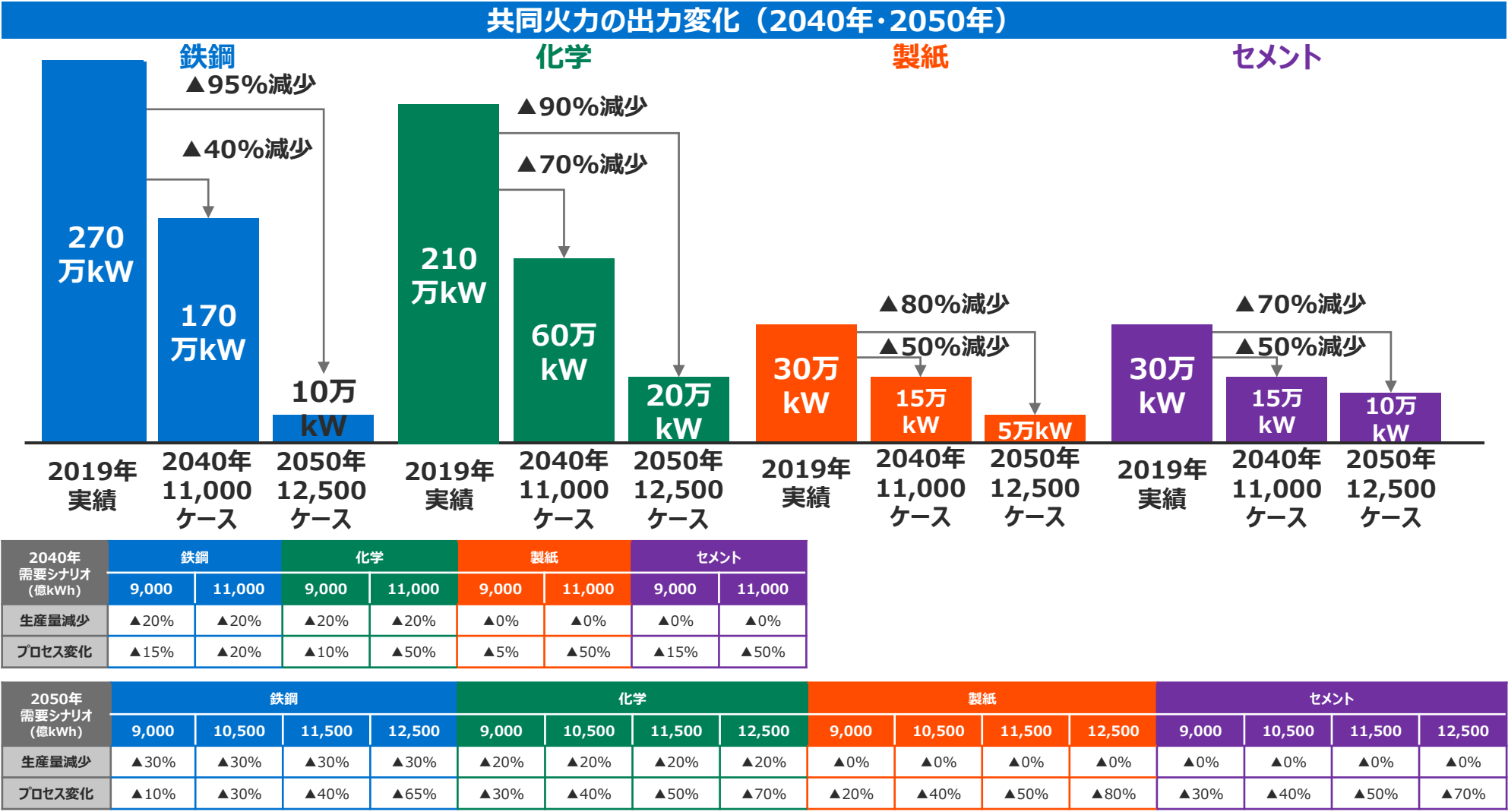
年度	微粉炭火力の変遷	外部情勢
1953	中国電力 小野田5号機で初めて1機1缶ユニットシステムを採用	
1962		火力発電総出力が水力を上回り、火主水従の電力構成に
1963	電源開発 若松1、2号機が筑豊規格外低品位炭の消費を目的に建設される	「ばい煙排出規制に関する法律」が制定
1966		電気集じん機の導入
1968		「大気汚染防止法」の制定
1973		石油危機 湿式石炭・石膏法による排煙脱硫装置の導入 「NOx排出規制法」の制定
1977		触媒を用いた選択式接触還元法による脱硝装置の導入
1979		IEAの石油火力新設禁止決議
1981	電源開発 松島1、2号機(538/538℃)、わが国初の海外炭焚き超臨界海圧火力	
1985	北海道電力 苫東厚真2号機(538/566℃)、海外炭焚き超臨界圧変圧運転を初めて採用	
1990	電源開発 松浦1号機(538/566℃)、石炭焚きとして初めての1,000MW機を採用	
1991	北陸電力 敦賀1号機で主蒸気温度566℃を採用	
1992		国連環境開発会議(リオ・サミット)開催
1993	中部電力 碧南3号機、国内で初めて最熱蒸気温度593℃を採用	
1995		第1回国連気候変動枠組条約締約国会議(COP1)がボンにて開催
1997		COP3が京都にて開催
1998	中国電力 三隅1号機、東北電力 原町2号機において600/600℃を採用	
2000	電源開発 橘湾1、2号機600/610℃を採用	
2002	電源開発 磯子新1号機、純変圧方式で600/610℃を採用	

1998年から600℃級USCが採用された

出所：電力中央研究所「微粉炭火力発電技術の変遷と課題」に基づき日本総研作成

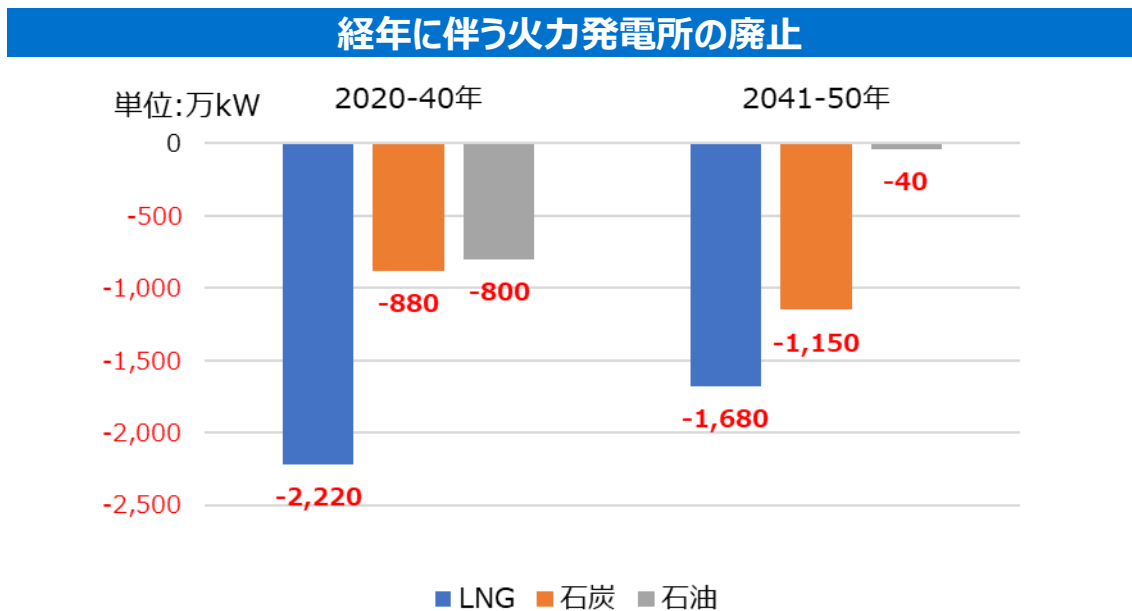
②-2. 産業構造変化に伴う廃止 | 共同火力の出力変化

- 共同火力については、需要モデルケースにおける各産業の生産量および製造プロセスの変化（電炉化、自家発電等）に応じて減少するものと設定。なお、共同火力の産業分類は立地・出資状況等の公表情報に基づき設定している。



②-3. 経年による廃止

- 火力発電所の廃止までの稼働期間平均は45年であったことから、火力モデルケースとしては、経年45年で廃止と設定。
- なお、実際には延命化対策などにより45年を超過して稼働することもあるれば、個々のプラント状況によっては45年よりも早く廃止されることもある。



年代	導入電源	合計容量
～2040年度	◆ LNG : ▲2,220万kW ◆ 石炭 : ▲880万kW ◆ 石油 : ▲800万kW	▲3,900万KW
～2050年度	◆ LNG : ▲1,680万kW ◆ 石炭 : ▲1,150万kW ◆ 石油 : ▲40万kW	▲2,870万KW

出所：日本総研作成

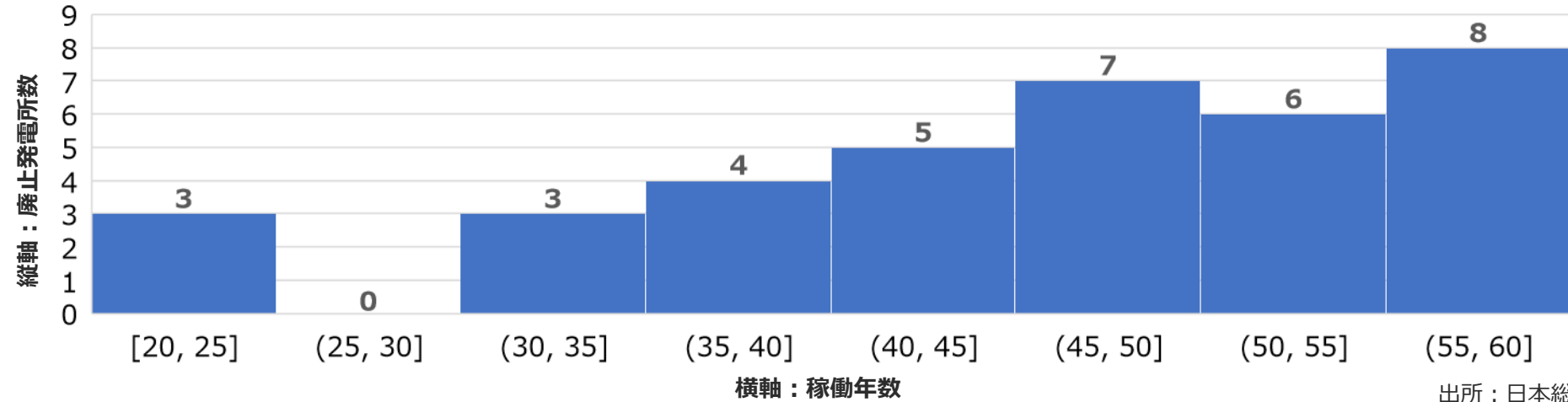
参考. 火力発電所の廃止までの稼働期間実績

- 2016年度以降に公表された廃止/廃止予定の発電所における廃止までの稼働期間平均は概ね45年。

廃止電源の集計方針

- ◆ 2016年4月の改正電気事業法の施行（電気事業者がライセンス制に移行）以降に廃止された、一定規模以上（10万kW以上）の電源を対象
- ◆ 2024年度以降についても既に廃止が公表されている発電所については集計対象に加えている

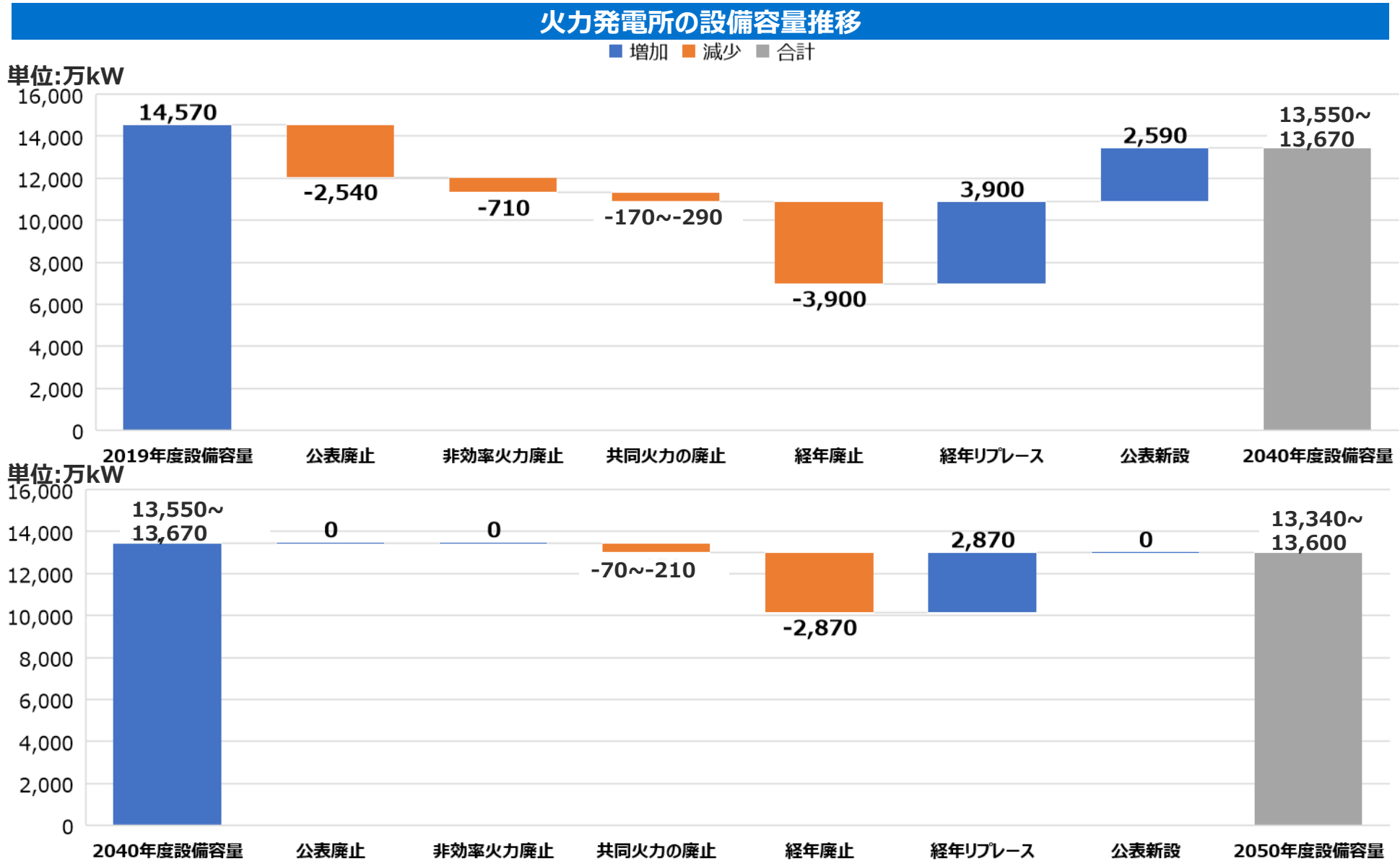
燃料種	廃止までの稼働期間平均	集計件数
石油	45年	全7箇所の発電所の稼働期間を集計
石炭	45年	全11箇所の発電所の稼働期間を集計
LNG	46年	全18箇所の発電所の稼働期間を集計
火力平均	45年	全36箇所の発電所の稼働期間を集計



出所：日本総研作成

火力発電所の設備容量推移 | 大ケース

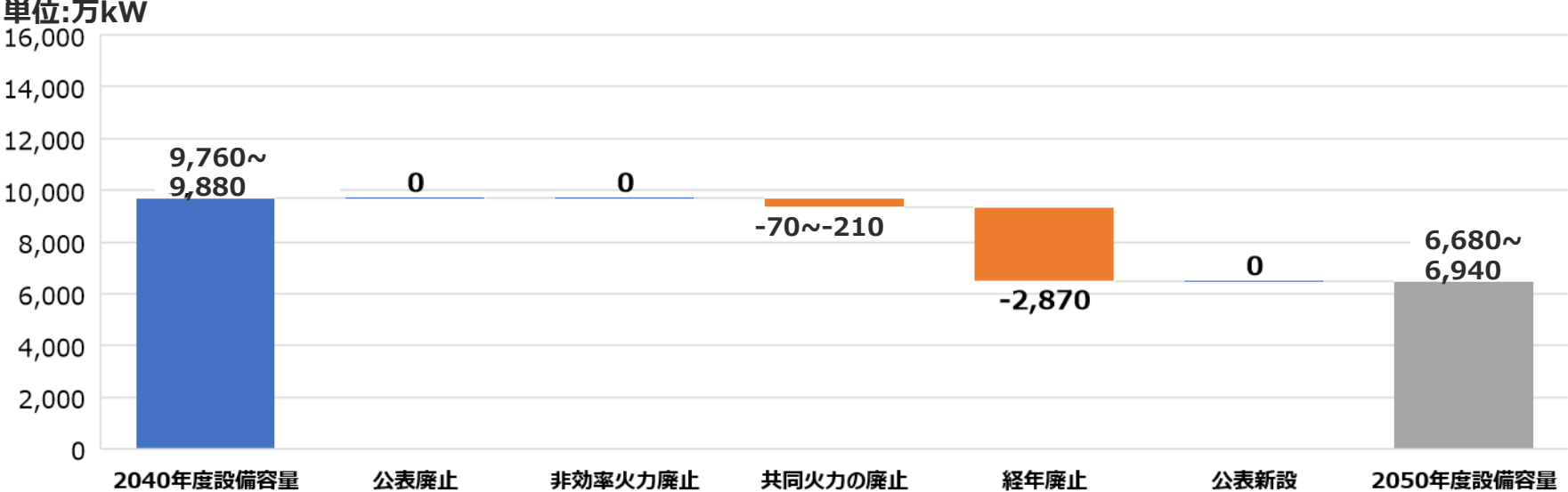
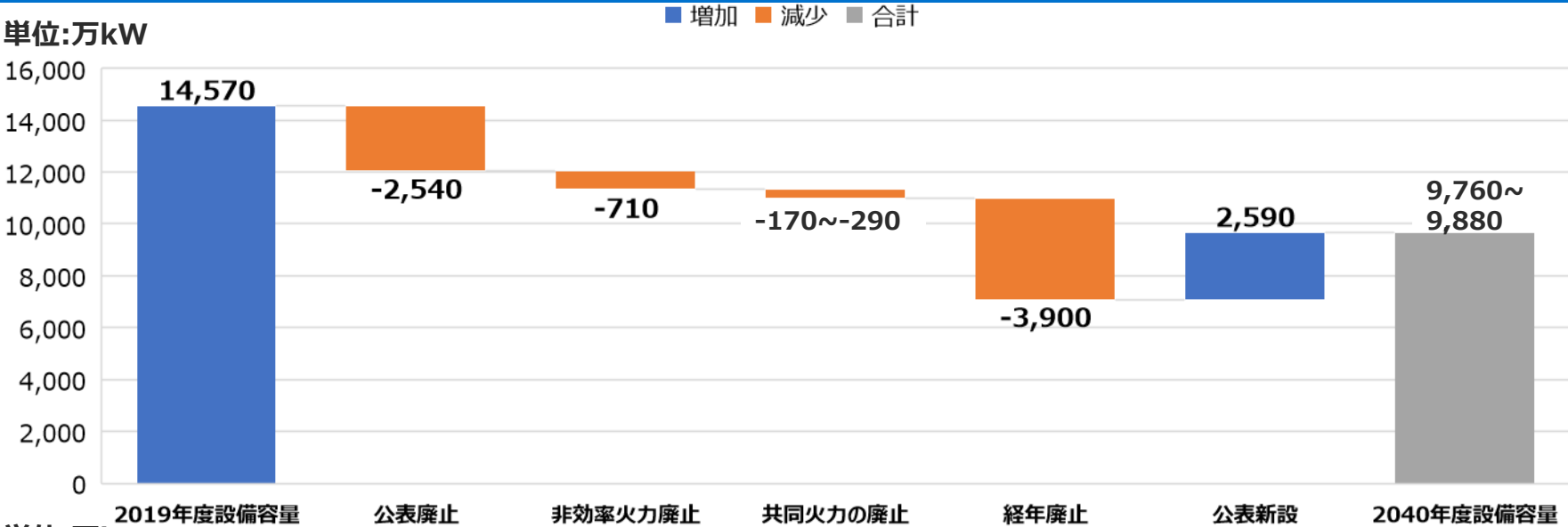
- 経年に伴うリプレースをする火力大ケースでは、2019年度での14,570万kWから、2040年：13,550~13,670万kW、2050年：13,340~13,600万kWと、設備容量は横ばいで推移する。



火力発電所の設備容量推移 | 小ケース

- 経年に伴うリプレースをしない火力小ケースでは、2019年度での14,570万kWから、2040年9,760~9,880万kW、2050年：6,680~6,940万kWまで設備容量が減少する。

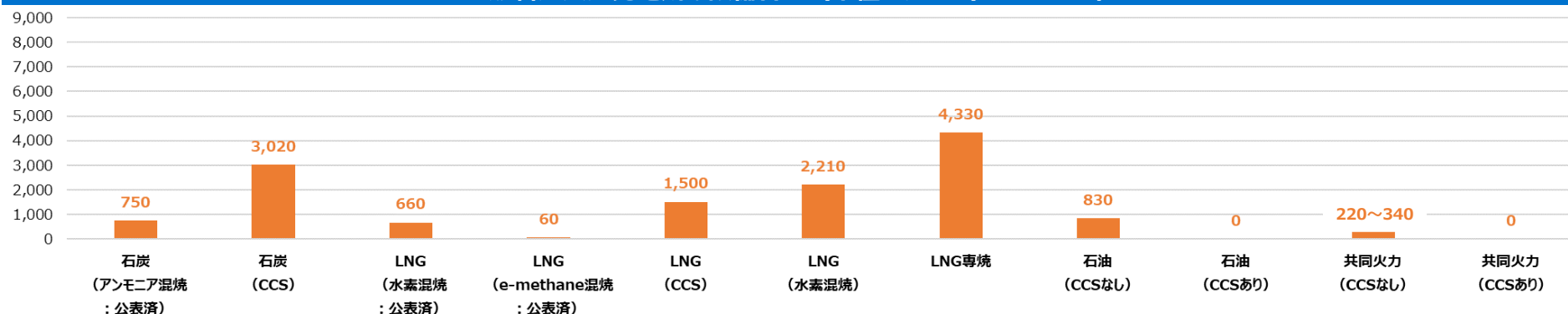
火力発電所の設備容量推移



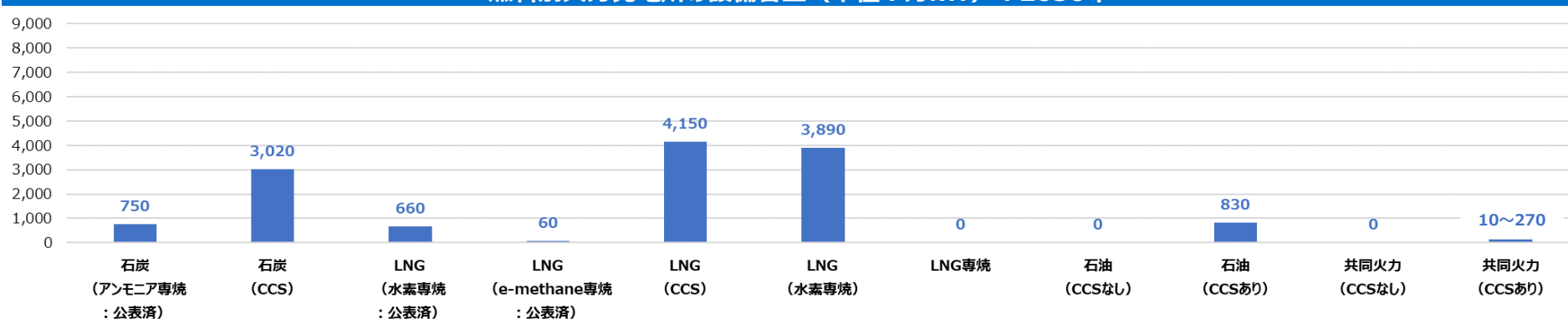
参考．燃料別設備容量 | 大ケース

- 各ケースにおける設備容量の内訳は以下の通り。

燃料別火力発電所の設備容量（単位：万kW）：2040年



燃料別火力発電所の設備容量（単位：万kW）：2050年



【CCS火力について】（次ページの小ケースも同様）

技術検討会社の検討結果を基にしたCCS貯留量の範囲内で、他産業におけるCCS活用量を考慮したうえで以下の通り設定。

○2040年：CCS付LNG火力はCCS付き石炭火力の半量程度として設定。

○2050年：経年廃止の対象となっていないLNG火力4,150万kWにCCS機能を付加するものと設定。

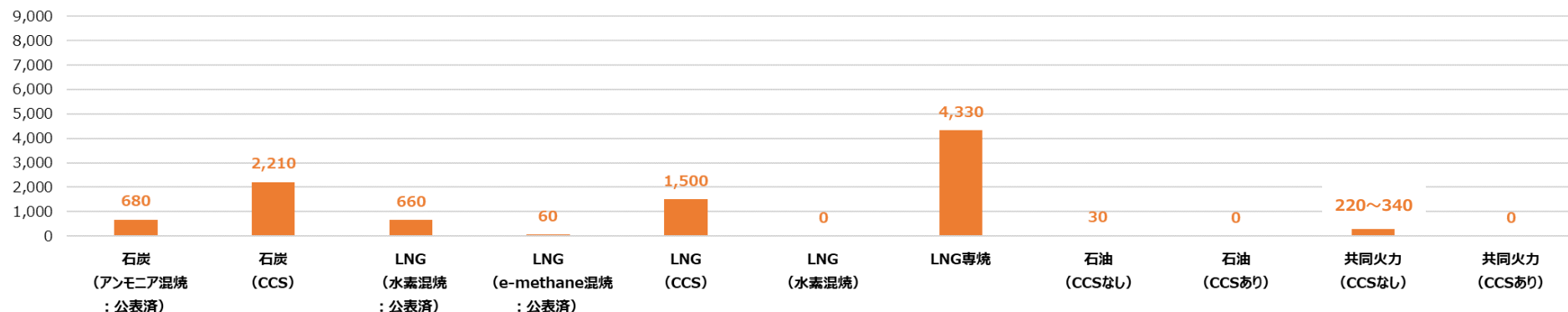
※最新のコスト検証ワーキンググループ想定に基づき排出されるCO₂全量の90%を分離回収されるものとして試算。

参考．燃料別設備容量 | 小ケース

- 各ケースにおける設備容量の内訳は以下の通り。

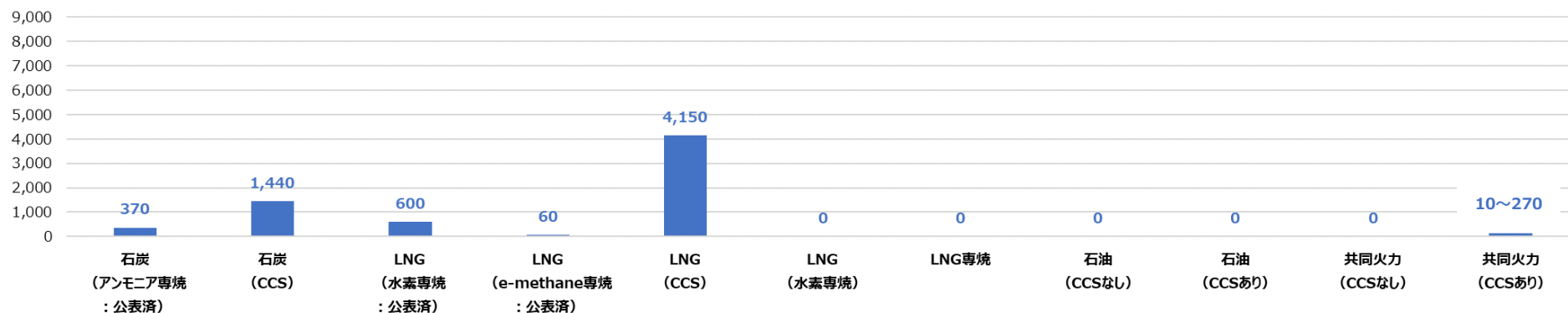
燃料別火力発電所の設備容量：2040年

単位:万kW



燃料別火力発電所の設備容量：2050年

単位:万kW



出所：日本総研作成

士業法

弁護士法、公認会計士法、税理士法等の法令に基づき、資格を有するもののみが行える業務に関しては、当社は当該業務を行うことができません。これら士業に関わる事項については、貴社において、それぞれの有資格者である専門家に相談下さい。なお、当社がコンサルティングを通じて、又はその成果として提供する情報について、法務、税務、会計その他に関連する事項が含まれていたとしても、専門家としての助言ではないことをご理解ください。

金融商品取引法等

当社は、法令の定めにより、有価証券の価値に関する助言その他の投資顧問業務、M&A案件における所謂フィナンシャルアドバイザー業務等は行うことができません。

SMBCグループとの関係

日本総合研究所はSMBCグループに所属しており、当社内のみならず同グループ内各社の業務との関係において、利益相反のおそれがある業務は実施することができません。

「利益相反管理方針」(<http://www.smfg.co.jp/riekisouhan/>)に従って対応しますので、ご了承ください。当社によるコンサルティングの実施は、SMBCグループ傘下の金融機関等とは独立に行われるものであって、これら金融機関からの資金調達の可能性を保証するものではありません。

正確性等の非保証

当社は、コンサルティングを通じて、又はその成果として提供する情報については必要に応じ信頼できる情報源に確認するなど最善の努力を致しますが、その内容の正確性・最新性等について保証するものではなく、情報の誤り、情報の欠落、及び情報の使用により生じる結果に対して一切の責任を負いません。また、それが明示されているか否かを問わず、商品性、特定目的適合性等その他あらゆる種類の保証を行いません。

貴社による成果の利用

当社がコンサルティングを通じて、又はその成果として貴社に提供する情報は助言に留まることをご理解ください。貴社の経営に関する計画及びその実現方法は、貴社が自らの裁量により決定し選択ください。当社は、コンサルティングを通じて、又はその成果として貴社に提供する情報によって、貴社が決定した作為不作為により、貴社又は第三者が結果的に損害を受け、特別事情による損害を被った場合（損害発生を予見していた場合を含みます。）においても一切の責任を負いません。

反社会的勢力の排除

当社は、反社会的勢力とは一切の関係を遮断し、反社会的行為による当社業務への不当な介入を排除しいかなる利益も供与しません。当社は、当社業務に対する反社会的な強要や脅迫等に対しては、犯罪対策閣僚会議幹事会申合せ「企業が反社会的勢力による被害を防止するための指針」（平成19年6月19日）の趣旨に従い、外部専門機関に相談するなど毅然とした対応をとります。当社は、お取引先が反社会的行為により当社業務に不当な介入等を行った場合、お取引に係る契約を解除することができるものとします。