

袖ヶ浦火力発電所新1～3号機建設計画に係る計画段階環境配慮書
委員から寄せられた質疑・意見に対する事業者の見解

令和7年12月19日委員会資料
株式会社 J E R A

No.	関連ページ	項目	細目	質疑・意見の概要	事業者の見解
1	2-1	事業の目的 及び内容	事業計画	<p>(11月21日委員会での質疑・意見)</p> <p>ばいじんやSOxを排出しないとの説明があるが、どんな根拠に基づいているのか。100%燃焼すればそうだが、回転軸のオイル由来の粒子状物質や炭素の成分が排出される可能性がある。</p> <p>従来型（石炭、石油）の火力発電所では、ばいじんやSOx等を常時監視しているが、LNGの場合は不要なのか。</p>	<p>(11月21日委員会での回答)</p> <p>燃料となる液化天然ガスの主成分はほぼ100%メタンのため、基本的に硫黄酸化物やばいじんは発生しません。しかし、オイル由来の粒子状物質や炭素未燃分が排出される可能性はあるため、実際に発電所ではばい煙測定した結果を社内で確認します。確認結果を踏まえて、硫黄酸化物やばいじんについて選定しない理由を説明します。</p> <p>LNG火力の常時監視はNOxのみです。</p> <p>(11月21日委員会後の追加回答)</p> <p>硫黄酸化物・ばいじんの排出について、別紙1のとおり補足します。</p>
2	2-1～2	事業の目的 及び内容	事業計画	<p>(11月21日委員会での質疑・意見)</p> <p>最新鋭の設備とのことだが、どのメーカーかなど詳しい情報はいただけるのか。</p> <p>燃料はどの産地からどのように運ばれてくる燃料を使う予定か。</p>	<p>(11月21日委員会での回答)</p> <p>発電設備の諸元は、事業計画が検討段階の配慮書段階である現時点では決定しておりませんが、方法書以降の手続きにおいて可能な範囲内でお示しします。</p> <p>燃料であるLNGは、袖ヶ浦火力発電所だけでなくJERAが保有する他の火力発電所と共同で調達します。調達先は変更がありますが、現在は北米やカタール等になります。</p>

No.	関連ページ	項目	細目	質疑・意見の概要	事業者の見解
3	2-1～2	事業の目的 及び内容	事業計画	(11月21日委員会での質疑・意見) アンモニアの混焼する場合、アンモニア由来の粒子状物質やN ₂ Oが排出される可能性もあり、それを踏まえた排ガス処理、あるいは常時モニタリングを考 えておくべきではないか。 アンモニア混焼について、NO ₂ やNO _x が排出されると考えるが、実際に使用する際、新たに環境アセスを行うのか。	(11月21日委員会での回答) JERAとして石炭火力へのアンモニア混焼は進めておりますが、LNG火力である袖ヶ浦火力発電所に関してはアンモニア混焼の計画はありませんので、方法書において記載内容を見直します。 なお、現時点ではアンモニア専焼のガスタービン は商用化されておらず、袖ヶ浦の開発に時間軸が合わないことから、選択肢に入れておりません。
4	2-1～2	事業の目的 及び内容	事業計画	(11月21日委員会での質疑・意見) アンモニア混焼等について、本事業に関連する計画がないのであれば、記載する必要はないのではない か。	
5	2-1～2	事業の目的 及び内容	事業計画	(11月21日委員会での質疑・意見) CCS、CCUSについて経済的合理性を検討する予定とな っているが具体的な導入スケジュールはあるのか。 CO ₂ のキャプチャーや地下埋設にもエネルギーを使用するが、トータルでどのようにカーボンゼロを考 えているか。経済合理性がなければ実施しないのか。	(11月21日委員会での回答) 当社はCO ₂ 分離・回収設備を用いた実証を予定していま すが、現状の技術では価格が高く、事業として成立は難 しい状況です。現在、国においてCCS事業に対する支援 制度の在り方について議論が行われておりますので、引 き続き動向を把握してまいりたいと思います。 CO ₂ 排出実質ゼロについては、LNG火力ではCCSや水素混焼 が導入されなければ達成は難しいものと考えています
6	2-1～2	事業の目的 及び内容	事業計画	(11月21日委員会での意見) CCS等は開発途中であり、不安を感じる。新技術だ けでなく、それ以外の方法でのCO ₂ の削減も含めて 検討していただきたい。	が、熱効率の低い既存の設備を最新鋭の高効率設備に更 新することも、CO ₂ 排出の面において非常に効果的であ ると考えています。 (11月21日委員会後の追加回答) 脱炭素化に係る社会的背景、当社の取組、袖ヶ浦火力発 電所の位置づけについて、別紙2のとおり補足します。
7	3. 1-30	事業実施想定 区域及びその 周囲の概況	騒音	(11月21日委員会での質疑・意見) 配慮書3章の環境騒音の測定結果のうち袖ヶ浦市の 測定結果はないのか。	(11月21日委員会での回答) 袖ヶ浦市及び木更津市では、行政による環境騒音の測定 は行われておりません。
8	4-4	計画段階	水環境-水温	(11月21日委員会での質疑・意見)	(11月21日委員会での回答)

No.	関連ページ	項目	細目	質疑・意見の概要	事業者の見解
		配慮事項		温排水の取放水温度差は7℃に下がるが、海水温は依然として上昇することから東京湾での生物影響が気になる部分もある。技術的に海水を放水する温度を排水時に極力プラスマイナスゼロにできる方法もあるのではないかと。中長期的に負荷を減らす検討はするのか。	温排水の温度を下げるには、そのためのエネルギーが必要になりCO ₂ の排出量が増える等の温排水以外の項目で環境影響が増加するおそれがあると考えております。 (11月21日委員会後の追加回答) なお、現状の袖ヶ浦火力発電所では温排水をLNGの気化に使用する等、有効活用をしております。将来も同様に有効活用する計画です。
9	4-4	計画段階 配慮事項	騒音	(11月21日委員会での質疑・意見) 騒音を選定しない理由で、主要機器の設置位置は最寄りの住居までは1km以上離れている、可能な限り低騒音、低振動の機械にするとあるが、機械の音源の情報が無いと判断できない。既に調べた上での選定しない理由としているのか。	(11月21日委員会での回答) 方法書以降で音源の大きさ等の発電設備の諸元を決定するため、それを踏まえて、環境影響評価項目として騒音を選定する必要があるか検討します。
10	4-4	計画段階 配慮事項	廃棄物	(11月21日委員会での質疑・意見) 準備書での産業廃棄物の予測・評価について、旧発電所を解体する際に解体廃棄物や建設廃棄物が相当程度発生するが、産業廃棄物に建設がれきは含まれるのか。特に、バグフィルターや脱硝装置等、環境負荷の高い所の解体処理について今後手続きで記載するのか。	(11月21日委員会での回答) 発電所の環境影響評価の対象事業は新設または新設を伴う変更の工事が対象とされています。 「火力発電所リプレースに係る 環境影響評価手法の合理化に関するガイドライン」においては、「火力発電所リプレースにおいて、発電設備の新設に不可欠な旧設備の撤去であって、かつ、発電設備の新設工事期間中に同時並行的に実施される撤去工事を、「対象事業の一部」の範囲とし、法に基づく環境影響評価の対象とする。」と記載されていることから、新設の発電設備の建設工事と重複する既設4号機の撤去工事の一部と既設1～3号機の撤去工事も本事業の環境影響評価の対象として、撤去工事で発生する廃棄物等も予測・評価を行う予定です。
11	4-4	計画段階 配慮事項	選定項目	(11月21日委員会での質疑・意見) 計画段階配慮事項として選定されていない項目であっても、今後方法書以降の環境影響評価項目として選定すると考えてよいのか。	(11月21日委員会での回答) 方法書以降で発電設備の諸元等が決定するため、それら事業特性及び地域特性を踏まえて、環境影響評価項目を選定します。

No.	関連ページ	項目	細目	質疑・意見の概要	事業者の見解
12	4-12～33	計画段階 配慮事項	大気質	(11月21日委員会での質疑・意見) 80m煙突と100m煙突の大気予測結果を比較するのはなぜか。120mも比較した方がいいのではない か。	(11月21日委員会での回答) NOx排出量を1/3以下に低減することから、高い煙突を採用せずとも従来と同じような大気影響、大気の着地濃度等となるため、80mと100mで比較を行いました。現状200mと将来80, 100mの最大着地濃度は、200mでは0.00013ppm、80mでは0.00012ppm、100mでは0.00011ppmと煙突高さが低いことで着地濃度が大幅に上がるなどはありませんので、80mと100mで検討しました。 (11月21日委員会後の追加回答) 煙突高さを80mと100mとで比較した理由について、別紙3のとおり補足します。
13	4-12～33	計画段階 配慮事項	大気質	(11月21日委員会での質疑・意見) (補足説明資料として現状(200m)のNOxの予測結果を示したが、)初めから現状(200m)と将来(80m、100m)のNOxの予測結果を示し、低NOxのため現状以下であることを説明いただければ納得できる。現状(200m)のNOxの予測結果も、配慮書に記載した方が良かったのではないか。	(11月21日委員会での回答) 配慮書手続きでは、基本的には重大な環境影響が生じるおそれがある事項を計画段階配慮事項として選定し、予測・評価を行います。 これに加えて、将来の煙突高さによる影響の違いを確認するため、大気質を計画段階配慮事項として選定しました。最新鋭の低NOx燃焼器並びに排煙脱硝装置を導入することにより、煙突高さを下げたとしても重大な環境影響は想定されないことから、今回補足にてご説明した現状の年平均値の予測結果については、配慮書には記載しませんでした。 準備書段階では最新の気象条件を用いた現状・将来の予測結果をお示しします。
14	4-12～33	計画段階 配慮事項	大気質	(11月21日委員会での質疑・意見) 200、100、80m大気質予測について、地上気象をベキ乗則で外挿するなど、高度で風速が異なる等の気象条件の違いも考慮しているか。	(11月21日委員会での回答) 一般局の気象条件等を用いて予測しており、上空の風を算出して高度別に異なる気象条件で予測しています。

No.	関連ページ	項目	細目	質疑・意見の概要	事業者の見解
15	4-43～9	計画段階 配慮事項	植物	<p>(11月21日委員会での質疑・意見)</p> <p>植物の確認されてる重要種はどこで見られたか。つる植物で周りの植物に絡みついていると思うが、そういう緑地がなくなるのか。</p> <p>対策として必要に応じて生息地を保全するという記載もあるが、どういうタイミングで検討するか。</p>	<p>(11月21日委員会での回答)</p> <p>植物調査は10年前の調査であり、事業実施想定区域で確認された重要種のイイギリとカエデドコロは10年前のレッドデータブックには掲載されておらず、10年前の調査結果報告書では位置までは確認できておりませんでした。方法書以降の手続きで、改めて植物等の現地調査を行い、影響を予測・評価をしていきたいと考えております。</p>



エネルギーを新しい時代へ

袖ヶ浦火力発電所新1～3号機建設計画に係る 計画段階環境配慮書 委員から寄せられた質疑・意見に対する事業者の見解

別紙

2025 年 12 月
株式会社 JERA

別紙 1 硫黄酸化物・ばいじんの排出について

①硫黄酸化物・ばいじんを計画段階環境配慮事項・環境影響評価項目として選定しない理由

本事業で使用するLNGの主成分はメタンであるため、燃焼により硫黄酸化物及びばいじんは排出されません。

近年建設された当社グループ会社の同規模のLNG火力発電所（GTCC）におけるばい煙測定結果において、硫黄酸化物及びばいじんは検出下限値未満となっています。

また、LNG火力において、硫黄酸化物及びばいじんは、「発電所に係る環境影響評価の手引」の計画段階配慮事項及び参考項目として設定されておりません。（詳細は次頁以降に記載。）

以上のことから、計画段階環境配慮事項として選定しませんでした。また、環境影響評価項目としても選定しない計画です。

別紙 1 硫黄酸化物・ばいじんの排出について

計画段階配慮事項の考え方（参考）

「発電所に係る環境影響評価の手引」（P162～163）第3章 2 計画段階配慮事項の選定の考え方（2）供用時の環境影響に関する計画段階配慮事項の考え方

(2) 供用時の環境影響に関する計画段階配慮事項の考え方

表 3.2 に示す事項は、一般的な事業において重大な環境影響が生じるおそれがあることから、計画段階配慮事項として選定することが想定される。一方で、表 3.3 に示す事項については、これまでの環境影響評価の実績等を踏まえると、表に示すような環境保全措置を講じることにより環境影響を低減することが可能であることから、一般的な事業においては、特に環境影響が大きいと想定される事項とはならない。

表 3.2

No	環境要因	環境要素と環境影響
1	地形改変及び施設の存在	重要な地形及び地質の消失等
2		土地の安定性の变化
3		主要な眺望点、景観資源及び眺望景観の消失等
4		動物、植物及び生態系への影響（重要な種や生息地、生態系の消失、縮小等）
5		人と自然との触れ合いの活動の場の消失等
6	貯水池の存在	重要な地形及び地質を水没させる等
7	施設の稼働	動物、植物及び生態系への影響（重要な種や生息地、生態系の消失、縮小等）
8		人と自然との触れ合いの活動の場の消失等
9		騒音による周辺住民等への影響
10		動物、植物への影響（重要な種や生息地）

注：No. 3 と No. 5 の事項については、風力発電所については、表 3.3 の No. 5 と No. 6 に示すように、適切な環境保全措置により環境影響が低減できることから、一般的な事業においては、特に環境影響が大きいと想定される事項とはならない。

別紙 1 硫黄酸化物・ばいじんの排出について

環境影響評価項目選定の考え方（参考）

「発電所に係る環境影響評価の手引」（P223）第4章 2 環境影響評価の項目の選定（2）項目の選定の考え方

（2）項目の選定の考え方

発電所アセス省令第 21 条第 1 項第 1 号から第 6 号までに示す参考項目は、一般的な事業の内容によって行われる対象事業に伴う影響要因について、その影響を受けるおそれがあるとされる環境要素に係る項目を示したものである。

環境影響評価項目の選定を行うに当たっては、一般的な事業の内容と事業特性との相違を把握した上で、その事業内容に対応する参考項目を勘案しつつ、事業特性及び地域特性に関する情報を踏まえ、選定を行うこととなっている。

なお、参考項目を選定しない場合の考え方については、発電所アセス省令第 21 条第 4 項の規定に基づき、次に掲げる項目のいずれかに該当する場合に行うこととなっている。

- 一 参考項目に関する環境影響がないか又は環境影響の程度が極めて小さいことが明らかである場合における当該参考項目
- 二 対象事業実施区域又はその周囲に参考項目に関する環境影響を受ける地域その他の対象が相当期間存在しないことが明らかである場合における当該参考項目
- 三 特定対象事業特性及び特定対象地域特性の観点からの類似性が認められる類似の事例により影響の程度が明らかな場合における当該参考項目

第一号の「参考項目に関する環境影響がない」とは、当該対象事業の事業特性から判断して参考項目に係る環境影響がない場合であり、具体例としては、次の環境影響評価項目があげられる。

- ① LNG を燃料とする場合の発電設備の排ガスによる「硫黄酸化物」及び「浮遊粒子状物質」に係る項目
- ② LNG 及び石油（重質油等）を燃料とする発電設備の場合の地形改変及び施設の存在並びに機械等の稼働による「石炭粉じん」に係る項目

別紙 1 硫黄酸化物・ばいじんの排出について

②硫黄酸化物・ばいじんの測定について

大気汚染防止法施行規則第15条において、硫黄酸化物については、その排出量が毎時10m³未満の施設には測定義務はありません。ばいじんの測定頻度については、ガス専焼のガスタービンでは5年に1回以上と規定されています。このため、同法に基づき、ばいじんは5年に1回以上測定を実施いたします。

別紙2 脱炭素化に係る社会的背景、当社の取組、 袖ヶ浦火力発電所の位置づけについて

①国の計画（地球温暖化対策計画やエネルギー基本計画等）で関係する 内容

2025年2月に閣議決定された国の「地球温暖化対策計画」では、2050年ネット・ゼロに向け、温室効果ガス排出量を2035年度に2013年度比60%、2040年度に73%削減する目標が掲げられました。

また、同じく2025年2月に閣議決定された「第7次エネルギー基本計画」では、2040年度の電源構成を再生可能エネルギー40～50%程度、原子力20%程度、火力30～40%程度とし、火力については非効率な石炭火力からLNG火力へシフトしつつ、水素・アンモニア混焼やCCUS導入により脱炭素化を図る方針が示されました。

別紙2 脱炭素化に係る社会的背景、当社の取組、 袖ヶ浦火力発電所の位置づけについて

②JERAの脱炭素化に向けた方針（JERAゼロエミッション2050、JERAゼロエミッション2050 日本版ロードマップ）

当社は、国内最大の発電事業者として、脱炭素社会の実現を積極的にリードしていく立場にあることから、これまでのCO₂排出量削減の取り組みを一層加速させるとともに、長期的に目指す姿を明確にすべく、2020年10月に「JERA ゼロエミッション2050」を掲げ、再生可能エネルギーとゼロエミッション火力の相互補完によって 2050年における国内外の当社事業からのCO₂排出実質ゼロを目指しています。

2022年5月に国内事業におけるCO₂ゼロエミッションの道筋を示した「JERA ゼロエミッション2050 日本版ロードマップ」（以下、「日本版ロードマップ」という。）を更新しており、LNG火力発電についてはさらなる高効率化に努めるとともに、水素への燃料転換を進め、火力発電のCO₂排出原単位の低減に努めることとしています。水素への燃料転換にあたっては、2030年代に本格運用を開始し、2050年に向けて転換率の拡大を目指すこととしています。

また、技術開発動向を見据え、CCSやCCUS等も選択肢に入れて検討していく予定です。

なお、「日本版ロードマップ」は、脱炭素技術の着実な進展と経済合理性並びに政策との整合性及びその実現下における事業環境を前提としており、前提が大幅に変更される場合はロードマップの見直しを行う予定です。

別紙2 脱炭素化に係る社会的背景、当社の取組、 袖ヶ浦火力発電所の位置づけについて

JERAとは

中長期戦略

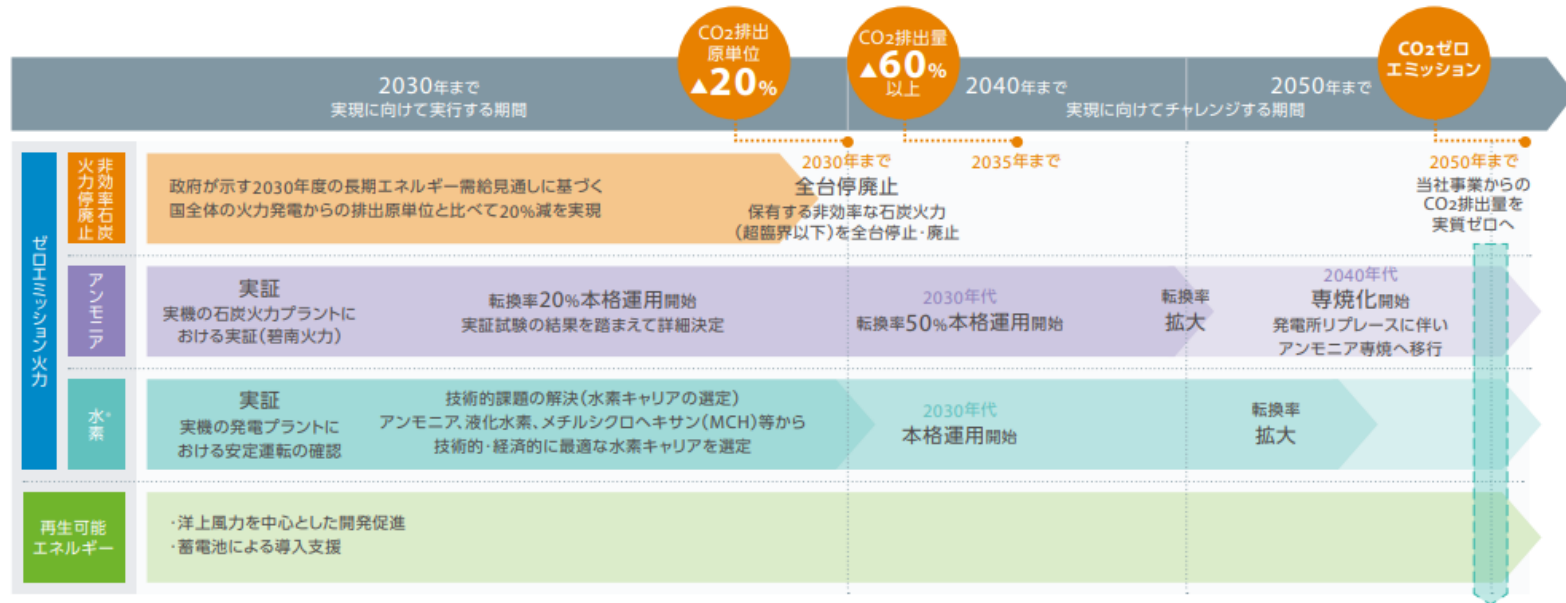
事業取り組み

戦略を支える基盤

データ

≡

JERAゼロエミッション2050 日本版ロードマップ (ゼロエミッション実現に向けた移行計画)



本ロードマップは、政策等の前提条件を踏まえて段階的に詳細化していきます。前提が大幅に変更される場合はロードマップの見直しを行います。
※ CO₂フリー-LNGの利用も考慮しています。

2050年時点で専焼化できない発電所から排出されるCO₂はオフセット技術やCO₂フリー-LNG等を活用

JERA環境コミット2030

JERAはCO₂排出量の削減に積極的に取り組みます。国内事業においては、2030年度までに次の点を達成します。

- 石炭火力については、非効率な発電所(超臨界以下)全台を廃止します。また、高効率な発電所(超々臨界)へのアンモニアの転換実証を進めます。
- 洋上風力を中心とした再生可能エネルギー開発を促進します。また、LNG火力発電のさらなる高効率化にも努めます。
- 政府が示す2030年度の長期エネルギー需給見通しに基づく、国全体の火力発電からの排出原単位と比べて20%減を実現します。

JERA環境コミット2035

JERAは次の取り組みを通じて、2035年度までに、国内事業からのCO₂排出量について2013年度比で60%以上の削減を目指します。

- 国の2050年カーボンニュートラルの方針に基づいた再生可能エネルギー導入拡大を前提とし、国内の再生可能エネルギーの開発・導入に努めます。
- 水素・アンモニア転換を進め、火力発電の排出原単位の低減に努めます。

(注)「JERAゼロエミッション2050 日本版ロードマップ」「JERA環境コミット」は、脱炭素技術の着実な進展と経済合理性並びに政策との整合性およびその実現下における事業環境を前提としています。

これらは、パリ協定において掲げられた世界の努力目標(世界全体の平均気温の上昇を産業革命以前に比べてできる限り1.5℃までに抑える)の実現を見据えて決定された日本の温室効果ガス削減目標および長期戦略との整合性も考慮して策定しています。

別紙2 脱炭素化に係る社会的背景、当社の取組、 袖ヶ浦火力発電所の位置づけについて

JERAとは

中長期戦略

事業取り組み

戦略を支える基盤

データ

≡

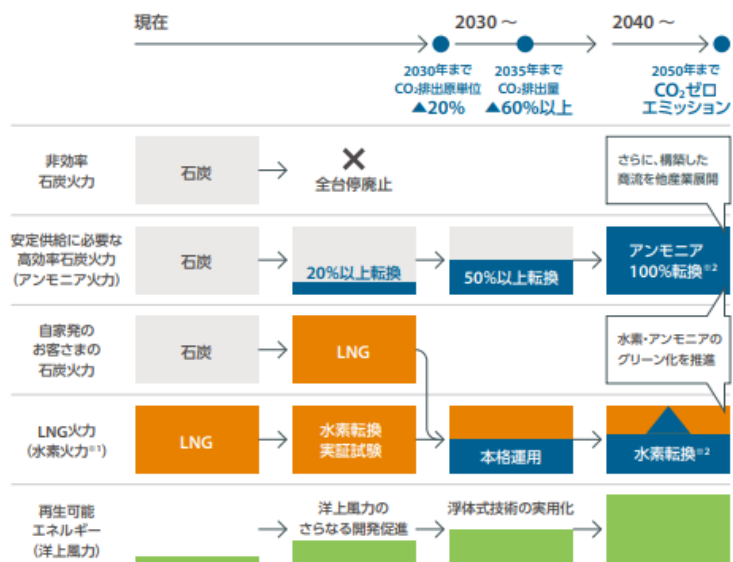
JERAゼロエミッション2050 ゼロエミッション移行計画(日本、アジア)

日本：再生可能エネルギーと火力のゼロエミッション化で日本の電力分野の脱炭素をリード

日本国内においては、水素系燃料への燃料転換により、火力のゼロエミッション化を推進します。

2030年までに非効率石炭火力を全台廃止し、安定供給に必要な石炭火力はアンモニア火力に転換することで石炭火力発電をゼロにします。

再生可能エネルギーも洋上風力を中心に開発を促進していきながら、技術開発の動向を見据えて、CCS、CCUSの活用も選択肢として検討していきます。

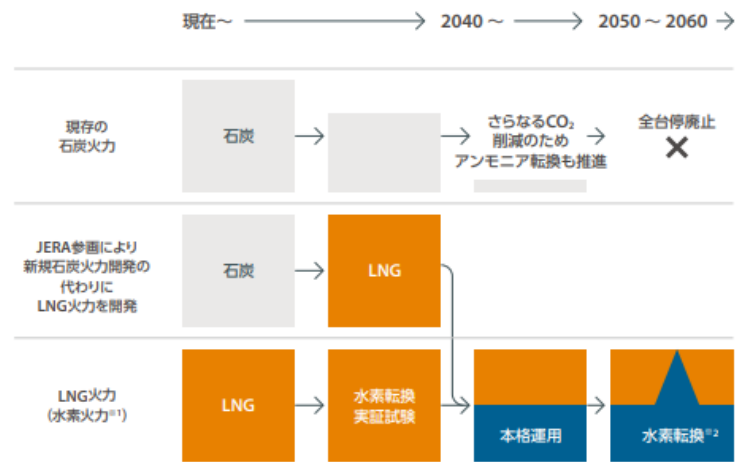


(注) 本取り組みは、政策等の前提条件を踏まえて段階的に詳細化していく。前提が大幅に変更される場合は見直しを行う。
※1 CO₂フリーLNGの利用も考慮 ※2 グリーン/ブルーの水素・アンモニア活用

アジア：まずはLNGの導入拡大を促進

アジアでは、まずは新規石炭火力の代わりにLNG火力を開発することで、電力需要の伸びに伴うCO₂の排出量増加を抑制します。

並行して分散型の再生可能エネルギーの導入、将来に向けた石炭のアンモニア転換を進めることで現実的なトランジションを実現していきます。



(注) 本取り組みは、政策等の前提条件を踏まえて段階的に詳細化していく。前提が大幅に変更される場合は見直しを行う。
※1 CO₂フリーLNGの利用も考慮 ※2 グリーン/ブルーの水素・アンモニア活用

別紙2 脱炭素化に係る社会的背景、当社の取組、 袖ヶ浦火力発電所の位置づけについて

③袖ヶ浦火力発電所の位置づけ（計画に関する将来の脱炭素化に向けた 取組・検討やそのスケジュール）

本事業では、「日本版ロードマップ」に基づき、利用可能な最良の技術(BAT)であるガスタービン燃焼温度1,650℃級のガスタービン・コンバインドサイクル発電方式(発電端熱効率約64%(低位発熱量基準))を採用することにより、CO₂排出量削減に寄与することとしており、ガスタービンは将来的な水素混焼を見据えた機種を採用する計画です。また、CCS・CCUSの導入可能性についても検討していく計画です。

「JERAゼロエミッション2050」の達成には、水素転換やCCS・CCUS等は必要な技術オプションと考えており、これらの技術開発の実現や実証試験の成功、支援制度の適用を通じた適切な投資回収及び事業性の確保等の条件を満足することを前提に、本事業についても「日本版ロードマップ」に基づき脱炭素化の検討を行っていく予定です。

別紙3 煙突高さを80mと100mとで比較した理由

【第1案 80m煙突】

将来のNOx排出量を従来の1/3以下に低減する計画であること、本事業と同様にリブレースにて現状200m煙突から将来80m煙突に変更した当社グループ会社LNG火力の評価書大気質予測において、80m煙突の予測結果が200m煙突と同等であること、またリブレース後の一般局でのNOx濃度も環境基準に適合していることから、80mを第1案としました。

【第2案 100m煙突】

隣接の千葉袖ヶ浦パワーにて100m煙突の建設が計画されていることから、特殊気象条件下の最大着地濃度及び一般局への寄与濃度への影響を考慮し、100mを第2案として追加しました。

また、第1案及び第2案の年平均値予測結果が、従来の200m煙突と同様となることを確認しました。

別紙 3 煙突高さを80mと100mとで比較した理由 (二酸化窒素年平均値予測結果)

現状(200m)

最大着地濃度地点の濃度

0.00013ppm

0.0001ppmの範囲が広い

将来(80m)

最大着地濃度地点の濃度

0.00012ppm

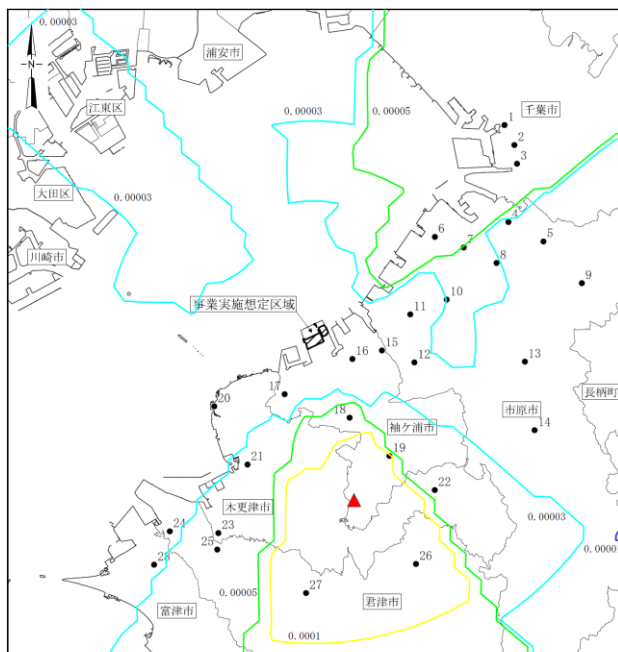
0.0001ppmの範囲が中程度

将来(100m) **採用予定**

最大着地濃度地点の濃度

0.00011ppm

0.0001ppmの範囲が狭い

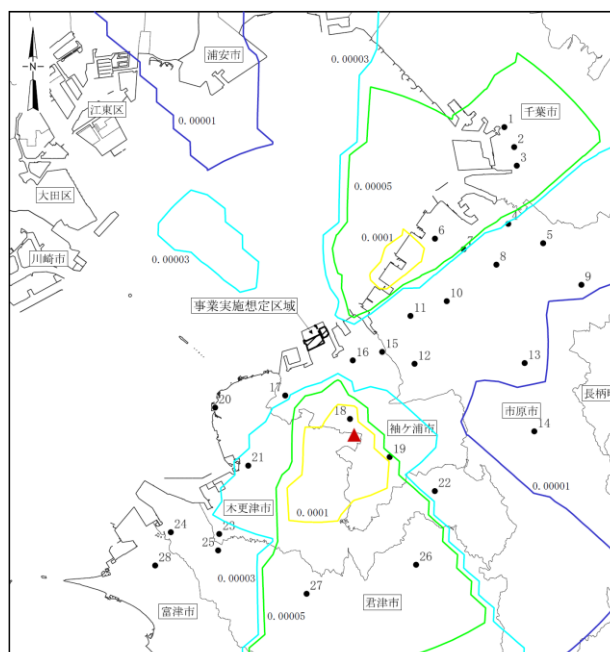


凡 例

■ 事業実施想定区域

● 一般環境大気測定局

▲ 最大着地濃度地点 (0.00013ppm、南南東 約11.4km)

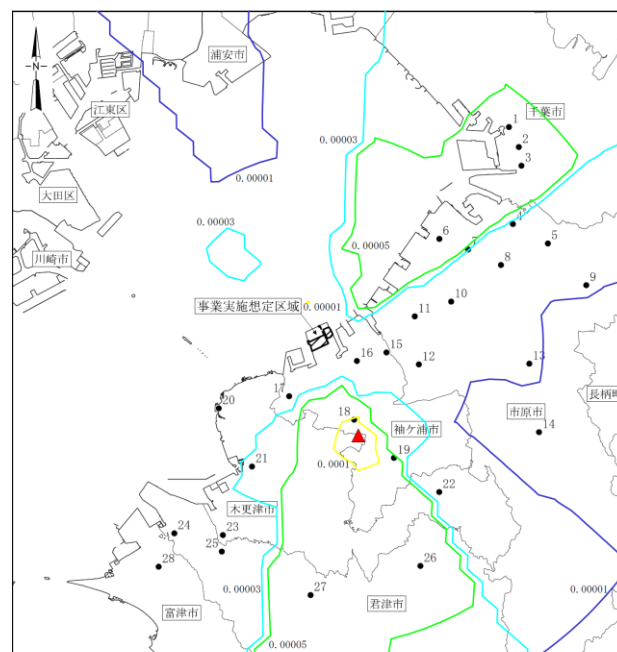


凡 例

■ 事業実施想定区域

● 一般環境大気測定局

▲ 最大着地濃度地点 (0.00012ppm、南南東 約6.9km)



凡 例

■ 事業実施想定区域

● 一般環境大気測定局

▲ 最大着地濃度地点 (0.00011ppm、南南東 約6.9km)