

総合資源エネルギー調査会
省エネルギー・新エネルギー分科会省エネルギー小委員会
火力発電に係る判断基準ワーキンググループ

最終取りまとめ

〔発電専用設備の新設に当たっての措置の見直し
電力供給業におけるベンチマーク制度の見直し〕

平成28年3月29日

経済産業省

目次

1. 発電専用設備の新設に当たっての措置（新設基準）の見直し	
（１）規制対象の見直し	6
（２）新設基準の見直し	8
（３）発電効率の算出方法	11
（４）新設基準の適用に関する配慮事項	14
2. 電力供給業におけるベンチマーク制度の見直し	
（１）規制対象の見直し	16
（２）火力発電効率A指標とその目指すべき水準	16
（３）火力発電効率B指標とその目指すべき水準	21
（４）その他の事項	22
3. 改正案	
（１）工場等におけるエネルギーの使用の合理化に関する事業者の判断の基準	25
（２）エネルギーの使用の合理化等に関する法律施行規則 様式第9（定期報告書様式）	28
（３）エネルギーの使用の合理化等に関する法律施行規則 様式第11（確認調査結果報告書様式）	35

はじめに

エネルギーミックスの実現に向けては、火力発電の高効率化を図ることが重要である。このため、LNG火力発電については設備全体としてコンバインドサイクル相当、石炭火力発電については同じく超々臨界圧相当の発電効率を目指すとともに、発電効率が悪く、古い火力発電の稼働を抑制するとともに、老朽化した火力発電の新陳代謝を図ることによって火力発電の高効率化を促進する必要がある。

また、発電事業は大量のエネルギーを使用するため、従来から発電専用設備の新設に当たっては一定の発電効率を求め、中でも、売電を主として多くのエネルギーを使用する一般・卸電気事業者については、発電専用設備の新設に当たってさらに高い水準の発電効率を求め、加えて、事業者全体での発電効率を評価するためにベンチマーク制度の対象としてきたところであるが、今後は電事法改正によって一般・卸電気事業の区分がなくなることから、発電専用設備及び発電を行う事業者に関する省エネ法上の位置付けについて、見直す必要がある。

このため、総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会省エネルギー小委員会の下に、「火力発電に係る判断基準ワーキンググループ」を設置して省エネ法に係る制度の見直しについて、検討を進め、早期に所要の措置を講ずることとした。

本報告書は、火力発電に係る判断基準ワーキンググループの審議を取りまとめたものであり、本報告書の内容に沿って、今後省エネ法関連規程の整備を行うものである。

火力発電に係る判断基準ワーキンググループ審議経過

第1回火力発電に係る判断基準ワーキンググループ（平成27年7月17日）

- （1）議事の取扱い
- （2）火力発電の現状
- （3）火力発電に係る判断基準の見直しについて
- （4）今後の予定

第2回火力発電に係る判断基準ワーキンググループ（平成27年9月3日）

- （1）火力発電の現状について
- （2）火力発電に係る判断基準の見直しについて

第3回火力発電に係る判断基準ワーキンググループ（平成27年11月17日）

- （1）火力発電の高効率化に向けた発電効率の基準等について

第4回火力発電に係る判断基準ワーキンググループ（平成28年2月9日）

- （1）火力発電の高効率化に向けた発電効率の基準等について

総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会
省エネルギー小委員会 火力発電に係る判断基準ワーキンググループ
委員名簿

(座長)

大山 力 横浜国立大学大学院工学研究院教授

(委員)

金子 祥三 東京大学生産技術研究所 エネルギー工学連携研究センター
シニア協力員

黒木 昭弘 一般財団法人日本エネルギー経済研究所 常務理事

崎田 裕子 ジャーナリスト・環境カウンセラー NPO法人持続可能な社
会をつくる元気ネット 理事長

長野 浩司 一般社団法人電力中央研究所 社会経済研究所長 副研究参事

(オブザーバー)

判治 洋一 一般財団法人省エネルギーセンター理事

橋本 建 一般社団法人日本化学工業協会

昭和電工株式会社コーポレートフェローエネルギー・電力部長

先名 康治 日本製紙連合会技術環境部専任調査役

小野 透 一般社団法人日本鉄鋼連盟電力委員会委員長

海老塚 清 一般社団法人日本電機工業会専務理事

森崎 隆善 電気事業連合会立地環境部長

山本 毅嗣 丸紅株式会社国内電力プロジェクト部 部長補佐

(敬称略)

1. 発電専用設備の新設に当たっての措置（新設基準）の見直し

（1）規制対象の見直し

現行の省エネ法判断基準では、全ての新設する発電専用設備に対し、下記A)の事項を求めている。その上で、一般・卸電気事業に使用する発電専用設備を新設するにあたっては、下記B)の事項を追加で求めている。

- A) 全ての新設する発電専用設備について、「国内の火力発電専用設備の平均的な受電端発電効率と比較し、年間で著しくこれを下回らないものとする
こと」
- B) 一般・卸電気事業に使用するために新設する発電専用設備について、「汎用機の中で最高水準の発電端効率のものとする
こと」

規制対象となる設備に関し、上記A)については、既に「全ての新設する発電専用設備」と規定していることから、改めて、規制対象の範囲を見直す必要はないと考えられる。

一方、上記B)については、電事法改正によって一般・卸電気事業の区分がなくなることに加え、今般の小売自由化に伴って、売電を主として発電事業に新規参入する事業者が多く見込まれるが、現行の判断基準ではこのような事業者を規制対象としていないことから、現行の規制対象を見直す必要がある。

改正後の電事法では、以下の要件に該当する者を「発電事業者」として規定する予定である。

＜改正電事法における「発電事業者」の定義＞

以下の3つの要件のいずれをも満たす発電設備（系統への連系点単位で捕捉。以下同じ。）について、発電設備ごとの託送契約上の同時最大受電電力（同時に逆潮流可能な電力の値）を事業者単位で合計し、その値が1万kWを超える事業者を「発電事業者」とする。

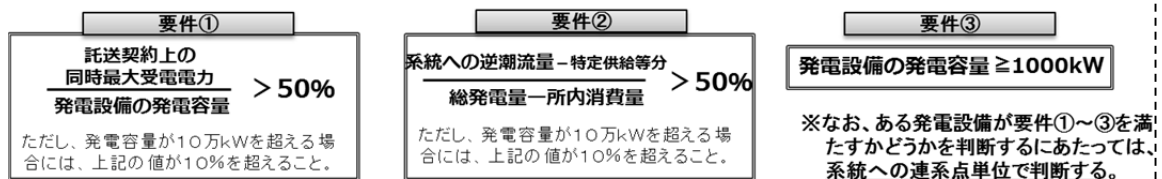
①当該発電設備の発電容量(kW)に占める託送契約上の同時最大受電電力(kW)の割合が5割を超えること（※）。

※ただし、発電容量が10万kWを超える場合には、上記の値が1割を超えること。

②当該発電設備の年間の発電電力量(kWh)（所内消費量等を除く）に占める系統への逆潮流量(kWh)（特定供給等を除く。）の割合が5割を超えること見込まれること（※）（自家発自家消費率が5割以下であると見込まれること）。

※ただし、発電容量が10万kWを超える場合には、上記の値が1割を超えることが見込まれること。

③当該発電設備の発電容量が1000kW以上であること。



（第8回 制度設計ワーキンググループ資料より）

この「発電事業者」の要件は、自家消費のために発電設備を維持・運用する事業者に一定の配慮措置を講ずる観点から、発電を行う事業者のうち、自家消費を主として発電を行う事業者を対象から除いた概念として検討されたもの、すなわち売電を主として発電を行う事業者として検討されたものである。

このため、上記B)の「一般・卸電気事業に使用するために新設する発電専用設備」に代わる規制対象には、「電気事業法において、「発電事業者」が「発電事業」に使用するために設置する発電専用設備（図中の要件①～③をいずれも満たす発電専用設備）」を設定することが妥当である。

なお、電気事業法上の「発電事業」は「自らが維持し、及び運用する発電用の電気工作物を用いて～電気を発電する事業」と規定されているが、この解釈について総合資源エネルギー調査会基本政策分科会制度設計ワーキンググル

ープにおいて議論されており、発電設備の所有・操作を行わないものの発電事業会社へ出資している親会社が「発電事業者」に該当する場合があるとされている。

一方で、省エネ法は、実際にエネルギーを使用して事業を行う（業務委託などで事業を行わせている場合を含む）事業者に対してエネルギーの使用の合理化を求めるものであることから、上記の場合においては、「発電事業者」ではなく、「発電事業」に使用する発電専用設備を用いて発電を行う事業者」が規制対象に相当することとなる。

（２）新設基準の見直し

現行の省エネ法判断基準では、発電専用設備の新設基準に関し、上記Ａ）については、電気を外部から購入する場合との比較の観点から、「平均的な受電端発電効率と比較し、年間で著しくこれを下回らないものとする」と規定しているところ。今後も、自家消費を主として発電事業を行う事業者に対しては、電気を外部から購入する場合以上の発電効率を求めることに合理性がないことから、新設基準を見直す必要はないと考えられる。

一方、上記Ｂの対象である売電を主として発電を行う事業者については、エネルギーミックスの実現のため、ＬＮＧ火力発電については設備全体としてコンバインドサイクル相当、石炭火力発電については同じく超々臨界圧（ＵＳＣ）相当の発電効率を目指すとした火力発電の高効率化に向け、新設基準を見直す必要がある。

燃料種毎の具体的な新設基準の値の考え方を以下①～③に示す。なお、新設基準の遵守状況を確認するため、国は、当該年度に新設した発電専用設備に関する情報を、次年度の省エネ法上の定期報告において求めることとする。

①石炭火力発電の新設基準について

エネルギーミックスでは、石炭火力発電については、全体としてＵＳＣ相当の水準を目指すこととなっている。しかしながら、発電設備の規模に応じて実現可能な発電効率には差があり、小規模で発電効率が劣るものが多く建設されることは、全体の省エネルギーから見れば問題がある。

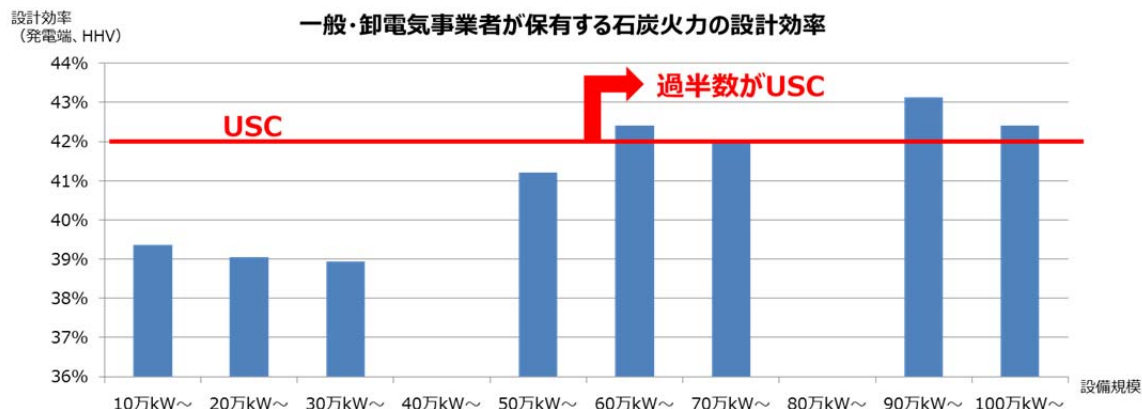
他方、小規模火力は、熱需要を確保しやすいなど、コジェネによって総合的な効率について向上の余地がある。このため、小規模火力も含め新設基準では一律にＵＳＣ相当を求めるべきである。

その際のU S C相当とは、これまでの環境影響評価における最良の設計効率を整理した『BAT (Best Available Technology) の参考表』に準じて、経済性・信頼性において問題なく商用プラントとして既に運転開始をしているU S Cの中で、全ての発電方式で達成可能性のある値として、42.0%以上（発電端、HHV）とすべきである。

＜BAT の参考表 (A) 経済性・信頼性において問題なく商用プラントとして既に運転開始をしている最新鋭の発電技術（石炭火力部分抜粋）＞

発電規模 【kW】	発電方式 【燃焼度等】	燃料		フェーズ	設計熱効率(発電端) 【%:HHV】 (カッコ内の値は%: LHV)	設計熱効率(送電端) 【%:HHV】 (カッコ内の値は%: LHV)
		燃料種	燃料仕様			
石炭火力						
90～110万kW級	微粉炭火力 【超々臨界圧(USC)】	石炭	○選青炭で灰融点の高い石炭(灰 溶融温度1400℃超)主体	商用運転中	43 (45)	40 (42)
70万kW級	微粉炭火力 【超々臨界圧(USC) ／超臨界圧(SC)】	石炭	○選青炭で灰融点の高い石炭(灰 溶融温度1400℃超)主体	商用運転中	42.5※ (44.5)	40 (42)
60万kW級	微粉炭火力 【超々臨界圧(USC)】	石炭	○選青炭で灰融点の高い石炭(灰 溶融温度1400℃超)主体	商用運転中	42 (44)	39 (41)
50万kW級	微粉炭火力 【超臨界圧(SC)】	石炭	○選青炭で灰融点の高い石炭(灰 溶融温度1400℃超)主体	商用運転中	42.5 (44.5)	39.5 (41.5)
20万kW級	微粉炭火力 【亜臨界圧(Sub-C)】	石炭	○選青炭で灰融点の高い石炭(灰 溶融温度1400℃超)主体	商用運転中 (主に自家消費や系統規模の小さい箇所に設置される電源に採用さ れる)	41 (43)	38 (40)
	石炭ガス化複合発電 (IGCC)【空気を吹き】1200℃級】	石炭	○灰融点の低い石炭(灰溶融温度 1400℃以下)主体	実証機を商用化 (実証試験において一定の信頼性は確認されているが、実証機の建設 費に国が3割の補助をしたため、経済性については精査が必要である)	46 (48)	40.5 (42)

＜一般・卸電気事業者が保有する石炭火力の設計効率＞



＜BAT の参考表＞

BAT の参考表とは、「燃料調達コスト引き下げ関係閣僚会合（4 大臣会合）」（平成 25 年 4 月 26 日）で承認された「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ」（平成 25 年 4 月 25 日経済産業省・環境省）（以下「局長級取りまとめ」という。）において事業者が BAT の採用を検討する際の参考となるよう、「最新鋭の発電技術の商用化及び開発状況」を規模や燃料種に応じて国が整理し、公表することになっているもの。

BAT の参考表は、事業者ヒアリング等によって、その時点で確認ができる情報に基づいて整理をしたものであり、石炭火力と LNG 火力に関する発電技術を整理している。

局長級取りまとめにおいては、事業者は竣工に至るスケジュール等も勘案しながら以下に示す分類における(B)についても採用の可能性を検討した上で、(A)以上のものとするよう努めることとなっている。

＜BAT の参考表における技術水準の分類＞

- (A) 経済性・信頼性において問題なく商用プラントとして既に運転開始をしている 最新鋭の発電技術
- (B) 商用プラントとして着工済みの発電技術及び商用プラントとしての採用が決定し環境アセスメント手続に入っている発電技術
- (C) 上記以外の開発・実証段階の発電技術

② LNG 火力発電の新設基準について

エネルギーミックスでは、LNG 火力発電については、全体としてコンバインドサイクル発電相当の水準を目指すことになっている。そのため、石炭火力発電と同様に BAT の参考表に準じて、経済性・信頼性において問題なく商用プラントとして既に運転開始をしているコンバインドサイクル発電の中で、全ての発電方式で達成可能性のある値として、50.5%以上（発電端、HHV）とすべきである。

＜BAT の参考表 (A) 経済性・信頼性において問題なく商用プラントとして既に運転開始をしている最新鋭の発電技術（LNG火力部分抜粋）＞

天然ガス火力					設計熱効率(発電端) 【%:HHV】 (カッコ内の値は%: LHV)	設計熱効率(送電端) 【%:HHV】 (カッコ内の値は%: LHV)
＜東日本(50Hz地域)＞ ※						
80万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1450℃級】【多軸型】	LNG	-	商用運転中	50.5 (58)	49 (55)
50万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1500℃級】【一軸型】	LNG	-	商用運転中	53 (59)	52 (58)
40万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1400℃級】【一軸型】	LNG	-	商用運転中	52 (58)	51 (57)
＜西日本(60Hz地域)＞ ※						
60万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1300℃級改良型】【多軸型】	LNG	-	商用運転中	52 (58)	51 (57)
40万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1500℃級】【一軸型】	LNG	-	商用運転中	52 (58)	51 (57)
30万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1400℃級】【一軸型】	LNG	-	商用運転中	51 (57)	50 (56)
20万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1200℃級】【一軸型】	LNG	-	商用運転中	51.5 (57)	50.5 (56)

※ 汎用品であるガスタービンは、周波数(50/60Hz)に応じた製品ラインナップが整えられていることを踏まえ、東日本(50Hz地域)/西日本(60Hz地域)で分けて分類している。

一方で、第4回ワーキンググループにおいて、ガスタービンコンバインドサイクルやガスエンジンによる小規模なLNG火力発電(LNG火力発電に関するBATの参考表のうち、発電規模の最小値である20万kW未満の小規模なLNG火力発電)については、負荷追従運転による電力の需給調整能力に関する有用性を評価すべきとの意見があったところ。

エネルギーミックスの実現に向けて再生可能エネルギーの導入を拡大するに伴い、電力の需給調整能力の確保が求められている中、この能力を有しながら比較的高い発電効率を持つ小規模LNG火力発電に限っては、新設を阻害しないよう、配慮措置を講ずる必要がある。

具体的には、以下項目を全て満たすような、小規模LNG火力発電の中でも比較的高い発電効率をもち、かつ、小規模LNG火力発電に特有の高い需給調整能力を持つ、エネルギーミックスの実現に向けて有用な小規模LNG火力発電設備については、新設基準を満たすものとすべきである。

- イ) 小規模LNG火力発電の技術水準に鑑みて高い水準として、44.5%以上の発電効率(発電端・HHV)であること。
- ロ) 再生可能エネルギー導入拡大などに伴う短周期の需給変動に素早く対応できる調整能力があり、具体的には、発電の開始から最大出力状態までの平均出力変化が、平均的な大規模LNG火力の2倍以上となる毎分15%以上であること。

③石油等火力発電の新設基準について

1979 年第 3 回 I E A 閣僚理事会コミュニケにおいて採択された「石炭に関する行動原則」において、ベースロード用の石油火力の新設、リプレースの禁止が定められており、緊急設置電源などの例を除けば過去 10 年以上新設がなく、今後の新增設計画もない。

なお、例外的に新設計画の事例があった際は、エネルギーミックスの前提となるコスト検証において最新鋭の発電効率を 39.0%（発電端、HHV）としていることからこれに準じるべきである。

（３）発電効率の算出方法

①副生物の扱い

生産過程において副次的に発生する可燃物、可燃ガス、熱、圧力などの「副生物」は、原料に用いることが不可能であったり、輸送が困難であったり、周囲の熱需要が乏しいなどの理由から、発電に用いられなければ焼却や廃棄（熱や圧力であれば放出）せざるを得ない。一方で、副生物は、石炭や LNG に比べて発電のために有効に取り出せるエネルギー量に乏しく、石炭火力や LNG 火力の発電に利用すると発電設備の全体としての発電効率が悪化する。

発電に用いることで副生物を有効活用することは促進すべきであることから、副生物を用いた発電については、発電効率の算出にあたって、投入する副生物のエネルギー量をエネルギー使用量から除外することが妥当である。この際、副生物の定義は「副生物、廃棄物、副生ガス、廃熱、その他事業の過程で副生するエネルギー源又はエネルギーであって、発電以外に利用するには技術的又は経済的困難を伴い、発電以外の用途に乏しいもの。」とすることが妥当である。主な事例として、高炉ガス、転炉ガス、コークス炉ガス、黒液、汚泥、廃油（使用済み潤滑油、副生タール・ピッチ類、廃溶剤等）、廃棄物固形燃料（RDF）が該当する。

<副生物を用いる場合の発電効率の算出方法>

副生物を発電に用いる場合の「省エネ法における発電効率」の算出方法

$$\frac{\text{発電専用設備から得られる電力エネルギー量}}{\text{発電専用設備に投入するエネルギー量} + \text{発電専用設備に投入する副生物のエネルギー量}}$$

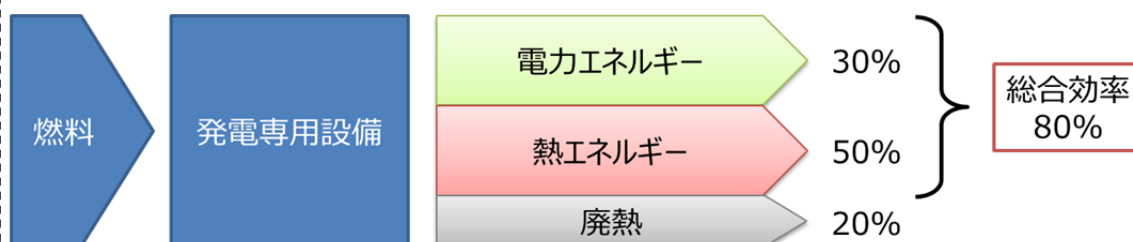
※いずれも設計上における定格運転時の値

②コージェネレーションの扱い

コージェネレーションの導入によって、得られる電気と熱の総合効率として高い効率を達成しようとする事例は促進すべきであり、このような発電専用設備については、総合効率を発電効率として扱うべきである。

<総合効率の考え方>

電気と熱の両方を発生させる場合の例



<コージェネレーションを用いる場合の発電効率の算出方法>

電気と熱の両方を発生させる場合の「省エネ法における効率」の算出方法

$$\frac{\text{発電専用設備から得られる電力エネルギー量} + \text{発電専用設備から得られる熱エネルギー量のうち熱として活用されるもの}}{\text{発電専用設備に投入するエネルギー量}}$$

※いずれも設計上における定格運転時の値

③バイオマス混焼の扱い

現行省エネ法では、全ての事業活動について、エネルギーの使用の合理化(一定の目的を達成するための化石エネルギーの使用に関して、より少ない化石エネルギーで同一の目的を達成するために徹底的な効率の向上を図ること)を求めており、バイオマス燃料などの非化石エネルギーの活用は、結果として、エネルギー消費原単位の算出方法を通じて評価されている。

一方で、非化石エネルギーを活用する設備は、一般的な設備と異なり、導入しただけでは恒久的な省エネにはならず、安定して非化石エネルギーを使用し続けるための運用管理と一体で初めてエネルギー消費原単位を低位に保つことができ、省エネ取組として評価されることとなる。

バイオマス混焼での発電については、電気(非化石エネルギー由来の電気も含めた全ての電気)を生産するために必要な化石燃料を減少させる点で評価し

うるものではあるが、安定してバイオマス燃料を使用し続けることで初めて省エネ取組として評価される。

上記を踏まえ、バイオマス混焼を行う場合については、投入したバイオマス燃料量を控除しない場合と比較した配慮を行うべく、以下（イ）、（ロ）の扱いとすることが妥当である。

（イ）新設基準に関する配慮

新設時の定期報告では、原則として、投入するバイオマス燃料のエネルギー量を控除しない時の発電効率を報告するものとする。ただし、配慮事項として、以下の式のとおり、投入するバイオマス燃料のエネルギー量をエネルギー使用量から控除する時の発電効率についても参考指標として報告できることとし、この参考指標を含めて発電効率を新設基準に照らして評価することとする。

＜バイオマス混焼を行う場合の発電効率の算出方法（参考指標として報告する場合）＞

バイオマス混焼の「省エネ法における発電効率」の算出方法

発電専用設備から得られる電力エネルギー量

発電専用設備に投入する
エネルギー量

発電専用設備に投入するバイオマス燃料の
エネルギー量

※いずれも設計上における定格運転時の値

（ロ）定期報告に関する配慮

バイオマス混焼による発電設備について、新設時の発電効率を継続的に担保するため、定期報告において、新設後毎年度、バイオマス混焼の状況（バイオマス燃料の投入比率、バイオマス燃料の原料原産国、バイオマス燃料のエネルギー量をエネルギー使用量から控除した時の月別実績効率）について報告を求める。

（４）新設基準の適用に関する配慮事項

省エネ法の各種措置（エネルギー使用量が原油換算 1,500kl/年度以上となった者に対する定期報告の義務等）は、本来、エネルギーの使用開始をもって、事業者に対して適用されるものである。しかしながら、大量のエネルギー使用が見込まれる設備については、その導入段階においてエネルギー消費効率の高い設備の導入等を考慮することが不可欠であるため、省エネ法判断基準におい

ては、発電専用設備等に対して「新設にあたっての措置」を特に規定することにより、エネルギー使用前の状態においても事業者に対する特段の措置を求めているところ。

こうした現行規制体系を踏まえつつ、改正後の新設基準の施行時点で計画段階や建設段階にある発電専用設備については、必要な配慮措置を講ずることが妥当である。

具体的には、改正後の新設基準の施行時点で、すでに計画段階や建設段階にある発電専用設備については、個別の事情を勘案した上で、改正後の新設基準の適用による設計変更が大きな社会的又は経済的損失を伴うと認められる場合には、当該新設発電専用設備に対して、改正後の新設基準を適用しないこととする配慮をすることが妥当である。

配慮事項として勘案すべきと考えられる主な事例としては、以下のものが考えられる。

①火力電源入札応札に伴い新設する発電専用設備

火力電源入札（一般電気事業者が、電事法第 29 条に基づいて安定供給の確保等に向けた供給計画を作成した上で、その供給計画に含まれる電源の調達のためについて、中立的機関の確認を経た入札要綱に基づいて実施する入札）の応札に伴って新設する発電専用設備については、改正後の新設基準の施行時点より前に、当該入札の募集が開始されていた場合。

②環境影響調査（環境アセスメント）の実施を伴う発電専用設備

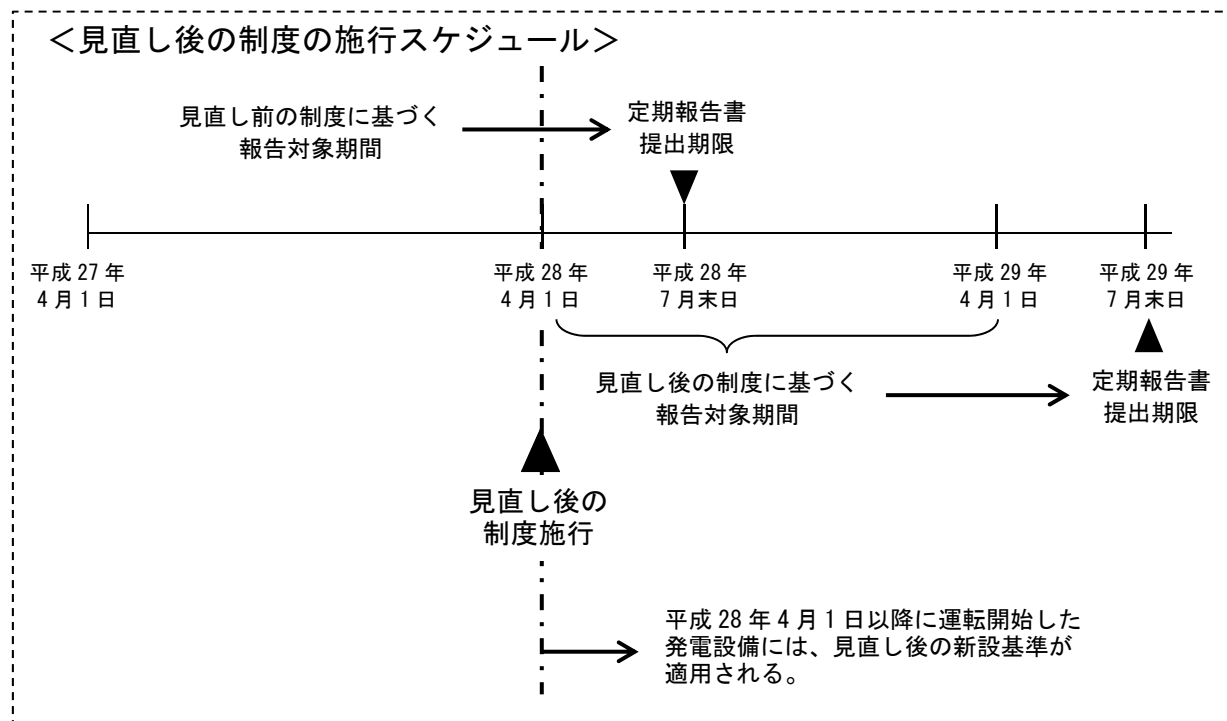
環境アセスメントの実施を伴う発電専用設備については、改正後の新設基準の施行時点より前に、環境アセスメント手続が開始されていた場合。

③その他の発電専用設備

改正後の新設基準の施行時点より前に、発電専用設備の主要部分（ボイラ、タービン、エンジン等）の発注を含む契約が行われていた場合（契約書等により客観的に証明することができる場合に限る）。

なお、本報告書の内容に沿って省エネ法の新設基準とベンチマーク制度（見直し内容については後述）の見直しを行う場合、見直し後の両制度の施行は平成 28 年 4 月 1 日からとなり、定期報告については、平成 28 年度の状況を記載する平成 29 年度提出分から適用となる。特に新設基準に関しては、平成 28

年4月1日以降に運転開始した発電設備についての状況を平成29年度提出分の定期報告に記載することとなる。



2. 電力供給業におけるベンチマーク制度の見直し

(1) 規制対象の見直し

省エネ法判断基準では、設備単体に着目するのみならず、事業者全体としてエネルギー消費原単位の低減を促している。特に、一部の業種においては、省エネ状況を絶対値で評価し、同業他社間での取り組み状況の比較を可能とする指標（ベンチマーク指標）とその目指すべき水準を設定することにより、当該事業者全体としてのエネルギー効率改善を促すこととしている。ベンチマーク指標についてその目指すべき水準を達成するためには、設備単位でのエネルギー効率向上に加え、例えば、エネルギー効率の低い設備からエネルギー効率の高い設備への転換といった対応も想定されている。

こうした事業者の取り組みに着目したベンチマーク制度に関し、電力供給業については、現行制度では、一般・卸電気事業者を対象としているが、電事法改正によって一般・卸電気事業の区分がなくなることに加え、今般の小売自由化に伴って、売電を主として発電事業に新規参入する事業者が多く見込まれるが、現行のベンチマーク制度ではこのような事業者を規制対象としていないことから、現行の規制対象を見直す必要がある。

1. (1) 規制対象の見直しでは、「一般・卸電気事業に使用するために新設する発電専用設備」に代えて、改正後の電事法における「発電事業者」の定義を用いて「「発電事業者」が「発電事業」に使用するために新設する発電専用設備を新たな規制対象とすべきとしたが、電力供給業のベンチマーク制度についても同様に、「発電事業者」が「発電事業」のために設置する発電専用設備を用いて発電する事業者」を対象としたベンチマーク指標に見直すべきである。

(2) 火力発電効率A指標とその目指すべき水準

エネルギーミックスの実現に向けた火力発電の高効率化を図るに当たっては、新設する発電専用設備のみならず、既設についても老朽化した設備の休廃止や稼働減を促すことで新陳代謝を図ることにより、事業者が所有する発電専用設備全体としての発電効率を向上させていくことが重要である。そのために、電力供給業のベンチマーク制度を適切に活用すべきである。

一方で、現行の電力供給業のベンチマーク指標は、定格出力状態における性能を評価するものに過ぎず、実際の運転時の発電効率（実績効率）を評価でき

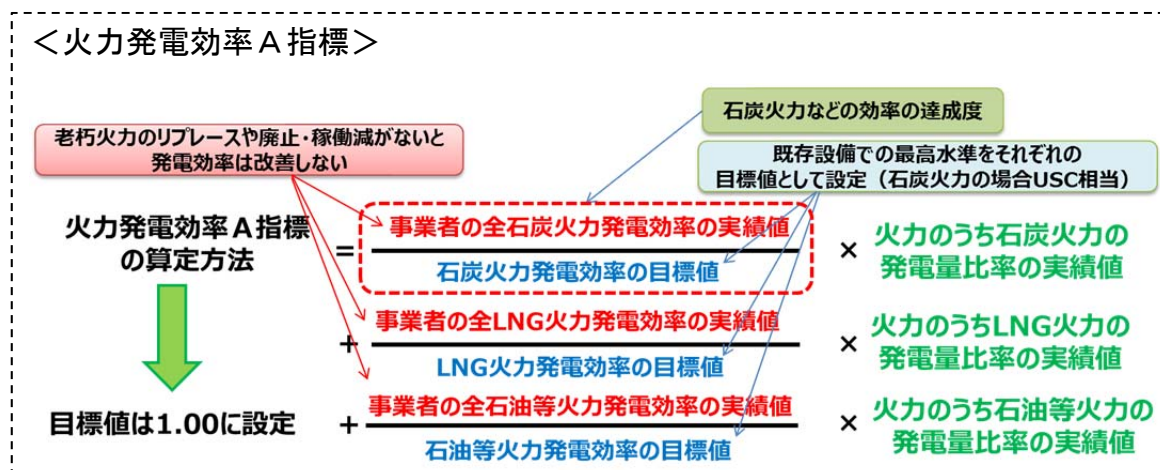
る指標となっていないことから、火力発電の高効率化に向け、電力供給業についてのベンチマーク指標を見直す必要がある。

①火力発電効率A指標

既設火力発電所では、燃料種によって平均的な実績効率が異なることから、燃料種毎に評価できる指標とする必要がある。

また、複数の火力発電設備を持つ事業者にとっては、発電設備全体として改善することも、特定の発電設備だけを大幅に改善することも、同等に省エネ取組として評価する必要がある。

これらの点を鑑み、以下の式のとおり、燃料種毎に目標値を設けてそれぞれの達成度合いを求め、これに発電量割合をかけることで、各燃料種で総じて目標値をクリアすることを目指す指標とすることが考えられる。

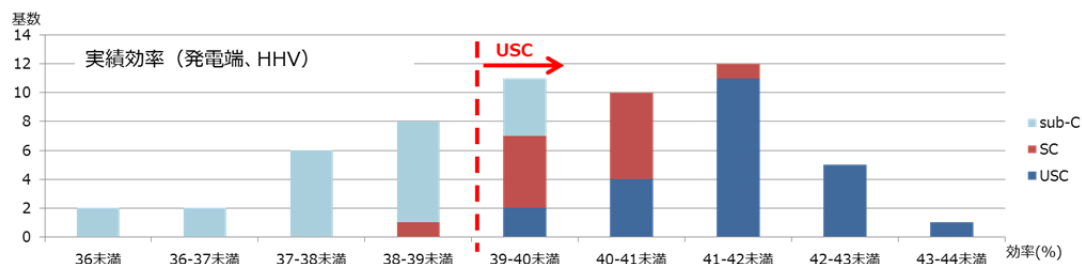


②目指すべき水準

実績効率は、低負荷運転等により一般に設計効率より低い値となることから、火力発電効率A指標の式において、各項の分母に入れる実績効率の目標値を定めるに当たっては、1.（2）新設基準の見直しで示した新設基準の値の定め方とは、別の観点から検討を行う必要がある。

石炭火力については、既設火力発電所の設計効率と実績効率の差分が1%程度であることから、火力発電効率A指標における石炭火力発電効率の目標値は41.00%とすることが妥当である。

＜既設火力発電所の発電効率（石炭火力）＞



発電方式	発電電力量	設計効率	実績効率	低下幅 (設計→実績)	設備利用率
USC	1,346億kWh	42.56%	41.52%	▲1.04%	84.31%
SC	623億kWh	41.27%	39.89%	▲1.38%	84.15%
Sub-C	270億kWh	39.14%	37.70%	▲1.44%	69.62%
全体	2,238億kWh	41.79%	40.60%	▲1.19%	78.43%

(注1) 発電効率は発電端、HHV (注2) 実績効率は2014年度実績
(注3) 発電効率の計算は発電電力量による加重平均

BATの参考表における設計効率に低下幅を考慮すると以下のとおり（例示：BATの(A)）

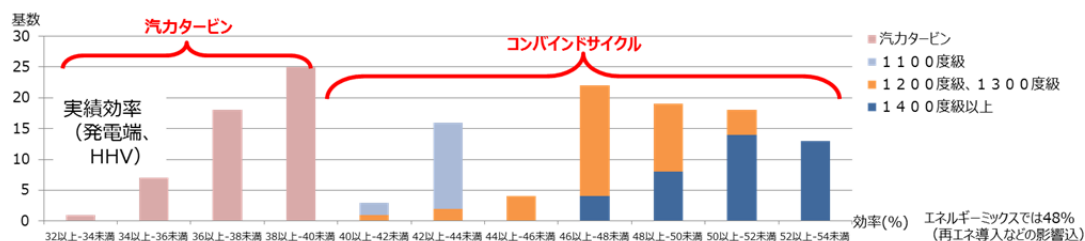
90～110万kW級	USC	43%	低下幅 (▲1.19%) 反映	41.8%
70万kW級	USC	42.5%		41.3%
60万kW級	USC	42%		40.8%
50万kW級	SC	42.5%		41.3%
20万kW級	Sub-C	41%		39.9%

火力発電効率A指標、B指標
に用いる石炭火力発電効率の目標値は
41%とすることが考えられる。

エネルギーミックスでは41%
(再エネ導入などの影響込)

LNG火力については、現時点で国内外のコンバインドプラントの主要な設備であり、信頼性と経済性の観点で現在でも新電力も新設時に採用しており、現時点で一般電気事業における発電電力量及び基数が最も多い1300度級コンバインドサイクルについて、既設火力発電所の実績効率が48%程度であることから、火力発電効率A指標におけるLNG火力発電効率の目標値は48.00%とすることが妥当である。

＜既設火力発電所の発電効率（LNG火力）＞



発電方式	発電電力量	設計効率	実績効率	低下幅 (設計→実績)	設備利用率
コンバインド (1,400度级以上)	1,250億kWh	51.71%	50.97%	▲0.74%	79.77%
コンバインド (1,300度級)	764億kWh	49.14%	47.89%	▲1.25%	81.74%
コンバインド (1,200度級)	590億kWh	48.63%	47.46%	▲1.17%	62.78%
コンバインド (1,100度級)	166億kWh	42.74%	42.46%	▲0.28%	75.08%
シングルタービン (汽力)	1,243億kWh	39.77%	38.31%	▲1.46%	47.61%
全体平均	4,013億kWh	46.70%	45.60%	▲1.10%	67.39%

(注1) 発電効率は発電端、HHV (注2) 実績効率は2014年度実績 (注3) 発電効率の計算は発電電力量による加重平均

BATの参考表における設計効率に低下幅を考慮すると以下のとおり (例示：BATの(A)の東日本範囲)

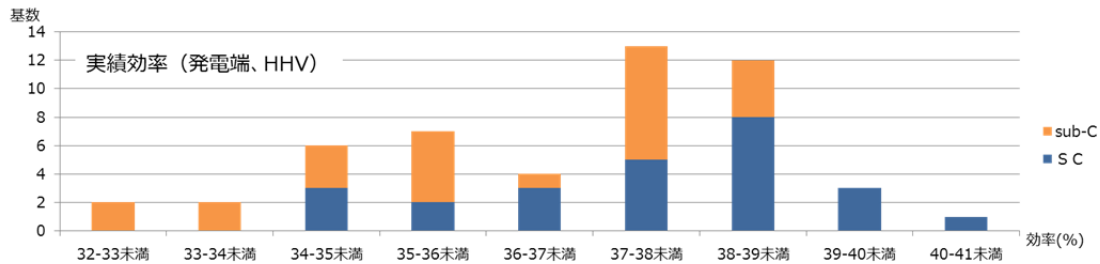
発電容量	発電方式	設計効率	低下幅 (▲1.10%) 反映	実績効率
80万kW級	1,450度級多軸型	50.5%		49.40%
50万kW級	1,500度級一軸型	53%		51.90%
40万kW級	1,400度級一軸型	52%		50.90%

火力発電効率A指標、B指標
に用いるLNG火力発電効率の目標値は
48%とすることが考えられる。

※震災後、LNG火力の設備利用率が向上しており、結果として低下幅が小さくなっている可能性あり

石油等火力については、石油等火力発電の中でも最新の技術である超臨界圧 (SC) を導入している既設発電所の実績効率が 39%程度であることから、火力発電効率A指標における石油等火力発電効率の目標値は 39.00%とすることが妥当である。

＜既設火力発電所の発電効率（石油等火力）＞



発電方式	発電電力量	設計効率	実績効率	低下幅 (設計→実績)	設備利用率
SC	513億kWh	40.26%	38.29%	▲1.97%	27.93%
Sub-C	177億kWh	39.60%	37.25%	▲2.35%	25.23%
全体 (発電電力量による加重平均)	690億kWh	40.09%	38.02%	▲2.07%	26.84%

(注1) 発電効率は発電端、HHV (注2) 実績効率は2014年度実績
(注3) 発電効率の計算は発電電力量による加重平均

火力発電効率A指標、B指標
に用いる石油等火力発電効率の目標値は
39%とすることが考えられる。

※BATの参考表には石油等火力に関する発電効率はない

＜エネルギーミックスと燃料種ごとの発電効率の目標値の関係＞

	エネルギーミックス	火力発電効率A・B指標における 各電源の目標値
	発電効率 (運転時)	発電効率 (運転時)
石炭火力	41%	41%
LNG火力	48%	48%
石油等火力	39%※	39%

(いずれもHHV、発電端)

※石油等については緊急時の対応としての役割で運転時ではなく設計時

各燃料種の実績効率の目標値をまとめると以下の式となる。各燃料種の実績効率を総じて達成している状態を目指すべき水準とすべきであり、すなわち、この式に各事業者の実績を入れて算出される値が 1.00 以上であることを目指すべき水準とすべきである。

<目指すべき水準（火力発電効率 A 指標）>

$$\begin{aligned}
 \text{火力発電効率 A 指標の目指すべき水準} &= \frac{\text{事業者の全石炭火力発電効率の実績値}}{\text{石炭火力発電効率の目標値 (41\%)}} \times \text{火力のうち石炭火力の発電量比率の実績値} \\
 &+ \frac{\text{事業者の全LNG火力発電効率の実績値}}{\text{LNG火力発電効率の目標値 (48\%)}} \times \text{火力のうちLNG火力の発電量比率の実績値} \\
 &+ \frac{\text{事業者の全石油等火力発電効率の実績値}}{\text{石油等火力発電効率の目標値 (39\%)}} \times \text{火力のうち石油等火力の発電量比率の実績値}
 \end{aligned}$$


1.00以上

（３）火力発電効率 B 指標とその目指すべき水準

①火力発電効率 B 指標

火力発電効率 A 指標は、燃料種毎の実績効率に関する目標値の「達成率」を指標としたものであるが、火力発電の総合的な発電効率そのものについても向上を促すため、以下のような算出式による火力発電効率 B 指標も導入すべきである。目標の達成に向けては、高効率な LNG コンバインドサイクル発電設備、石炭ガス化複合発電（IGCC）、コジェネ等の活用による発電効率の向上を行うことが考えられる。

<火力発電効率 B 指標>

$$\begin{aligned}
 \text{火力発電効率 B 指標の算定方法} &= \text{事業者の全石炭火力発電効率の実績値} \times \text{火力のうち石炭火力の発電量比率の実績値} \\
 &+ \text{事業者の全LNG火力発電効率の実績値} \times \text{火力のうちLNG火力の発電量比率の実績値} \\
 &+ \text{事業者の全石油等火力発電効率の実績値} \times \text{火力のうち石油等火力の発電量比率の実績値}
 \end{aligned}$$

②目指すべき水準

火力発電効率 B 指標の目指すべき水準の設定にあたって、燃料種毎の実績効率の目標値については、火力発電効率 A 指標に利用した目標値を用いることが妥当である。

また、燃料種毎の発電量比率については、エネルギー需給の長期見通しを勘案し、いずれの燃料種も過大又は過小な比率を前提とした目標値とならないよう、エネルギーミックスにおいて実現を目指す望ましい電源構成（全体の電源構成において、石炭 26%、LNG27%、石油 3%で火力合計で 56%）に沿って設定することが妥当である。

具体的には以下の式で計算されることとなり、目指すべき水準は 44.3%以上となる。

<目指すべき水準（火力発電効率B指標）>

$$\begin{aligned}
 \text{火力発電効率B指標の} &= \text{石炭火力発電効率の目標値 (41\%)} \times \text{エネルギーミックスにおける} \\
 \text{目指すべき水準} & \quad \text{火力56\%のうち石炭火力26\%} \\
 & + \text{LNG火力発電効率の目標値 (48\%)} \times \text{エネルギーミックスにおける} \\
 & \quad \text{火力56\%のうちLNG火力27\%} \\
 & + \text{石油等火力発電効率の目標値 (39\%)} \times \text{エネルギーミックスにおける} \\
 & \quad \text{火力56\%のうち石油等火力3\%} \\
 & \rightarrow \boxed{44.3\%以上} \\
 & \left(= 41\% \times \frac{26}{56} + 48\% \times \frac{27}{56} + 39\% \times \frac{3}{56} = 44.3\% \right)
 \end{aligned}$$

（４）その他の事項

電力供給業のベンチマーク制度は、以下の事項を踏まえて運用すべきである。

①発電効率の算出方法

- 副生物、コージェネレーション、バイオマス混焼による発電については、1.（3）①～③と同様の方法に沿って発電効率を算出する。特にバイオマス混焼については、バイオマス燃料の使用状況の安定性を評価するため、バイオマス燃料の投入するバイオマス燃料のエネルギー量をエネルギー使用量から控除する時の発電効率によって算出する。

②毎年度の評価と目標値の達成時期

- 他業種のベンチマーク制度と同様に、定期報告によって毎年度の状況进行评估する。
- 電力供給業のベンチマーク制度の対象事業者は、火力発電効率A指標と火力発電効率B指標の両方の目指すべき水準を満たすことを目指すこととし、事業者の評価にあたっても、両指標をいずれも評価する。

- 他業種のベンチマーク制度と同様に、ベンチマーク指標の報告事業者に関する情報（ベンチマーク指標の報告事業者数、目指すべき水準の達成事業者数・事業者名、全報告事業者のベンチマーク指標の平均値・標準偏差）については公表し、個別事業者のベンチマーク指標、個別事業者の燃料種毎の発電効率・発電量比率については公表しない。
- なお、電力供給業のベンチマーク制度の対象事業者は、CSR報告書や環境報告書などで自らのベンチマーク指標に関する情報を掲載することに努めるべきである。
- 評価に用いるため、ベンチマーク指標の算出根拠となる各燃料種の発電効率・発電量比率の実績値についても報告することとする。
- 目指すべき水準は、エネルギーミックスと整合するよう、2030年度までの達成を目指すべきものとし、また、2030年度までの中間段階においても、2030年度までの達成に向けた蓋然性について評価し、追加措置や制度見直しの必要性について検討することとする。

③離島に関する事項

- 離島に設置する発電設備については、ベンチマーク制度の対象外として、ベンチマーク指標の算出にあたって除外する。なお、離島とは、改正後の電気事業法第二条第一項第八号イの経済産業省令で定める離島（一般送配電事業の供給区域内において、一般送配電事業者が自ら維持し、及び運用する電線路が自ら維持し、及び運用する主要な電線路と電氣的に接続されていない離島）とする。
- 新設基準についても、同様に対象外とする。

④ベンチマーク指標の算出方法

- 燃料種ごとの発電効率は、各発電設備の発電量によって加重平均した値を用いる。
- 事業者のベンチマーク指標は有効数字を3桁として評価を行うこととし、その精度を確保するため、ベンチマーク指標の算出に用いる燃料種ごとの発電効率及び発電量比率については、それぞれ有効数値5桁まで算出した上で5桁目を切り捨て、4桁とした上でベンチマーク指標の計算を行う。
- 上記の操作で算出されたベンチマーク指標は、4桁目を四捨五入し、有効数字を3桁として報告する。すなわち、
 - 火力発電効率A指標については、値が1以上になる場合には、小数点以下第3位を四捨五入して報告し（例えば1.23）、値が1未満になる場合には、小数点以下第4位を四捨五入して報告する（例えば0.987）。

- 火力発電効率B指標については、値が10%以上になる場合には、小数点以下第2位を四捨五入して報告し（例えば12.3%）、値が10%未満になる場合には、小数点以下第3位を四捨五入して報告する（例えば9.87%）。

⑤共同取組の評価

- ベンチマーク指標の評価は、事業者単位で行うことが原則。
- 一方で、現行省エネ法では、共同省エネルギー事業（※）を実施し、複数の事業者が共同して取り組むことでより省エネが進む場合については、その共同取組を勘案して事業者を評価することとしているところ。
- 電力供給業のベンチマーク制度についても、ベンチマーク制度の対象事業者同士で、ベンチマーク指標の向上に向けた事業者ごとの役割分担と実施責任を明確にして、共同して取り組む場合については、その共同取組を勘案して評価する。
- 共同取組を行う事業者は、定期報告において、共同取組の内容、共同する相手、当該取組を勘案した場合のベンチマーク指標などを報告することができることとする。
- なお、共同取組の方法は、事業者の自主性を尊重する観点から、当面、国として具体的な類型は示さないが、今後の事業者の取組状況等を勘案し、必要に応じて指針等を作成することを検討していく。

※共同省エネルギー事業

事業者は、我が国全体のエネルギーの使用の合理化を図るために自主的に行う技術の提供、助言、事業の連携等による他の者のエネルギーの使用の合理化の促進に寄与する取組を報告することができる。

3. 改正案

(1) 工場等におけるエネルギーの使用の合理化に関する事業者の判断の基準

改正案	現行
I エネルギーの使用の合理化の基準 2 工場等(1に該当するものを除く。)におけるエネルギーの使用の合理化に関する事項 (4) 熱の動力等への変換の合理化 (4—1) 発電専用設備 ①～③ (略) ④ 発電専用設備の新設に当たっての措置 ア. 発電専用設備を新設する場合には、電力の需要実績と将来の動向について十分検討を行い、適正規模の設備容量のものとすること。 イ. 発電専用設備を新設する場合には、国内の火力発電専用設備の平均的な受電端発電効率と比較し、年間で著しくこれを下回らないものとする。この際、<u>別表第6</u>に掲げる電力供給業に使用する発電専用設備を新設する場合には、<u>別表第2の2に掲げる発電効率以上</u>のものとする。	I エネルギーの使用の合理化の基準 2 工場等(1に該当するものを除く。)におけるエネルギーの使用の合理化に関する事項 (4) 熱の動力等への変換の合理化 (4—1) 発電専用設備 ①～③ (略) ④ 発電専用設備の新設に当たっての措置 ア. 発電専用設備を新設する場合には、電力の需要実績と将来の動向について十分検討を行い、適正規模の設備容量のものとすること。 イ. 発電専用設備を新設する場合には、国内の火力発電専用設備の平均的な受電端発電効率と比較し、年間で著しくこれを下回らないものとする。この際、<u>別表6</u>に掲げる電力供給業に使用する発電専用設備を新設する場合には、<u>汎用機の中で最高水準の発電端効率</u>のものとする。

改正案

別表第2の2 基準発電効率 (I 2 (4-1) ④ イ. 関係)

<u>発電方式</u>	<u>基準発電効率</u> <u>(単位：％)</u>
<u>石炭による火力発電</u>	<u>42.0</u>
<u>ガスによる火力発電</u>	<u>50.5</u>
<u>石油その他の燃料による火力発電</u>	<u>39.0</u>

(備考)

- 1 この表に掲げる基準発電効率の値は、定格時の高位発熱量基準による発電端効率について定めたものである。
- 2 この表に掲げる基準発電効率の値は、離島（電気事業法第2条第1項第8号イに規定する離島をいう。別表第6において同じ。）に設置するものについては適用しない。
- 3 この表に掲げる基準発電効率の値は、次に掲げる条件を全て満たす、設備容量が20万kW未満のガスによる火力発電設備の発電効率については適用しない。
 - (1) 発電の開始から最大出力状態までに、平均で毎分15%以上の出力変化が可能であること。
 - (2) 定格時の高位発熱量基準による発電端効率が44.5%以上であること。

別表第6 ベンチマーク指標及び中長期的に目指すべき水準

改正案

区分	事業	ベンチマーク指標	目指すべき水準
(略)	(略)	(略)	(略)
2	電力供給業(<u>電気事業法第2条第1項第14号に定める発電事業のうちエネルギーの使用の合理化等に関する法律第2条第1項の電気を発電する事業の用に供する火力発電設備を設置して発電を行う事業</u>)	当該事業を行っている工場の火力発電設備（離島に設置するものを除く。）における①から③の合計量（火力発電効率A指標） ① 石炭による火力発電（以下、この表において「石炭火力発電」という。）の効率を石炭火力発電の効率の目標値（41.00%）で除した値と、火力発電量のうち石炭火力発電量の比率との積 ② ガスによる火力発電（以下、この表において「ガス火力発電」という。）の効率をガス火力発電の効率の目標値（48.00%）で除した値と、火力発電量のうちガス火力発電量の比率との積 ③ 石油その他の燃料による火力発電（以下、この表において「石油等火力発電」という。）の効率を石油等火力発電の効率の目標値（39.00%）で除した値と、火力発電量のうち石油等火力発電量の比率との積 当該事業を行っている工場の火力発電設備（離島に設置するものを除く。）における①から③の合計量（火力発電効率B指標） ① 石炭火力発電の効率と火力発電量のうち石炭火力発電量の比率との積 ② ガス火力発電の効率と火力発電量のうちガス火力発電量の比率との積 ③ 石油等火力発電の効率と火力発電量のうち石油等火力発電量の比率との積	火力発電効率A指標においては1.00以上 火力発電効率B指標においては44.3%以上
(略)	(略)	(略)	(略)

現行

区分	事業	ベンチマーク指標	目指すべき水準
(略)	(略)	(略)	(略)
2	電力供給業(<u>電気事業法第2条第1項第1号に定める一般電気事業又は同項第3号に定める卸電気事業のうち、エネルギーの使用の合理化等に関する法律第2条第1項の電気を供給する事業</u>)	<u>当該事業を行っている工場の火力発電設備(低稼働のもの等を除く。)における定格出力の性能試験により得られた発電端熱効率を定格出力の設計効率で除した値を各工場の定格出力によって加重平均した値(熱効率標準化指標)</u> <u>当該事業を行っている工場の火力発電設備における発電端電力量の合計値を、その合計値を発生させるのに要した燃料の保有発熱量(高位発熱量)で除した値(火力発電熱効率)</u>	<u>熱効率標準化指標において100.3%以上</u>
(略)	(略)	(略)	(略)

(2) エネルギーの使用の合理化等に関する法律施行規則 様式第9 (定期報告書様式)

改正案

特定一第7表 判断基準のベンチマークの状況に関し、参考となる情報

1 判断基準のベンチマークの状況に関し、参考となる情報

(略)

2 電力供給業のベンチマーク指標の算出に関し、参考となる情報

<u>発電方式</u>	<u>発電効率</u> <u>(%)</u>	<u>火力発電量に占める</u> <u>発電量比率</u> <u>(%)</u>
<u>石炭による火力発電</u>		
<u>ガスによる火力発電</u>		
<u>石油その他の燃料に</u> <u>よる火力発電</u>		

備考 電力供給業のベンチマーク指標の算出に関して用いた発電方式ごとの「発電効率」と「火力発電量に占める発電量比率」を記入すること。

3 電力供給業のベンチマーク指標の向上に関して共同で実施した措置に関し、参考となる情報

現行

特定一第7表 判断基準のベンチマークの状況に関し、参考となる情報

(略)

改正案

特定一第9表 その他事業者が実施した措置

1 エネルギーの使用の合理化に関する事項

(略)

2 電気の需要の平準化に資する措置に関する事項

(略)

3 新設した発電専用設備に関する事項(該当する事業者のみ記入)

設備の名称	
設備を設置した工場等の名称	
設備を設置した工場等の所在地	〒
運転開始年月日	
設備容量(kW)	
燃料種ごとの基本情報 (①燃料種名、②年間使用量、③熱量構成比(%)、④原料原産国(バイオマス燃料のみ記入))	
設計効率(発電端・HHV)(%)	
設備から得られる電気のエネルギー量(千 kWh)	
設備から得られる熱のエネルギーのうち熱として活用された量(GJ)	
設備に投入するエネルギー量(GJ)	
設備に投入する副生物のエネルギー量(GJ)	
設備に投入するバイオマス燃料のエネルギー量(GJ)	
発電専用設備の新設に当たっての措置の適用に関する配慮事項	

備考 1 電気事業法第2条第1項第14号に定める発電事業の用に供する発電専用設備であって、当該年度に運転開始したもののみ記入すること。ただし、離島に設置したものは除く。

2 「燃料種ごとの基本情報」の欄には、新設時に想定する項目を記入すること。

3 「設計効率」の欄には、新設時に想定する定格時の発電効率を記入すること。

4 バイオマス燃料を混焼する場合のみ、「設計効率」の欄にはバイオマス燃料の代わりに石炭等の化石燃料を使用することを想定した設計効率を記入し、括弧内にバイオマス燃料を使用する場合の設計効率を記入すること

5 「設備から得られる電気のエネルギー量」「設備から得られる熱のエネルギーのうち熱として活用された量」「設備に投入するエネルギー量」「設備に投入する副生物のエネルギー量」「設備に投入するバイオマス燃料のエネルギー量」の欄には、「設計効率」の欄に記入する発電効率の算出に関して用

いた新設時に想定する年間の量を記入すること。

(参考:記載例①)

設備の名称	〇〇火力発電所1号機
設備を設置した工場等の名称	〇〇発電所
設備を設置した工場等の所在地	〒
運転開始年月日	平成 29 年 8 月 28 日
設備容量(kW)	100,000
燃料種ごとの基本情報 (①燃料種名、②年間使用量、③ 熱量構成比(%)、④原料原産国 (バイオマス燃料のみ記入))	①石炭、②200,000t、③92%、④ー ①木材チップ、②40,000t、③5%、④日本 ①パーム椰子殻、②10,000t、③3%、④マレーシア
設計効率(発電端・HHV)(%)	41.3% (37.9%)
設備から得られる電気のエネル ギー量(千 kWh)	590,000
設備から得られる熱のエネルギ ーのうち熱として活用された量 (GJ)	0
設備に投入するエネルギー量 (GJ)	5,600,000
設備に投入する副生物のエ ネルギー量(GJ)	0
設備に投入するバイオマス 燃料のエネルギー量(GJ)	460,000
発電専用設備の新設に当たって の措置の適用に関する配慮事項	平成 26 年 9 月 10 日に△△株式会社と主要機器の仕様指定を含む契約を締結。

(参考:記載例②)

設備の名称	××火力発電所6号機
設備を設置した工場等の名称	××火力発電所
設備を設置した工場等の所在地	〒
運転開始年月日	平成 29 年 4 月 10 日
設備容量(kW)	150,000
燃料種ごとの基本情報 (①燃料種名、②年間使用量、③ 熱量構成比(%）、④原料原産国 (バイオマス燃料のみ記入))	①LNG ②90,700t ③100% ④ -
設計効率(発電端・HHV)(%)	48.4%
設備から得られる電気のエネル ギー量(千 kWh)	180,000
設備から得られる熱のエネルギ ーのうち熱として活用された量 (GJ)	20,000
設備に投入するエネルギー量 (GJ)	4,952,000
設備に投入する副生物のエ ネルギー量(GJ)	0
設備に投入するバイオマス 燃料のエネルギー量(GJ)	0
発電専用設備の新設に当たっ ての措置の適用に関する配慮事項	発電開始から最大出力状態まで、平均で毎分 15%の出力変化が可能。

4 バイオマス混焼を行う発電専用設備に関する事項(該当する事業者のみ記入)

報告対象年度														
設備の名称														
設備を設置した工場等の名称														
設備を設置した工場等の所在地	〒													
運転開始年月日														
設備容量(kW)														
設計効率(発電端・HHV)(%)														
燃料種ごとの基本情報 (①燃料種名、②年間使用量、③ 熱量構成比(%)、④原料原産国 (バイオマス燃料のみ記入))														
設備から得られた電気のエネル ギー量(千 kWh)														
設備から得られた熱のエネルギ ーのうち熱として活用された量 (GJ)														
設備に投入したエネルギー量 (GJ)														
設備に投入した副生物のエ ネルギー量(GJ)														
設備に投入したバイオマス 燃料のエネルギー量(GJ)														
月別バイオマス燃料熱量構成比 (%)	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	平均	
月別実績効率(発電端・HHV)(%)	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	平均	

備考 1 電気事業法第2条第1項第14号に定める発電事業の用に供するバイオマス混焼を行う発電専用設備であって、平成28年度以降に運転開始したものについては本様式に毎年度記入すること。ただし、離島に設置したものは除く。

2 「設計効率」の欄には、当該設備の新設時に報告した様式第9の特定-第9表3の「設計効率」の欄又は様式第11の特定-第9表3の「設計効率」の欄に記入した数値を記入すること。

3 「設備から得られた電気のエネルギー量」「設備から得られた熱のエネルギーのうち熱として活用された量」「設備に投入したエネルギー量」「設備に投入した副生物のエネルギー量」「設備に投入したバイオマス燃料のエネルギー量」の欄には、「月別実績効率」の「平均」の欄に記入する発電効率の算出に関して用いた新設時に想定する年間の量を記入すること。

4 「月別実績効率」の欄には、バイオマス燃料を使用する場合の実績効率を記入すること。

(参考:記載例①)

報告対象年度	平成 31 年度												
設備の名称	〇〇火力発電所3号機												
設備を設置した工場等の名称	〇〇火力発電所												
設備を設置した工場等の所在地	〒												
運転開始年月日	平成 28 年 4 月 15 日												
設備容量(kW)	250,000												
設計効率(発電端・HHV)(%)	37.3% (45.3%)												
燃料種ごとの基本情報 (①燃料種名、②年間使用量、③ 熱量構成比(%)、④原料原産国 (バイオマス燃料のみ記入))	①石炭、②556,600t、③82.3%、④－ ①木材チップ、②287,000t、③11.6%、④日本 ①パーム椰子殻、②59,500t、③6.2%、④マレーシア												
設備から得られた電気のエネル ギー量(千 kWh)	1,800,000												
設備から得られた熱のエネルギ ーのうち熱として活用された量 (GJ)	0												
設備に投入したエネルギー量 (GJ)	17,384,620												
設備に投入した副生物のエ ネルギー量(GJ)	0												
設備に投入したバイオマス 燃料のエネルギー量(GJ)	3,080,000												
月別バイオマス燃料熱量構成比 (%)	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月	平均
	18.4	17.8	17.2	18.2	18.4	17.5	18.0	17.4	18.3	16.9	17.3	17.2	17.7
月別実績効率(発電端・HHV)(%)	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月	平均
	45.9	45.8	44.9	45.1	45.1	44.9	45.0	45.3	45.7	44.9	45.4	45.4	45.3

(参考:記載例②)

報告対象年度	平成 31 年度													
設備の名称	〇〇火力発電所4号機													
設備を設置した工場等の名称	〇〇火力発電所													
設備を設置した工場等の所在地	〒													
運転開始年月日	平成 31 年 4 月 15 日													
設備容量(kW)	130,000													
設計効率(発電端・HHV)(%)	33.4% (68.6%)													
燃料種ごとの基本情報 (①燃料種名、②年間使用量、③ 熱量構成比(%)、④原料原産国 (バイオマス燃料のみ記入))	①石炭、②198,800t、③38.2%、④－ ①木材ペレット、②400,000 t、③40.4%、④カナダ ①廃プラスチック、②136,000 t、③21.3%、④－													
設備から得られた電気のエネル ギー量(千 kWh)	973,600													
設備から得られた熱のエネルギ ーのうち熱として活用された量 (GJ)	0													
設備に投入したエネルギー量 (GJ)	13,365,000													
設備に投入した副生物のエ ネルギー量(GJ)	2,856,000													
設備に投入したバイオマス 燃料のエネルギー量(GJ)	5,400,000													
月別バイオマス燃料熱量構成比 (%)	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月	平均	
	40.0	40.8	42.7	41.8	36.9	38.8	39.7	40.7	41.1	41.5	39.9	40.4	40.4	
月別実績効率(発電端・HHV)(%)	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月	平均	
	68.2	68.8	70.0	69.8	66.2	67.3	68.0	68.2	69.4	69.9	68.6	68.7	68.6	

現行

特定－第9表 その他事業者が実施した措置

1 エネルギーの使用の合理化に関する事項

(略)

2 電気の需要の平準化に資する措置に関する事項

(略)

改正案

特定一第7表 判断基準のベンチマークの状況に関し、参考となる情報

1 判断基準のベンチマークの状況に関し、参考となる情報

(略)

2 電力供給業のベンチマーク指標の算出に関し、参考となる情報

<u>発電方式</u>	<u>発電効率</u> <u>(%)</u>	<u>火力発電量に占める</u> <u>発電量比率</u> <u>(%)</u>
<u>石炭による火力発電</u>		
<u>ガスによる火力発電</u>		
<u>石油その他の燃料に</u> <u>よる火力発電</u>		

備考 電力供給業のベンチマーク指標の算出に関して用いた発電方式ごとの「発電効率」と「火力発電量に占める発電量比率」を記入すること。

3 電力供給業のベンチマーク指標の向上に関して共同で実施した措置に関し、参考となる情報

現行

特定一第7表 判断基準のベンチマークの状況に関し、参考となる情報

(略)

改正案

特定一第9表 その他事業者が実施した措置

1 エネルギーの使用の合理化に関する事項

(略)

2 電気の需要の平準化に資する措置に関する事項

(略)

3 新設した発電専用設備に関する事項(該当する事業者のみ記入)

設備の名称	
設備を設置した工場等の名称	
設備を設置した工場等の所在地	〒
運転開始年月日	
設備容量(kW)	
燃料種ごとの基本情報 (①燃料種名、②年間使用量、③熱量構成比(%)、④原料原産国(バイオマス燃料のみ記入))	
設計効率(発電端・HHV)(%)	
設備から得られる電気のエネルギー量(千 kWh)	
設備から得られる熱のエネルギーのうち熱として活用された量(GJ)	
設備に投入するエネルギー量(GJ)	
設備に投入する副生物のエネルギー量(GJ)	
設備に投入するバイオマス燃料のエネルギー量(GJ)	
発電専用設備の新設に当たっての措置の適用に関する配慮事項	

備考 1 電気事業法第2条第1項第14号に定める発電事業の用に供する発電専用設備であって、当該年度に運転開始したもののみ記入すること。ただし、離島に設置したものは除く。

2 「燃料種ごとの基本情報」の欄には、新設時に想定する項目を記入すること。

3 「設計効率」の欄には、新設時に想定する定格時の発電効率を記入すること。

4 バイオマス燃料を混焼する場合のみ、「設計効率」の欄にはバイオマス燃料の代わりに石炭等の化石燃料を使用することを想定した設計効率を記入し、括弧内にバイオマス燃料を使用する場合の設計効率を記入すること

5 「設備から得られる電気のエネルギー量」「設備から得られる熱のエネルギーのうち熱として活用された量」「設備に投入するエネルギー量」「設備に投入する副生物のエネルギー量」「設備に投入するバイオマス燃料のエネルギー量」の欄には、「設計効率」の欄に記入する発電効率の算出に関して用

いた新設時に想定する年間の量を記入すること。

4 バイオマス混焼を行う発電専用設備に関する事項(該当する事業者のみ記入)

報告対象年度														
設備の名称														
設備を設置した工場等の名称														
設備を設置した工場等の所在地	〒													
運転開始年月日														
設備容量(kW)														
設計効率(発電端・HHV)(%)														
燃料種ごとの基本情報 (①燃料種名、②年間使用量、③ 熱量構成比(%)、④原料原産国 (バイオマス燃料のみ記入))														
設備から得られた電気のエネル ギー量(千 kWh)														
設備から得られた熱のエネルギ ーのうち熱として活用された量 (GJ)														
設備に投入したエネルギー量 (GJ)														
設備に投入した副生物のエ ネルギー量(GJ)														
設備に投入したバイオマス 燃料のエネルギー量(GJ)														
月別バイオマス燃料熱量構成比 (%)	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	平均	
月別実績効率(発電端・HHV)(%)	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	平均	

- 備考 1 電気事業法第2条第1項第14号に定める発電事業の用に供するバイオマス混焼を行う発電専用設備であって、平成28年度以降に運転開始したものについては本様式に毎年度記入すること。ただし、離島に設置したものは除く。
- 2 「設計効率」の欄には、当該設備の新設時に報告した様式第9の特定-第9表3の「設計効率」の欄又は様式第11の特定-第9表3の「設計効率」の欄に記入した数値を記入すること。
- 3 「設備から得られた電気のエネルギー量」「設備から得られた熱のエネルギーのうち熱として活用された量」「設備に投入したエネルギー量」「設備に投入した副生物のエネルギー量」「設備に投入したバイオマス燃料のエネルギー量」の欄には、「月別実績効率」の「平均」の欄に記入する発電効率の算出に関して用いた新設時に想定する年間の量を記入すること。
- 4 「月別実績効率」の欄には、バイオマス燃料を使用する場合の実績効率を記入すること。