

発電部門・販売部門の費用水準について

2023年3月24日
北海道電力株式会社

- 当社の発電部門の費用について、発電電力量当たりの費用が他社に比べ高い水準となっている要因としては、北海道エリアの特殊性（次ページ参照）を踏まえ、安定供給の観点から一定程度の予備力（＝大型電源脱落リスク対策）が必要であるため、発電電力量があまり多くない発電所も含めkWを多く保有している影響が大きいものと考えます。



上記のとおり、エリア系統の状況を踏まえると、発電電力量当たりの単純な比較は困難であることから、人員計画の審査にも用いられた認可出力の他、修繕費のメルクマールに用いられている帳簿原価等に基づく比較が望ましいものと考えます。

- また、上記に加えて、系統規模の小ささ（ユニット出力が小さいため規模の経済が働かない）についても、要因の一つと考えられます。

- 電力広域的運営推進機関の電力需給検証において、北海道エリアの稀頻度リスク評価として、**エリアの特殊性を考慮し、北海道胆振東部地震発生時の電源脱落实績を踏まえた154万kWの大規模電源脱落实時においても予備力が確保できるかどうかの検証が行われています。**

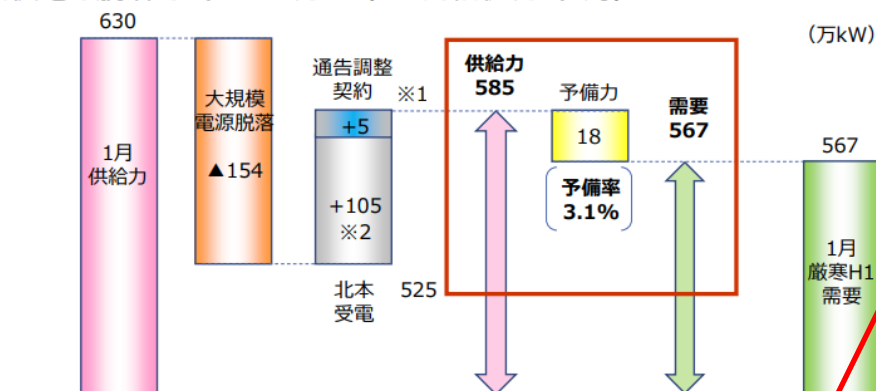
第84回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023.3.22）資料5より抜粋

2023年度冬季の需給見通し：北海道エリアでの北海道胆振東部地震発生時の電源脱落实績を踏まえた稀頻度リスク評価（N-2以上の事象）

18

- 厳気象H1需要時（最大時）が最大となる1月において、154万kWの大規模電源脱落（N-2以上の事象）が発生した場合でも、北海道本州間連系設備を介した他エリアからの受電（北本受電）や通告調整契約発動等の需給対策により、厳寒H1需要に対する予備率は3.1%となる見通し。

大規模電源脱落实時（▲154万kW）の需給状況（1月）



※1 小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力」にあたる契約（2023年度供給計画計上分）
 ※2 北本連系設備の運用容量90万kWに計画潮流の約15万kWを加算した値。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

※ 需給検証では北海道エリアの稀頻度リスク評価として、以下のエリア特殊性を考慮し、北海道胆振東部地震発生時の電源脱落实績を踏まえた154万kWの大規模電源脱落实時にも厳寒H1需要の103%の供給力を確保できることを確認している。

- ① 厳寒であり、電力需給のひっ迫が国民の生命・安全に及ぼす影響が甚大であること
- ② 他エリアからの電力融通に制約があること
- ③ 発電所1機の計画外停止が予備率に与える影響が大きいこと

【北海道エリアの特殊性（再掲）】

- ① 厳寒であり、電力需要のひっ迫が国民の生命・安全に及ぼす影響が甚大であること
- ② 他エリアからの電力融通に制約があること
- ③ 発電所1機の計画外停止が予備率に与える影響が大きいこと

- ・ 厳しい収支・財務状況の中でも、安定供給の観点から一定程度の電源を保有する必要があるため、下記のような固定費低減に最大限取り組んでいます。

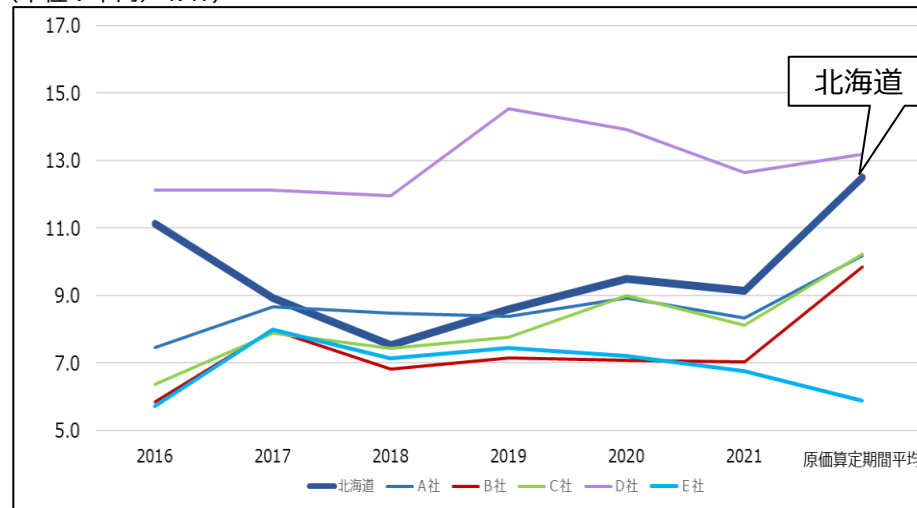
	主な固定費低減の取り組み概要
修繕費	【水力・火力】 ○ 安定供給の確保は前提としつつも、電源の経済性や稼働状況を踏まえて、経年化火力については定期点検期間の延伸を図るとともに、基本的には事後保全を中心とした対応するなど、1基当たりの修繕費を大幅に抑制。 (2013-18平均) (2019-25平均) ・ 経年化火力定期点検 [2年→3年に1回] : 25億円/基 → 14億円/基 【原子力】 ○ 点検範囲・点検内容を縮小するなど停止状態を前提とした合理的な修繕を実施。 (2013-18平均) (2019-25平均) ・ 定期点検 : 22億円/基 → 12億円/基
人件費	○ カイゼン活動による水力発電所土木設備の巡視頻度見直し ○ 火力発電所の運転、保守業務体制見直し（運転2交替制、定検業務体制見直し） ○ 低稼働火力発電所の体制見直し（複数業務を遂行できる多能工の育成）
諸経費	○ カイゼンの深化やD X等により、委託の実施内容や委託時期を見直し ○ 上流調達活動の取り組みによる、さらなる資機材調達コスト低減の取り組み ・ 今回原価へ反映した効率化額 70億円程度/年

- 販売部門の費用については、**契約口数（＝お客さまの数）との相関が強いもの**と考えます。
※販売部門の費用は需要家費が大宗を占めており、部門別収支や個別原価配分における需要家費のドライバーとしても契約口数比が用いられています。
- 北海道エリアにおいては、**産業用の割合が少ないなど、他エリアと需要構造が異なっており、契約 1 口あたりの販売電力量が少ない（＝販売電力量に比して契約口数は多い）状況**にあります。
- そのため、販売電力量当たりの費用としては、他社に比べて高い水準となっているものと考えられます。

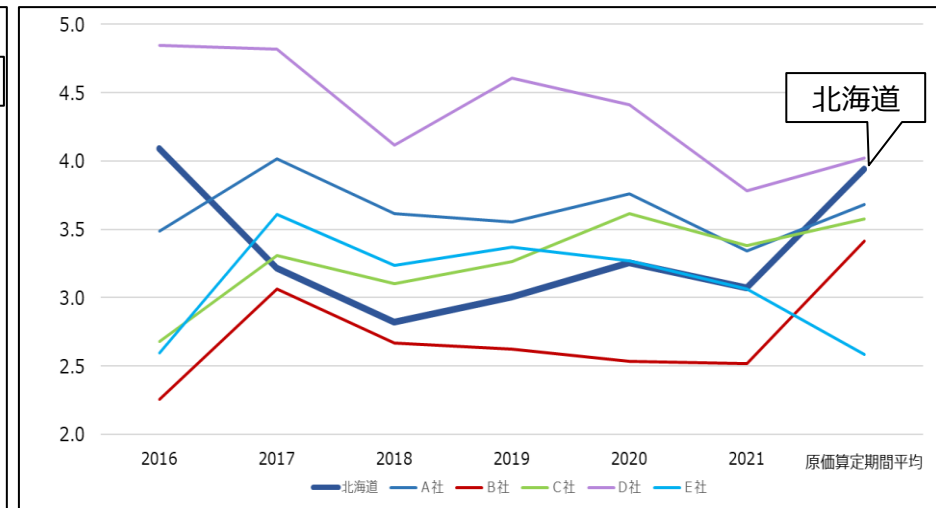
上記のとおり、販売電力量当たりの単純な比較では、エリアの需要構造の違いを踏まえた評価とならないことから、**人員計画の審査にも用いられた契約口数による比較が望ましい**ものと考えます。

- 発電部門の費用について、**ドライバーの変更（認可出力・帳簿原価当たり費用）を行った場合**の水準（当社試算）は下図のとおりであり、**当社の水準は横比較においても遜色ないもの**と考えます。
- また、至近および原価算定期間において水準が上昇している要因としては、下記の影響もあるため、**経営効率化に係る横比較においては、これらの費用影響の補正等も必要**であるものと考えます。
 - ✓ 2020年4月の一般送配電事業の法的分離に際して、効率的な業務運営の観点から、**北海道電力NWにおける管理間接業務などの一部について、当社側に人員等を配置している影響**（一般管理費の配分により発電部門の費用水準に影響あり）
 - ✓ 泊発電所における審査の進捗や工事の本格化に伴い、**2026年12月の再稼働に向けた修繕費等が必要**

（単位：千円／kW）【認可出力当たりの発電費用】



（単位：%）【帳簿原価当たりの発電費用】

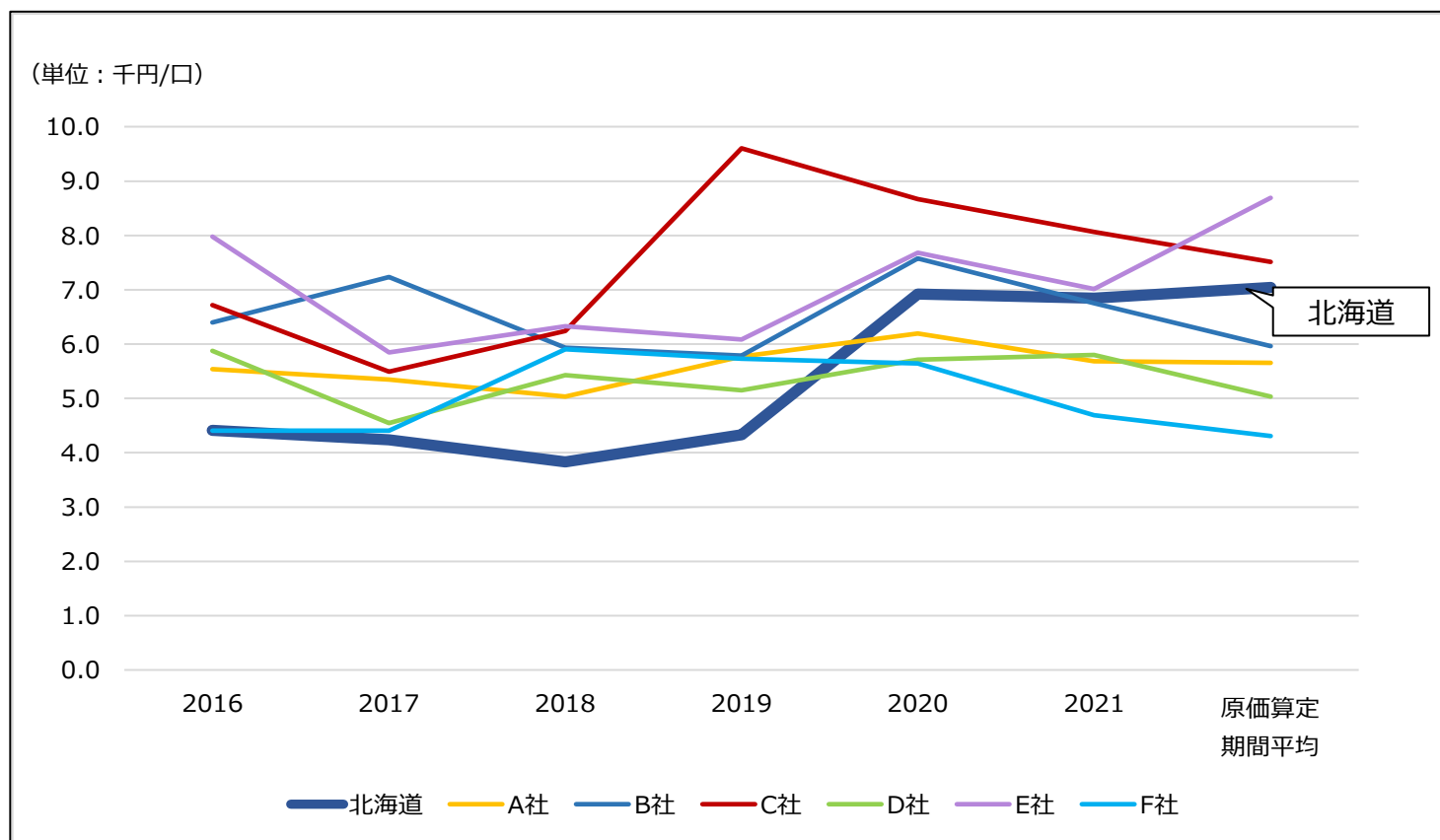


※各社の特定小売供給約款変更認可申請書やこれまでの料金制度専門会合資料を基に、一定の前提を置いて当社にて試算。

3-2. ドライバー変更後の費用水準（販売部門）

- 販売部門の費用について、**ドライバーの変更（契約口数あたり費用）を行った場合**の水準（当社試算）は下図のとおりであり、**当社の販売部門費用水準は横比較においても遜色ないもの**と考えます。

【契約口数当たりの販売費用】



※各社の特定小売供給約款変更認可申請書やこれまでの料金制度専門会合資料を基に、一定の前提を置いて当社にて試算。