資料５－１

近接性評価割引について

平成27年10月

北海道電力株式会社

近接性評価割引制度の見直し

◆従来の近接性評価割引制度

【考え方】

〇従来の制度では、一定の地域で発電された特別高圧および高圧の電気を対象に、当該発電による送電ロスの低減を評価し、割引を行っております。

【対象地域】

〇需要に対して電源が不足している地域を、振興局※単位で設定いたしました。

※振興局：北海道の行政区画の一つ

【割引単価】

〇電源多地域から電源不足地域への送電ロス低減分を、自社火力発電の焚き減らしと見なして算出いたしました。

割引単価＝自社火力燃料費÷自社火力発電電力量×特別高圧送電ロス率

◆今後の近接性評価割引制度

【考え方】

〇現行の近接性評価割引の考え方を基本として、低圧電源を対象に含めつつ、対象地域および割引単価をきめ細かく設定いたしました。

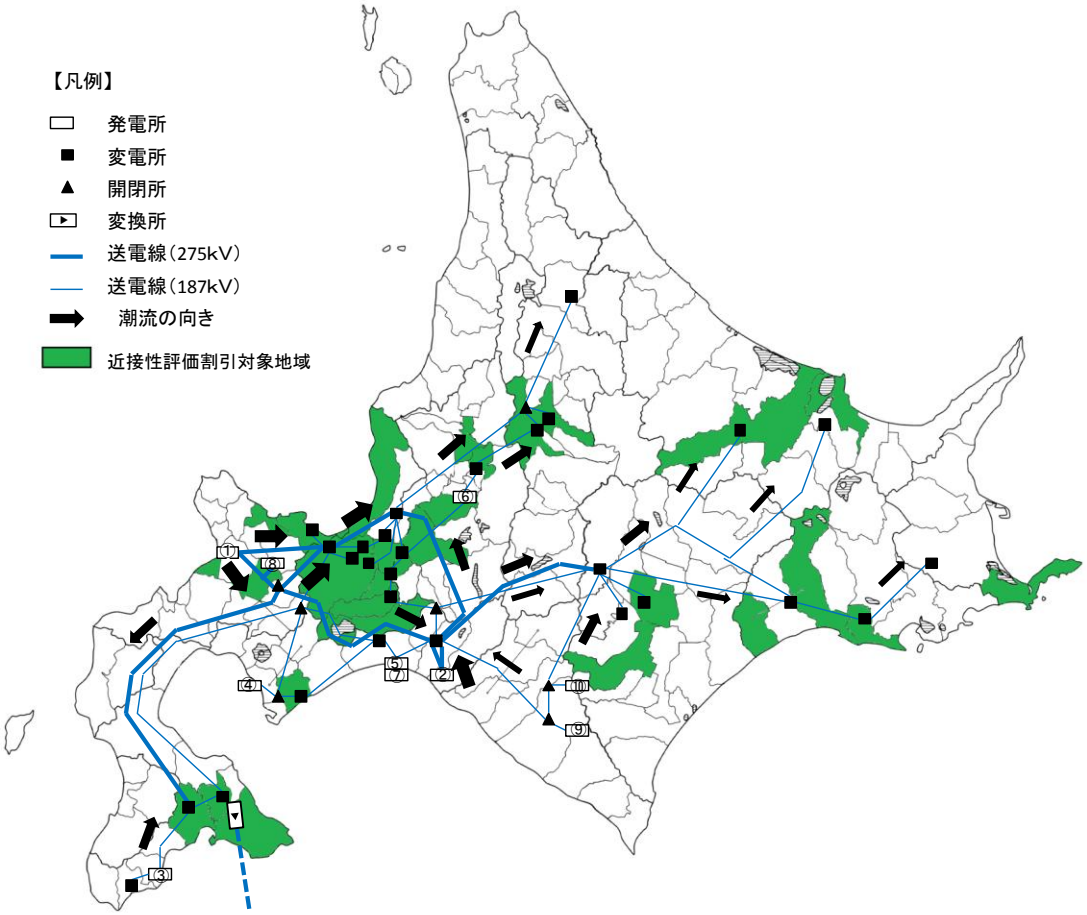
【割引単価】

〇評価地域の電源に対して送配電部門が評価しうる潮流改善効果として「投資抑制に係る評価」と「ロスに係る評価」に着目し、設定することにしました。

当社の供給設備と潮流状況

○北海道の需要は、札幌市を中心とする道央圏で北海道エリア全体の約５０％、旭川、函館、釧路、帯広、北見等の都市で、全体の約２０％を占めております。

○北海道の大型電源は、泊発電所（207万kW）、苫東厚真発電所（165万kW）など、道央圏を取巻くように配置されており、これらの発電所で発電された電気は、275kVのループ状の送電線に連系され、道央圏で消費されるほか、下位電圧の流通設備を通って全道各地へ運ばれていきます。



発電所の概要　（単位：万ｋW）

	発電所名	認可出力
①	泊（原子力）	207
②	苫東厚真（火力）	165
③	知内（火力）	70
④	伊達（火力）	70
⑤	苫小牧（火力）	25
⑥	奈井江（火力）	35
⑦	他社（火力）	25
⑧	京極（水力）	40
⑨	高見（水力）	20
⑩	新冠（水力）	20

近接性評価対象地域の選定について

① 細かな評価を行うため、地域の設定単位を行政区分の最小単位である『市町村』に細分化いたしました。
② 電源不足地域を対象とするべく、市町村単位で「需要量」と「発電量」を比較し、「需要量」が「発電量」を上回る地域を抽出いたしました。
③ ②で抽出した地域のうち、潮流改善効果が高いと見込まれる地域として、需要密度（需要量÷面積）について、「供給エリア全体の需要密度」程度以上となる地域を選定いたしました。

現　行

◆現在の評価地域
潮流改善に資する電源不足地域として道東・道北の各振興局エリアを対象地域として設定

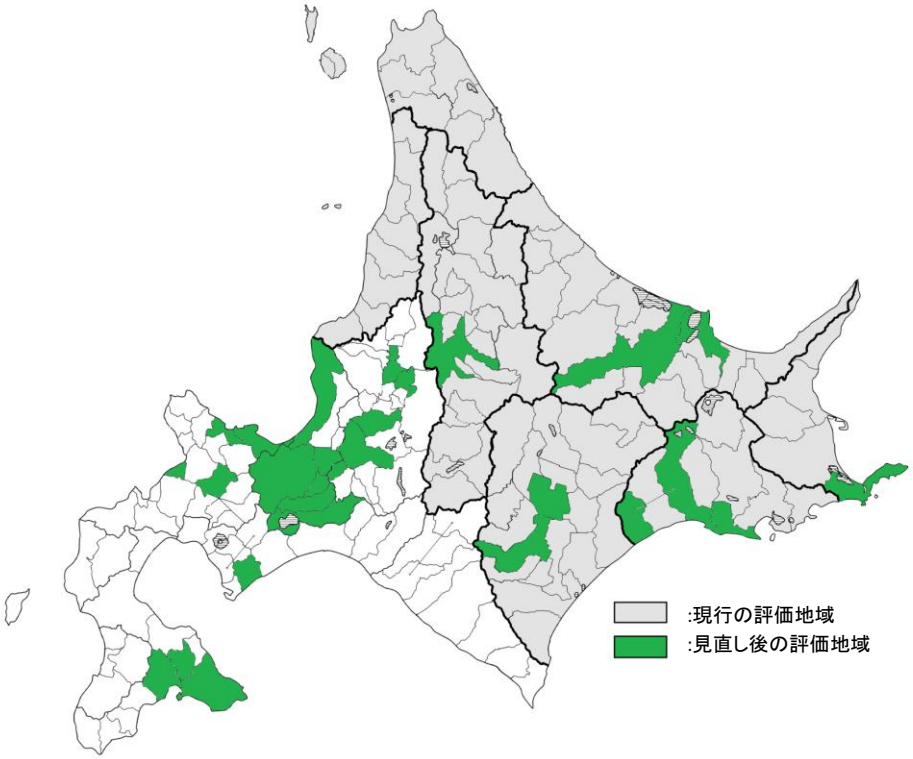
・上川総合振興局　・留萌振興局
・宗谷総合振興局　・オホーツク総合振興局
・十勝総合振興局　・釧路総合振興局　・根室振興局

見直し後

◆追加される地域
・札幌市、函館市、千歳市、小樽市、江別市、岩見沢市、石狩市、恵庭市、北広島市、北斗市、登別市、滝川市、美唄市、赤平市、七飯町、倶知安町、余市町、岩内町、南幌町、妹背牛町

◆現行より継続される地域
・旭川市、釧路市、帯広市、北見市、網走市、根室市、音更町、釧路町

見直し前後区域図



近接性評価対象地域見直しによる影響について【指摘事項12,14】

○今回、近接性評価対象地域の見直しを行っておりますが、対象地域の面積は減少しているものの、全道需要に占める近接性評価対象地域の需要量はいずれも現行より増加していることから、今回の見直しについては、電気の地産地消・潮流改善という目的に合致していると考えております。

○なお、近接性評価対象地域については、系統利用者の予見性の観点から頻繁な見直しは予定しておりませんが、大型電源の新設等により電力系統の潮流が大きく変わる場面においては見直しが必要になると考えており、対象地域の見直しについては、託送料金改定が一つのタイミングになるものと考えております。

＜近接性評価対象地域の見直しによる影響＞

	現　行	見直し後
面　積	供給エリアの６５％程度	供給エリアの１５％程度
発電量	19,178.0万kWh/年	19,607.6万kWh/年
需要量	供給エリアの３０％程度	供給エリアの６５％程度

※　発電量および需要量は平成26年度実績

近接性評価対象地域の公表について【指摘事項11】

〇現行の託送供給約款には近接性評価対象地域を記載しておりますが、今回申請した託送供給等約款では「別途定める地域」との記載にとどめ、具体的な近接性評価対象地域は弊社ホームページに記載しております。
〇これは、地域の見直しを行う必要が生じた際に機動的に対応できるよう、別途公表する形式としたものです。

託送供給等約款（平成27年7月31日申請）18（料金）（1）ハ（イ）　【一部抜粋】

契約者が，近接性評価地域（**当社が別途定める地域といたします。**）に立地する発電場所における発電設備（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。

ホームページ掲載内容【一部抜粋】＜近接性評価地域＞

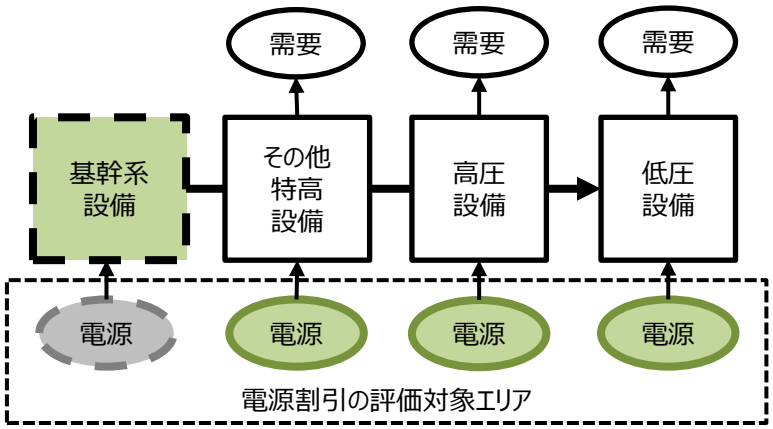
赤平市、旭川市、網走市、石狩市、岩内町、岩見沢市、恵庭市、江別市、小樽市、音更町、帯広市、北広島市、北見市、釧路市、釧路町、倶知安町、札幌市、滝川市、千歳市、七飯町、南幌町、根室市、登別市、函館市、美唄市、北斗市、妹背牛町、余市町　（五十音順）

投資抑制に係る評価

〇投資抑制に係る評価の割引単価は、以下のとおり設定いたしました。

投資抑制に係る評価

〇評価地域の電源に係る電気を受電し、接続供給を利用することにより、基幹系統に係る設備投資が抑制され得ることを評価し、資本費を割り引きます。



※投資抑制効果の算定対象は、需要に応じて設備形成を行う特別高圧（基幹系統を除く）以下の設備ではなく、送配電系統全体に応じて設備形成を行う基幹系統の設備に着目。

※中長期的に生じ得る投資抑制効果を厳密に定量化することは困難なため、基幹系統の費用として減価償却費・事業報酬に基づき割引単価を設定。

・基幹系統以外に連系する電源
→　基幹系統に係る資本費を kW価値で補正し割引

割引単価　＝（ａ）基幹系設備の資本費　÷　（ｂ）電力量　×（ｃ）ｋＷ価値補正率

＝　0.24　円/kWh（税抜単価）

（ａ）基幹系設備の資本費
総送電費および受電用変電サービス費のうち基幹系に係る減価償却費および事業報酬※
※上位２電圧に係る設備とし、帳簿価格比で抽出

（ｂ）電力量
原価算定期間における織込みの送配電関連需要の電力量（３ヵ年平均）

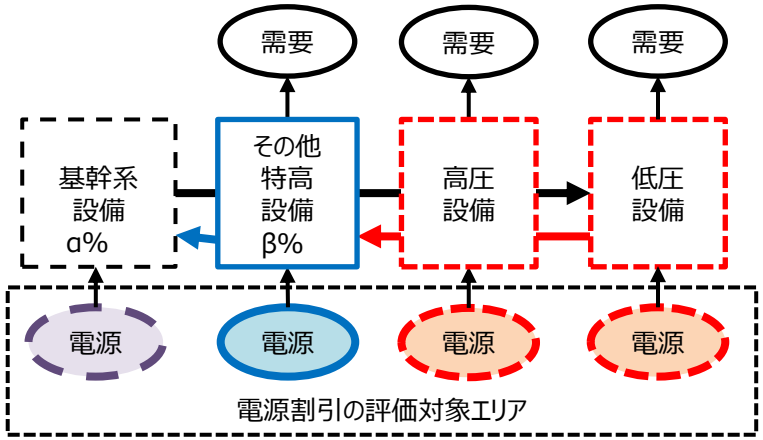
（ｃ）ｋＷ価値補正率
太陽光・風力・水力・その他（火力等）の供給力評価率と近接性評価地域の電源別実績発電量を用いて加重合成した値。

ロスに係る評価

〇ロスに係る評価の割引単価は、以下のとおり設定いたしました。

ロスに係る評価

〇評価地域の電源に係る電気を受電し、接続供給を利用することにより、基幹系統を通じて需要者に電気を届けるまでの追加的に発電を求めているロス分について不要とみなし、上位系統のロス分に係る電気的価値を割り引きます。



・特別高圧電源　（基幹系電源を除く）
→　α %（基幹系設備）のロス率を割引

・高低圧電源
→　潮流上は、低高圧設備を区分できないため、低高圧電源ともに（α ＋β ）%（特別高圧設備）のロス率を割引

割引単価　＝（ｄ）　発電費相当　×　（ｅ）ロス率
＝　14.63　円/kWh　×　基幹系設備　：　1.1%
特別高圧設備　：　2.2%

＝　特別高圧電源　：　0.16　円/kWh（税抜単価）
高低圧電源　：　0.32　円/kWh（税抜単価）

（ｄ）発電費相当
スポット市場取引価格（平成２６年度の北海道エリアの取引実績平均）
（ｅ）ロス率
原価算定期間における織込みの特別高圧設備と基幹系設備のロス率

近接性評価割引単価の設定

○投資抑制およびロスに係る評価を踏まえ、電圧毎の割引単価を以下のとおり設定いたしました。

◇高圧・低圧電源
投資抑制に係る評価　＋　ロスに係る評価　＝　0.24　円/kWh　＋　0.32　円/kWh
＝　0.56　円/kWh（税抜）
⇒　0.60　円/kWh（税込）

◇特別高圧
投資抑制に係る評価　＋　ロスに係る評価　＝　0.24　円/kWh　＋　0.16　円/kWh
＝　0.40　円/kWh（税抜）
⇒　0.43　円/kWh（税込）

◇基幹系電源
基幹系統は電源の連系する場所によって潮流改善効果が変わり、特別高圧における効果と同等の効果が期待できる場所がある一方、あまり効果が期待できない場所もあるなど効果にバラつきがあります。
こうした実情を勘案し「特別高圧に連系する電源の２分の１評価」としました。
特別高圧に連系する電源の割引単価　×　１／２　＝　0.40　円/kWh　×　１／２
＝　0.20　円/kWh（税抜）
⇒　0.22　円/kWh（税込）

単位:（円、税込）

	単　位	割　引　単　価	
		申 請 単 価	現 行 単 価
高圧　・　低圧電源	1 kWh	0.60	・高圧 ・特別高圧　0.21
特別高圧電源	1 kWh	0.43	
基幹系電源	1 kWh	0.22	

※　実際の料金等は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。

基幹系の割引単価を特別高圧の割引単価の１／２とした説明【指摘事項13】

○近接性評価対象地域に電源が連系したことに伴う潮流改善効果として『基幹系統の投資抑制に係る評価』と『上位系統のロスに係る評価』を行うこととしたため、基幹系統に連系する電源については評価対象外と整理する考え方があります。しかし、実態としては、基幹系統においても特別高圧における効果と同等の潮流改善効果が期待できる場所から、あまり効果が期待できない場所までバラつきがあることから、基幹系電源に対する評価として『特別高圧電源の１／２評価』として申請いたしました。

○なお、当社の基幹系統（275kVと187kV）において消費される電気の多くが上位系統から下位系統に流れていることを踏まえ、潮流改善効果が比較的小さいと考えられる275kV系統と潮流改善効果が比較的大きいと考えられる187kV系統の送変電設備費の割合を確認した結果、275kV系統と187kV系統の割合は概ね１／２となっていることから、基幹系の割引単価を特別高圧電源の１／２と評価することは妥当と考えております。

＜基幹系統における上位２系統の帳簿価額の割合＞

［単位：百万円］

	総送電費		受電用変電サービス費		合　　計	
		帳簿価額比		帳簿価額比		送変電設備費比
275kV系統	2,555	37.6%	2,332	50.5%	4,887	42.8%
187kV系統	4,239	62.4%	2,286	49.5%	6,525	57.2%
基幹系合計	6,794	100.0%	4,618	100.0%	11,412	100.0%

※数値は原価算定期間（平成25～27年度）の値を年平均したもの。

投資抑制効果におけるkW価値補正【指摘事項15】

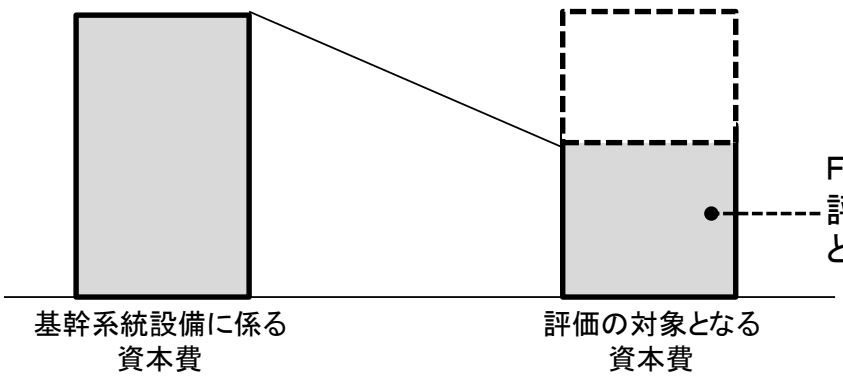
○近接性評価における設備投資抑制効果については、評価対象地域の発電量すべてではなく、供給力として評価できる部分のみが投資抑制に寄与するものと考えられることから、太陽光・風力・水力・その他（火力等）の供給力評価率を用いて、投資抑制効果に係る割引単価を算定しております。

○なお、この供給力評価に関する考え方については、再生可能エネルギー固定価格買取制度における回避可能費用の固定費単価算出の考え方とも整合しております。

◆投資抑制に係る評価の割引単価

$$\text{割引単価} = \frac{\text{基幹系統設備に係る資本費} \times \text{kW価値補正率}}{\text{対象電力量（流通対応需要）}}$$

＜算定イメージ＞



FIT制度における回避可能費用の算定方法と同様に、評価対象電源の供給力評価率をもとに、評価の対象となる資本費を算定いたしました。