8.3　潮流と電圧の評価

「8.2 各系統整備検討エリアに関する基本送電線配置パターンの検討」において得られた基本送電線配置パターンにより決定された新設送電網（連系されているウィンドファームと新設送電線から成る系統）に対して、潮流及び電圧の評価を行う。

本検討では新設送電網の代表例をルートごとに評価する。図 8-31 に検討する対象の新設送電網のイメージ例を緑枠部分に示す。ここで丸印はウィンドファームであり、四角印は既設系統の変電所（アクセスポイント）で表示している。また、ウィンドファームの容量に応じて色を分けて表示している。

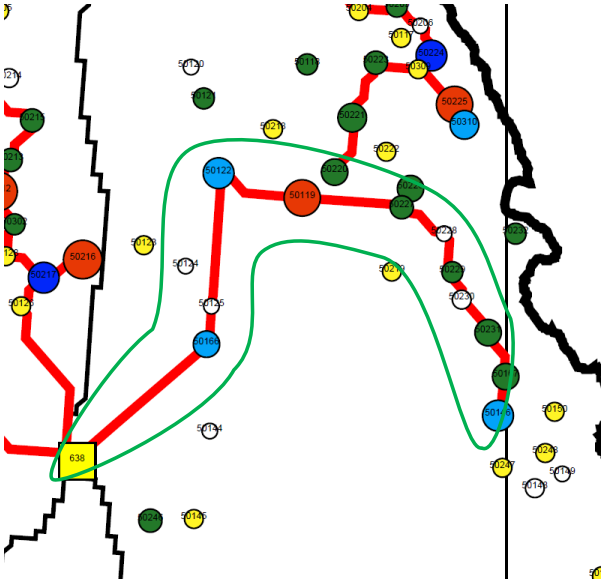

図 8-31　潮流と電圧の評価の対象例（緑枠部分）

8.3.1　検討方法

新設送電網に対し、電力潮流計算を行い得られる各値を元に評価する。電力潮流計算とは、「ある電力系統に対し、流入ないし流出する電力をもとに、その電力系統に流れる電力潮流及び各ノードの無効電力出力ないし電圧を計算」することである。本検討では、この電力潮流計算を交流法（AC 潮流計算）によって行う。AC 潮流計算を行うことによって、その送電設備ネットワークにおいて流れている電力潮流だけでなく、送電損失や各箇所の電圧を算出することができる。

検討・評価対象となる値は以下の 4 項目である。

- 系統連系に必要な無効電力補償

新設送電網内での無効電力損失や電圧分布の兼ね合いから系統側からの無効電力補償量あるいはウィンドファームからの無効電力補償量を評価する。系統側からの無効電力補償量が大きい場合、相当する無効電力補償を行うため SVC 設置等の対策をとらなければならなく、新設送電網の建設コストにかかわりうることとなる。

- 新設送電網内の電圧分布

新設送電網におけるノードとしてアクセスポイント及びウィンドファームが設定されることとなるが、その各ノードにおける電圧である。一般的な高圧系統の運用基準に準拠して、基準電圧の±5%に収めることを考える。以下の検討では、基準電圧を 1p.u.と置く単位法により表記した場合、ノード電圧の許容範囲は 0.95～1.05p.u.となる。

- ウィンドファームの力率設定

上記の無効電力補償評価、電圧範囲の評価に応じて、ウィンドファームの運転力率を調整することが考えられる。力率が±0.90 以上であれば、ウィンドファームからの有効電力出力の機械損失を定格の 10%以内に抑える事ができ、かつ無効電力も定格の 43%を確保できるため、ウィンドファーム同士の不公平とはならずこの範囲内での調整が考えられる。

- 新設送電網内の送電損失

ウィンドファームによる売電量に影響するものであり、新設送電網の構成を特徴づけるパラメータの 1 つとなる。無効電力損失については系統側からの無効電力補償量や新設送電網内の電圧分布に影響する。

AC 潮流計算における解析対象を簡略化したイメージを図 8-32 に示す。

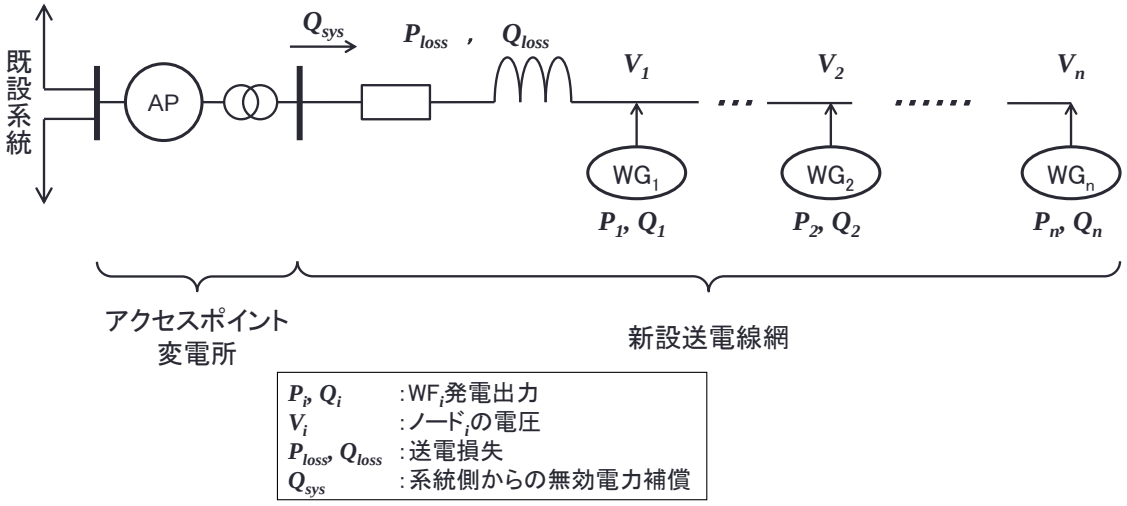

図 8-32　AC 潮流計算の概要

検討手順を以下に示す。

1）　すべてのウィンドファームを運転する側に都合がいい場合として力率 1.00 で運転された場合（力率 1.00 運転）

2）　新設送電網の電圧を平均化する目的としてすべてのノード電圧が一定となるよう運転された場合（電圧一定運転）

以上 2 ケースについて特徴的なケースを元に問題点を抽出し、その対策として

３）　ウィンドファームの運転力率調整した場合

における検討・評価対象の値を最終的なものとして考察する。

8.3.2　検討条件

（１）　前提条件

AC 潮流計算に必要な定数は、新設送電網固有の定数として与えることができる。その際の前提条件を以下に挙げる。

- 有効電力出力は、検討・評価対象とする各値が増大し最過酷となる場合を想定するために、定格出力することを想定
- 送電線インピーダンスは、基本送電線配置パターンの検討で算出された亘長及び送電線種をもとに算定

これらの前提条件のもと AC 潮流計算を行い検討・評価対象とする各値を算出する。

（２）　対象系統

以下に各電力供給エリアにおける対象系統を示す。なお、対象系統としては後工程において概略ルートの検討対象となる新設送電網を取り扱う。

(a) 東北電力供給エリア

東北電力供給エリアにおいては岩手-東ルート、青森（1 ルートのみ存在）、秋田（同）、石巻（同）、新福島-南ルートを解析対象とする。中でも最も亘長の長い岩手-東ルートと最も亘長の短い新福島-南ルートについて詳細な結果を示す。岩手-東ルートの概要を図 8-33 及び表 8-25 に、新福島-南ルートの概要を図 8-34 及び表 8-26 に示す。

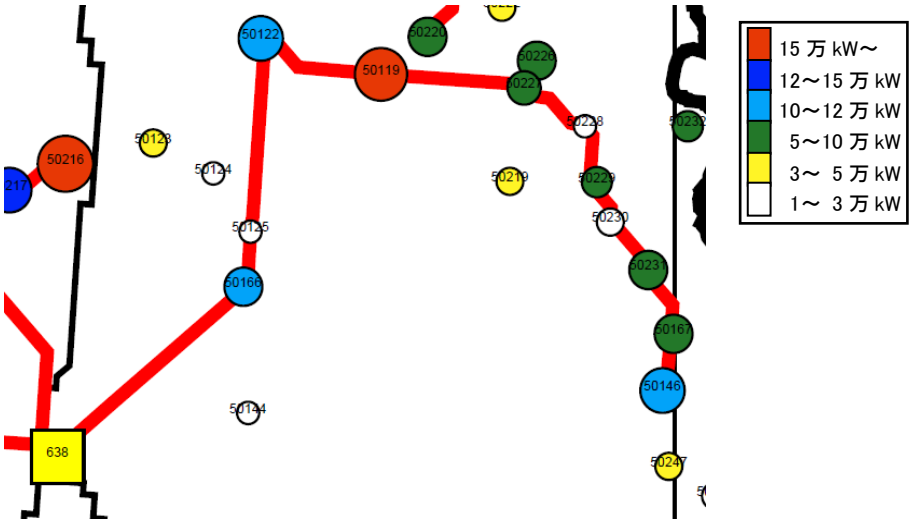

図 8-33　岩手-東ルート

表 8-25　岩手-東ルートの概要

新設送電線	154kV 運用/2 回線
最大亘長	99.60km
総 WF 出力	84.28 万 kW

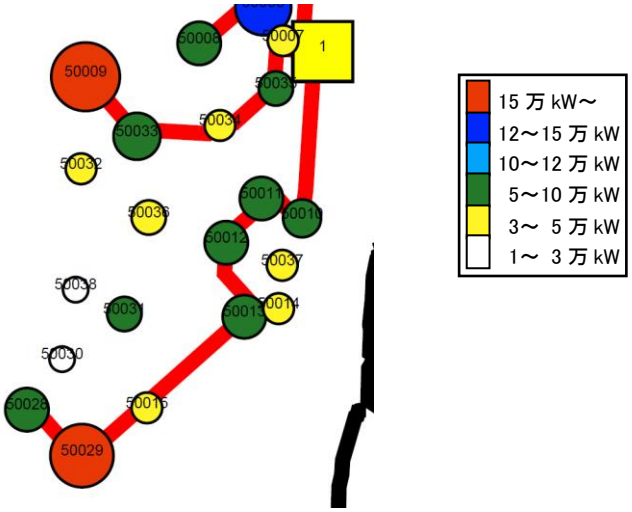

図 8-34　新福島-南ルート

表 8-26　新福島-南ルートの概要

新設送電線	154kV 運用/2 回線
最大亘長	51.46km
総 WF 出力	60.06 万 kW

(b) 北海道電力供給エリア

北海道電力供給エリアにおいては女満別を解析対象とする。女満別の概要を図 8-35 及び表 8-27 に示す。

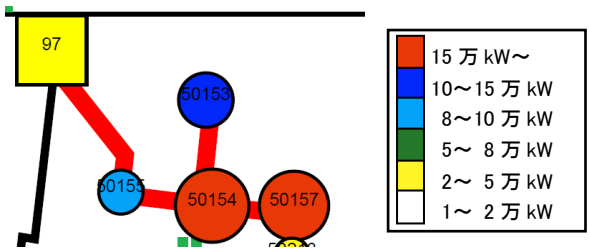

図 8-35　女満別

表 8-27　女満別の概要

新設送電線	110kV 運用/2 回線
最大亘長	27.77km
総 WF 出力	56.95 万 kW

(c) 九州電力供給エリア

九州電力供給エリアにおいては大隅及び熊本を解析対象とする。大隅の概要を図 8-36 及び表 8-28 に、熊本の概要を図 8-37 及び表 8-29 に示す。

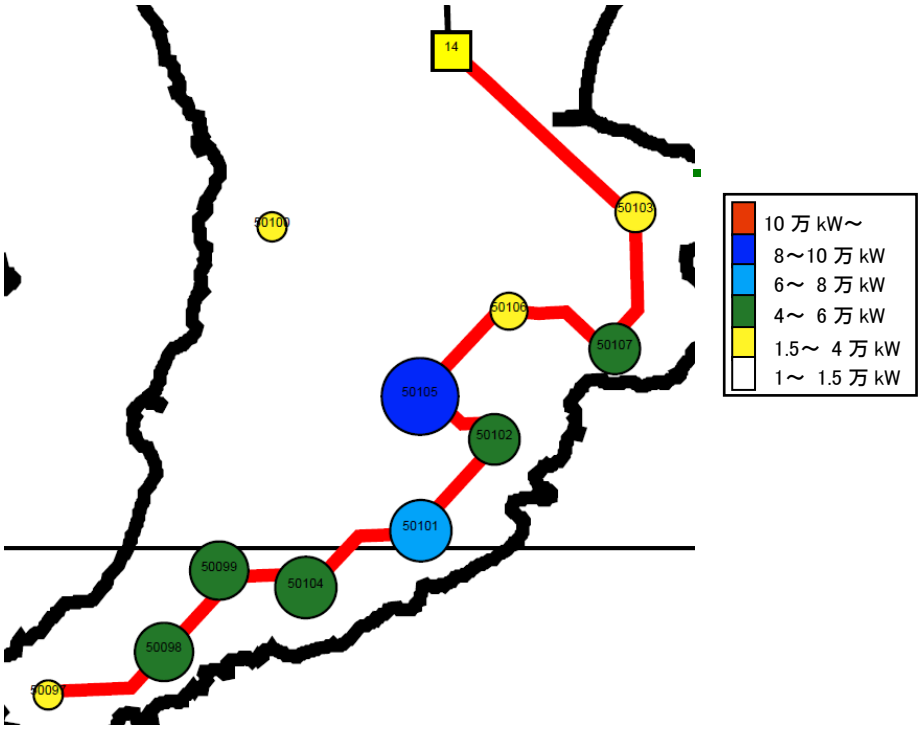

図 8-36　大隅

表 8-28　大隅の概要

新設送電線	110kV 運用/2 回線
最大亘長	72.77km
総 WF 出力	51.88 万 kW

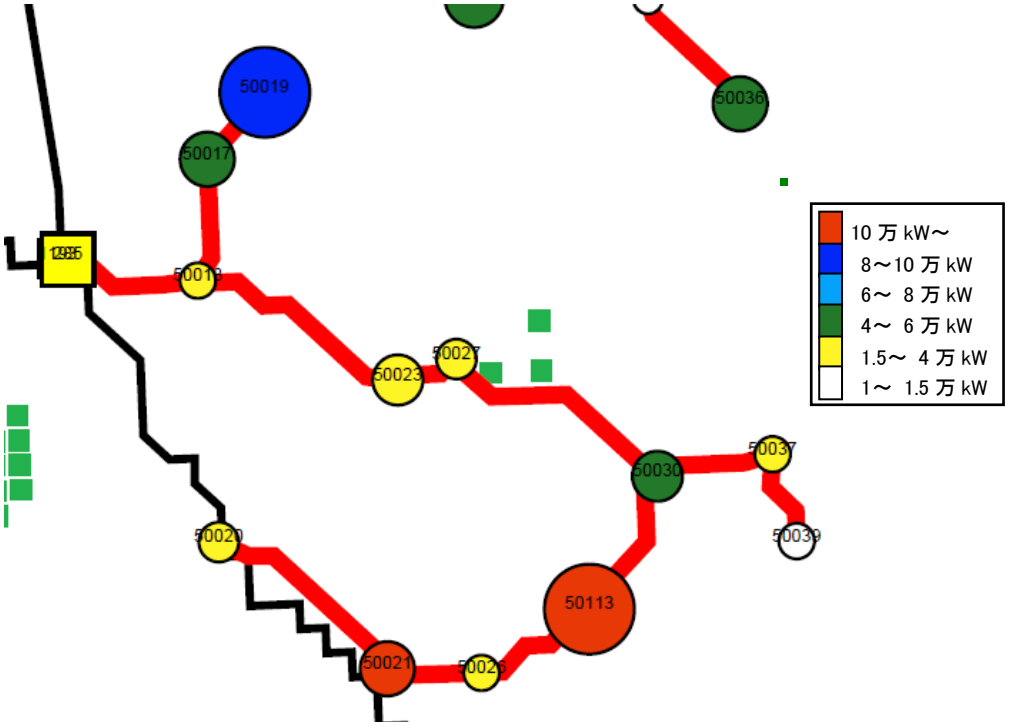

図 8-37　熊本

表 8-29　熊本の概要

新設送電線	110kV 運用/2 回線
最大亘長	52.03km
総 WF 出力	58.24 万 kW

8.3.3　検討結果

（1）　力率 1.00 運転に関する検討結果

まず、ウィンドファームの運用として、ウィンドファーム側の収益性のために、有効電力出力のみとして力率 1.00 で運転された場合を想定する。このような場合、各ウィンドファームから無効電力が出力されないため、以下の 2 つの問題が発生する。

(a)　電圧上昇

(b)　無効電力の補償

これらの問題について計算例と共に示す。

(a) 電圧上昇

今回のような有効電力が流入している系統においては、有効電力潮流と送電線インピーダンスの抵抗分により、末端側の電圧が上昇する。末端に向けて電圧が上昇している例として、東北電力供給エリア・新福島-南ルートにおいて力率 1.00 運転した場合の電圧分布を図 8-38 に示す。

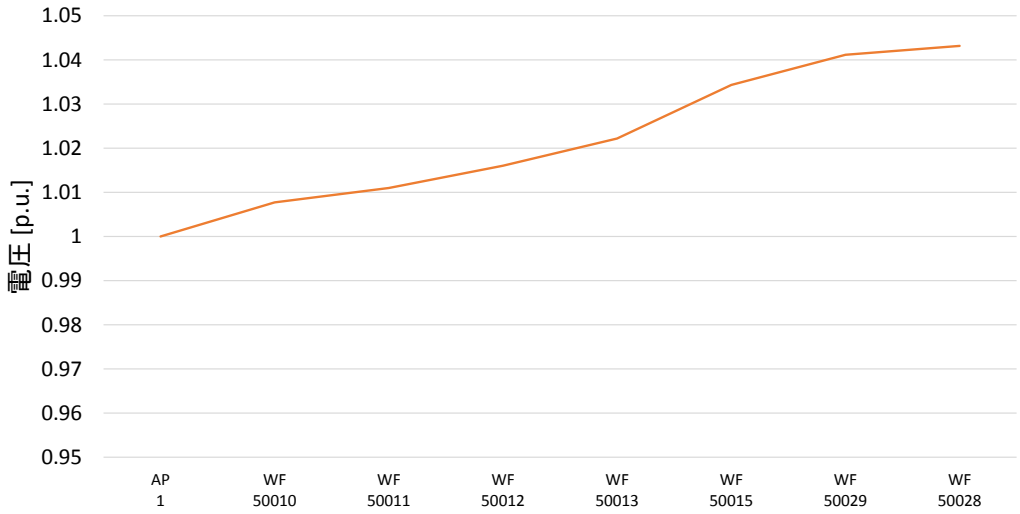

図 8-38　新福島-南ルートにおける、運転力率 1.00 とした場合の電圧分布

(b) 無効電力の補償

〇無効電力損失⇒無効電力補償

有効電力だけでなく無効電力においても、送電線のインピーダンスのインダクタンス分や充電容量分により損失が発生する。ウィンドファームが無効電力を出力しない場合、損失した無効電力分はすべて既設系統側から補償することになる。そのため無効電力補償が増大することとなる。

表 8-30　力率 1.00 運転時における無効電力補償値の例

地域	Q_{sys} [万 kVar]	(参考；WF の総有効電力 P[万 kW])
岩手-東ルート	29.14	84.28
新福島-南ルート	6.71	60.06

〇無効電力補償⇒電圧下降

電圧上昇で述べたように今回検討するような系統では末端に向け電圧が上昇する。しかし一方で、無効電力補償により、無効電力潮流が有効電力潮流とは逆向きに流れることになる。この無効電力潮流は末端側の電圧を下降させる。新設送電線のインピーダンスによっては無効電力損失が大きくなり、それに伴い無効電力潮流による末端側の電圧下降が大きくなることがある。これが有効電力潮流による電圧上昇に勝った際、電圧は末端側に向け下降する事もある。

このようなことが起こる例として、岩手-東ルートにおいて力率 1.00 運転した場合の電圧分布を図 8-39 に示す。岩手-東ルートにおいては、アクセスポイント付近において無効電力潮流が大きいため、一度電圧が下降するが、末端に向かうにつれ有効電力による影響が

勝り、電圧が上昇している。このケースにおける電圧は±5%の範囲内に収まっているが、新設送電網の構成次第では、電圧分布において一般的に懸念される電圧上昇による上限の制約だけでなく、下限の制約も考慮する必要がある。

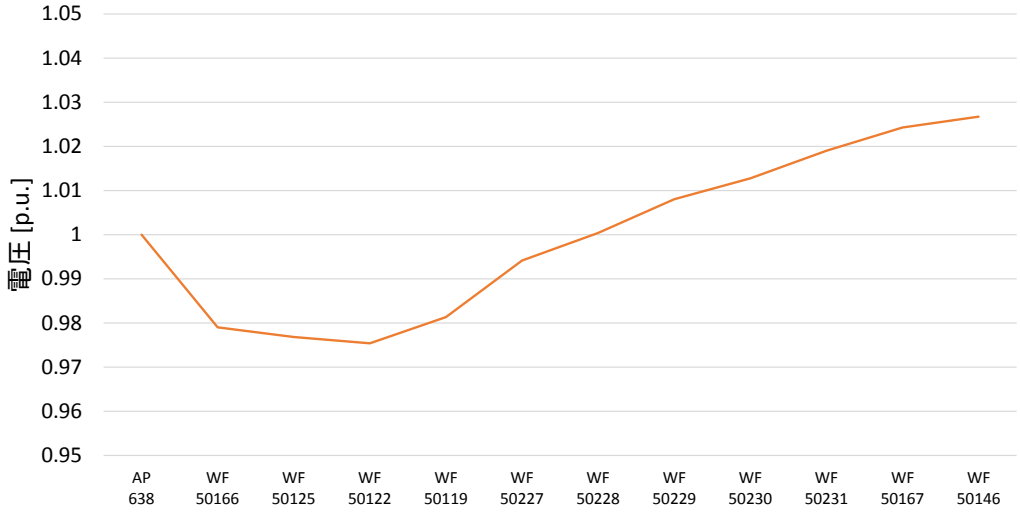

図 8-39　岩手-東ルートにおける、運転力率 1.00 とした場合の電圧分布

無効電力損失分を極力ウィンドファームで賄うことを考えなければ、無効電力補償対策を講じなければならない。また、このように電圧が上昇・下降することが考えられるため、ウィンドファームの力率を調整し電圧を調整する必要がある。

（2）　電圧一定運転に関する検討結果

新設送電網内の電圧を一定に保った場合を想定し、各ウィンドファームにおいて無効電力を出力ないし吸収させることを考える。その際の各ウィンドファームの無効電力発生量（吸収量）及び力率について検討を行った。

岩手-東ルートにおいて電圧一定運転した場合の、各ウィンドファームの力率及び無効電力出力を図 8-40 に示す。

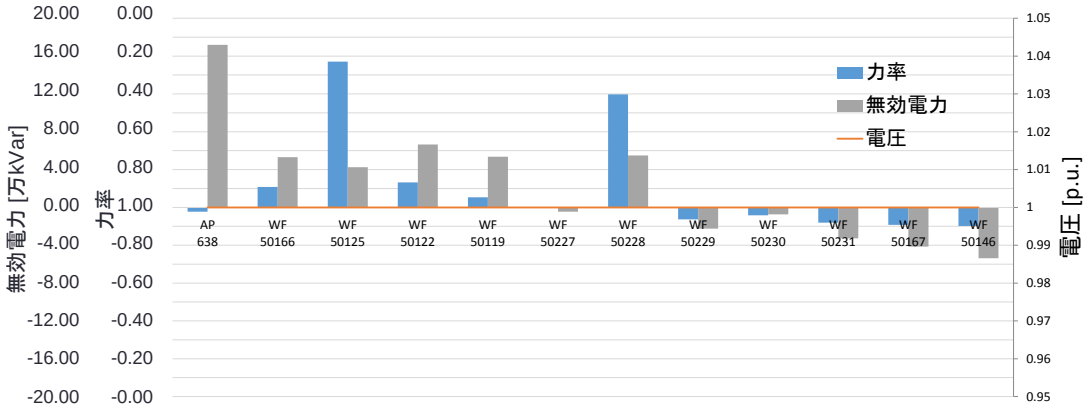

図 8-40 岩手-東ルートにおいて電圧一定運転した際の運転力率分布

50125 ノードと 50228 ノードにおいて周囲に比べ力率の悪化が突出している。双方とも有効電力出力が小さいウィンドファームであるにもかかわらず、無効電力出力を要求されたため力率が悪化している。

有効電力出力が小さいノード付近における、無効電力発生のプロセスの概要を示した図 8-41 及び表 8-31 に基づき、考察する。

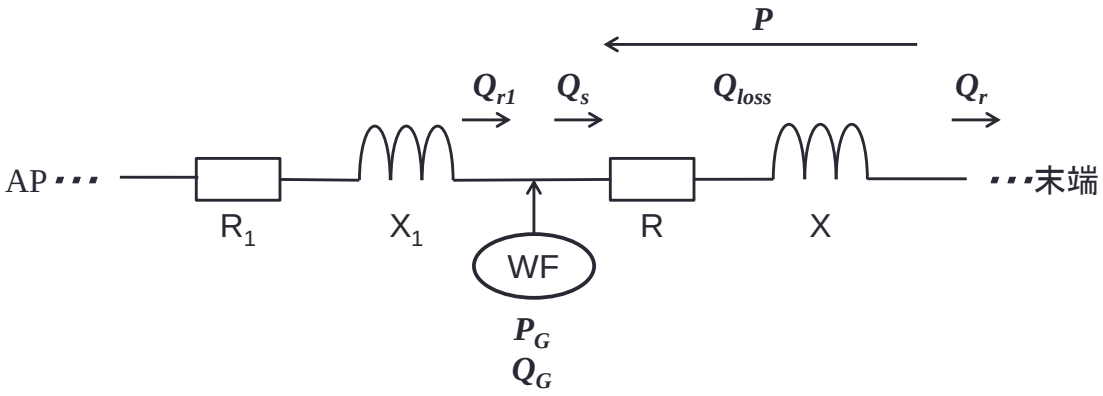

図 8-41 ウィンドファームと新設送電線の概略

表 8-31 ウィンドファームと新設送電線の概略、各値の意味合い

末端側新設送電線の末端側への到達無効電力	Q_r
WF からの送り出し無効電力	Q_s
WF への到達無効電力	Q_{r1}
WF の無効電力出力	Q_G
末端側新設送電線のインピーダンス	R, X
アクセスポイント側新設送電線のインピーダンス	R_1, X_1
新設送電線での有効電力潮流	P
末端側新設送電線での無効電力損失	Q_{loss}

送電線のインピーダンスの抵抗分とインダクタンス分の比（R/X 比）は一般的に 0.1～0.3 程度と言われており、本事業において用いている送電線種の R/X 比もその範囲内となっている。そのような場合、有効電力損失は無効電力損失よりも 1 桁程度小さい値をとることになる。このため無効電力発生のプロセスを考慮するうえで有効電力損失を無視して考えられる。また、前述のように有効電力出力が小さいウィンドファームを考えるため、有効電量出力についても無視して考える。

送電線における電圧の変化ΔV は有効電力潮流､末端側への到達無効電力及び新設送電線インピーダンスを用いて、

$$\Delta V = RP + XQ_r$$

と表される。電圧を一定に保った場合を想定しているためΔV は 0 となる。よって各到達無効電力は

$$Q_r = -\frac{R}{X}P$$

$$Q_{r1} = -\frac{R_1}{X_1}P$$

と表されることとなる。

無効電力損失について、有効電力潮流が増加した場合、その量は増加する。特に無効電力潮流が小さい場合、無効電力損失は有効電力潮流と新設送電線インピーダンスを用いて

$$Q_{loss} = XP^2$$

と表すことができる。

送り出し無効電力は到達無効電力と無効電力損失を用いて

$$Q_s = Q_r + Q_{loss}$$

と表すことができる。

ウィンドファームの無効電力出力は、WF への到達無効電力と WF からの送り出し無効電力から

$$Q_G = Q_s - Q_{r1}$$

となる。以上をまとめると、WF の無効電力出力は

$$Q_G = Q_r + Q_{loss} - Q_{r1} = \frac{R}{X}P + XP^2 - \frac{R_1}{X_1}P$$

と表すことができる。

よって、50228 ノード付近のように有効電力潮流が小さく、無効電力損失が小さい場合

$$Q_G = Q_r - Q_{r1} = \left(\frac{R}{X} - \frac{R_1}{X_1}\right)P$$

となり､前後で送電線種が切り替わり､R/X 比の差が出ることでその影響が大きく出ることとなる。

一方、50125 ノード付近のように前後で送電線種が同じだが無効電力損失が大きい場合

$$Q_G = Q_{loss}$$

となる。

図 8-42 に 50125 ノード近辺、図 8-43 に 50228 ノード近辺における各値を示す。

50125 ノード近辺では末端側の無効電力損失が大きくなり、その影響で Q_G が大きくなっている。前述の簡易計算では、$Q_G \fallingdotseq 6.63$ 万 kVar となる。50125 ノード付近では無効電力潮流が大きくなっており、その分の差は出ている。

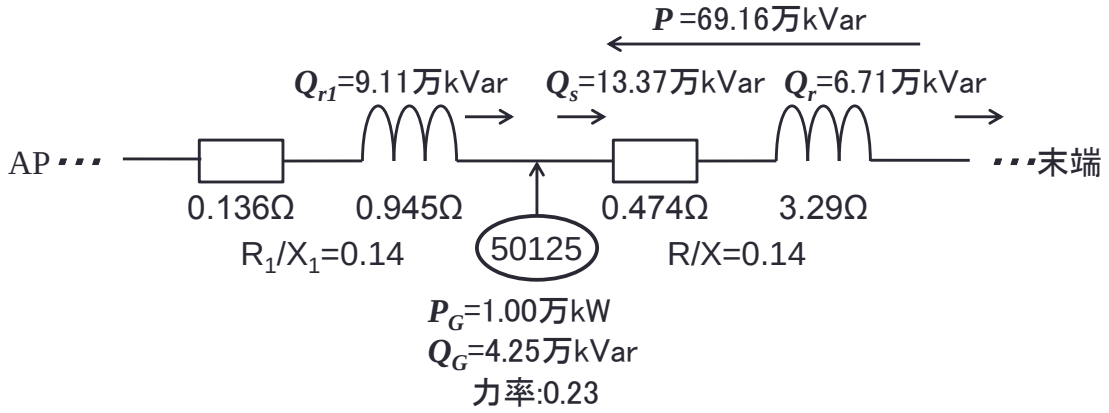

図 8-42 50125 ノード周辺の無効電力、インピーダンス

一方、50228 ノード近辺ではウィンドファーム前後での R/X 比が異なるため、その影響で Q_G が大きくなっている。前述の簡易計算では、$Q_G \fallingdotseq 5.30$ 万 kVar となっている。

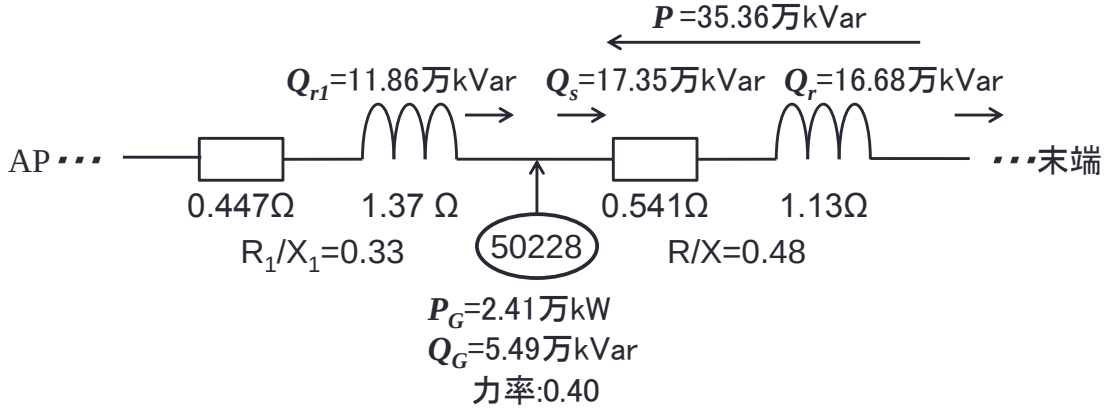

図 8-43 50228 ノード周辺の無効電力、インピーダンス

「アクセスポイント付近等で有効電力潮流が大きく、新設送電線の亘長が長いような箇所」では無効電力損失が大きくなり、その分を供給するためウィンドファームが多くの無効電力を出力することになる。

「新設送電線の線種が異なり、ウィンドファームの前後で R/X 比が異なる箇所」では、

無効電力損失が小さい場合でも電圧を保つために無効電力を送り出す必要があり、その分を供給するためウィンドファームが無効電力を出力することになる。

（3） 力率調整運転に関する検討結果

前述の力率1.00運転と電圧一定運転における問題点を整理すると図 8-44のようになる。

ウィンドファームの運転力率は無効電力補償及びノード電圧を大きく変化させ、さらに有効電力損失にも影響する。よって、ウィンドファームの運転力率調整により、ノード電圧を一般的な系統運用上で許容されている範囲内に保ちながら無効電力補償や有効電力損失を改善することを考える。電圧が±5%の範囲内に収めることを制約として、ウィンドファームの運転力率が公平性の観点から 1～±0.90 の範囲内になるよう無効電力出力を調整し、無効電力補償や有効電力損失の最小化を行った。

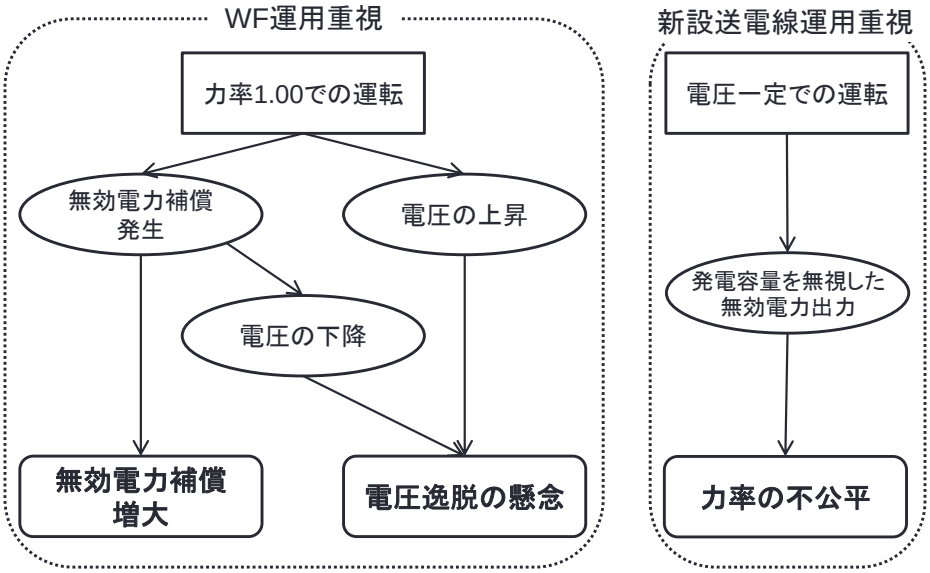

図 8-44　力率 1.00 運転と電圧一定運転により引き起こされる現象と問題点

各ウィンドファームの無効電力出力を変数として、無効電力補償や有効電力損失を目的関数、各ウィンドファームの運転力率と新設送電網内の電圧分布がそれぞれ前述の一定範囲内に収まることを制約とした最小化問題として定義し Matlab の fmincon ツールにより求解した。その結果の無効電力補償値や有効電力損失値を評価し、無効電力補償については対策の必要性を検討した。

(a) 東北電力供給エリアの評価結果

各アクセスポイントにおける力率 1.00 運転時と無効電力補償最小運転における無効電力補償及び新設送電網全体の力率を図 8-45 に示す。

無効電力補償は大きく低減することができている。新福島-南ルートにおいては無効電力

補償を 0 にすることができている。有効電力出力について最過酷ケースを想定した場合の値であることから、無効電力補償が 0 ではないルートにおいても、系統側からの力率が 1 に限りなく近い値に抑えられ、この程度でおさえられているのであれば、無効電力補償の対策として SVC 設置等の対処は不要であると考えられる。

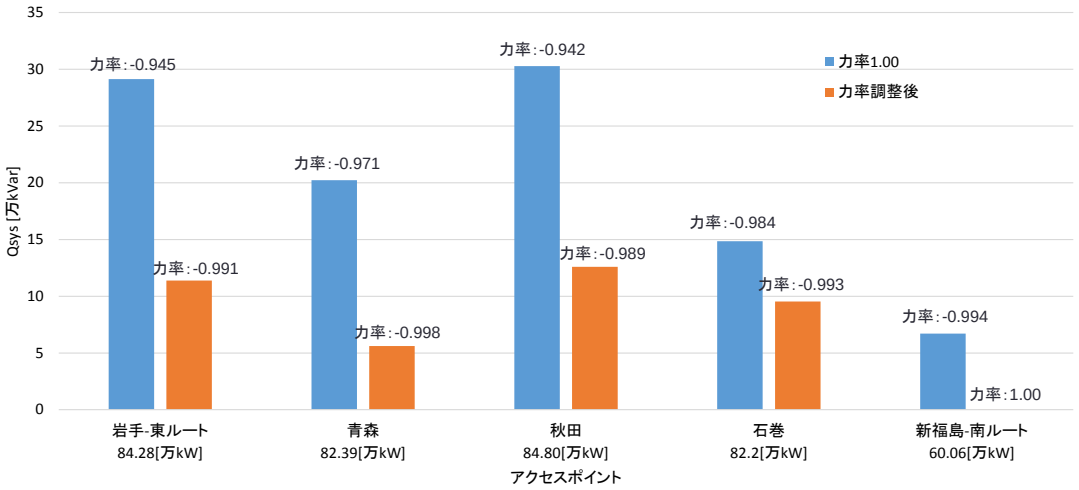

図 8-45　東北電力供給エリアにおける各アクセスポイントの無効電力補償

岩手-東ルートにおいて無効電力を最小化した際の、各ウィンドファームの運転力率、無効電力出力及び電圧分布を図 8-46 に示す。以降の結果共通の特徴として、基本的に末端側の電圧が上昇している。ウィンドファームの運転力率については電圧一定運転のような分布をしているが、力率は範囲内に抑えられ、末端の電圧が上限である 105%にほぼ近い値を取っている。

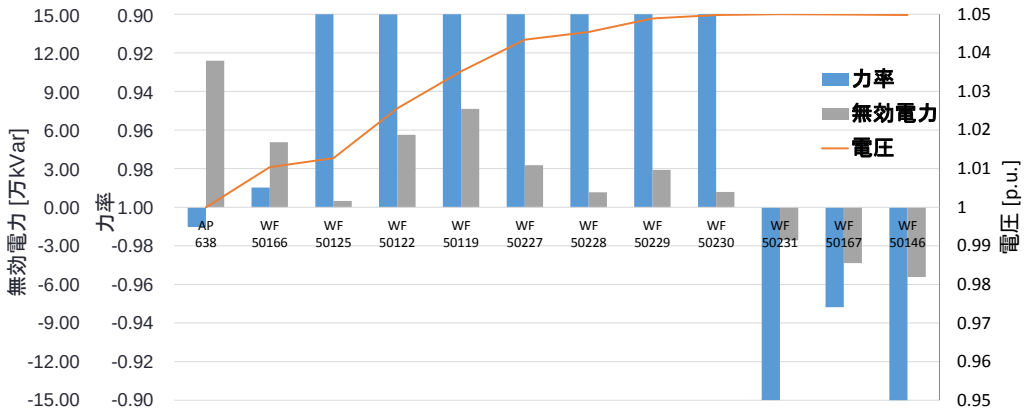

図 8-46　岩手-東ルートにおける詳細結果

新福島-南ルートにおいて無効電力を最小化した際の、各ウィンドファームの運転力率、無効電力出力及び電圧分布を図 8-47 に示す。

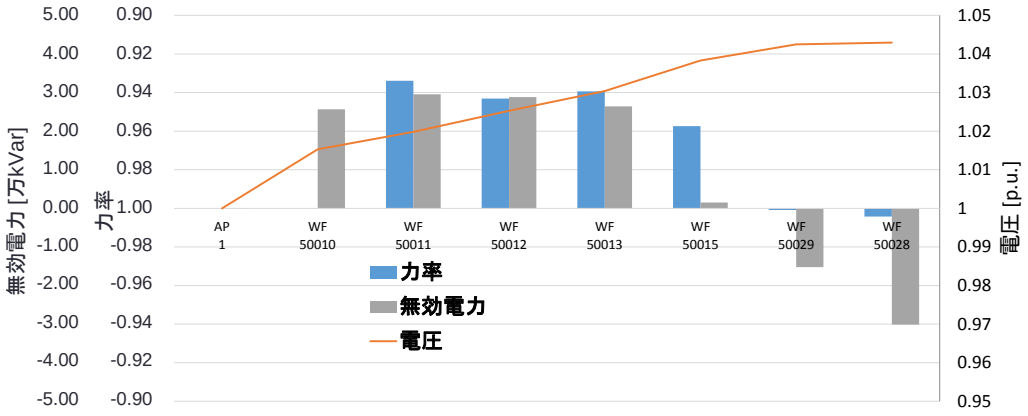

図 8-47　新福島-南ルートにおける詳細結果

(b) 北海道電力供給エリアの評価結果

北海道電力供給エリアは女満別を解析対象とする。女満別における力率 1.00 運転時と無効電力補償最小運転における無効電力補償及び新設送電網全体の力率を図 8-48 に示す。

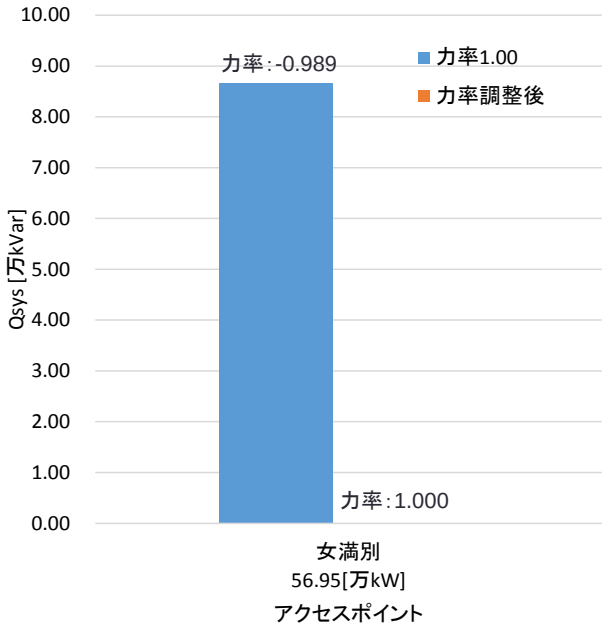

図 8-48　北海道電力供給エリアにおける無効電力補償

女満別においては、無効電力補償を 0 にすることができているので、無効電力補償の対策として SVC 設置等の対処は不要であると考えられる。

女満別において無効電力を最小化した際の各ウィンドファームの運転力率、無効電力出

力及び電圧分布を図 8-49 に示す。

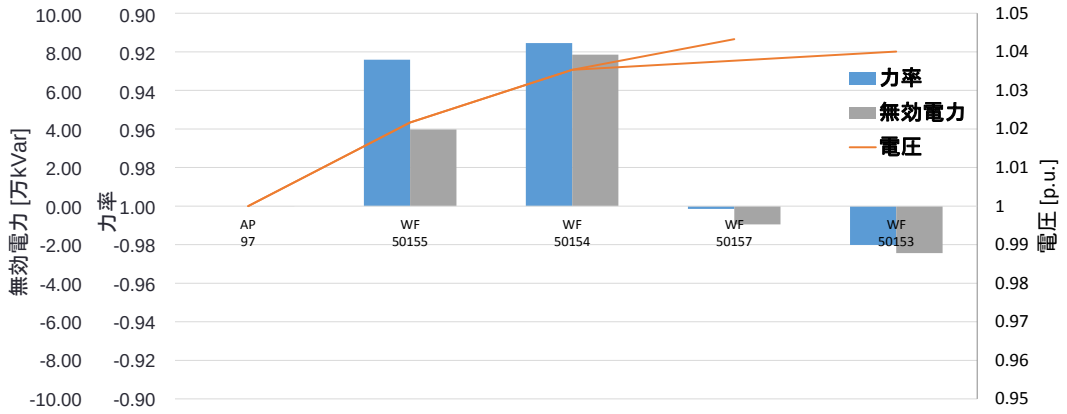

図 8-49　女満別における詳細結果

(c) 九州電力供給エリアの評価結果

各アクセスポイントにおける力率 1.00 運転時と無効電力補償最小運転における無効電力補償及び新設送電網全体の力率を図 8-50 に示す。

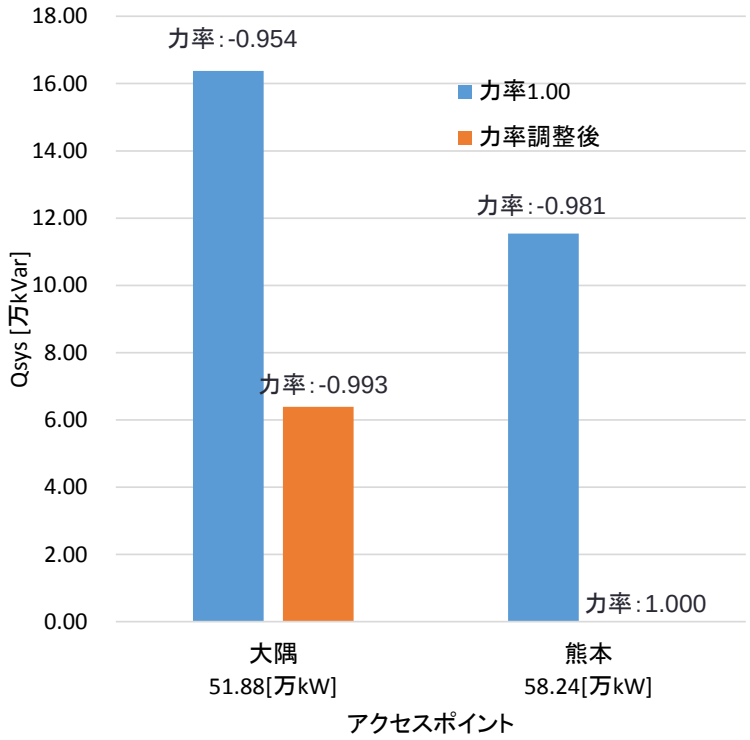

図 8-50　九州電力供給エリアにおける各アクセスポイントの無効電力補償

大隅で無効電力補償が残っている。しかし東北電力供給エリア同様に、無効電力補償の

対策として SVC 設置等の対処は不要であると考えられる。

大隅において無効電力を最小化した際の各ウィンドファームの運転力率、無効電力出力及び電圧分布を図 8-51 に示す。

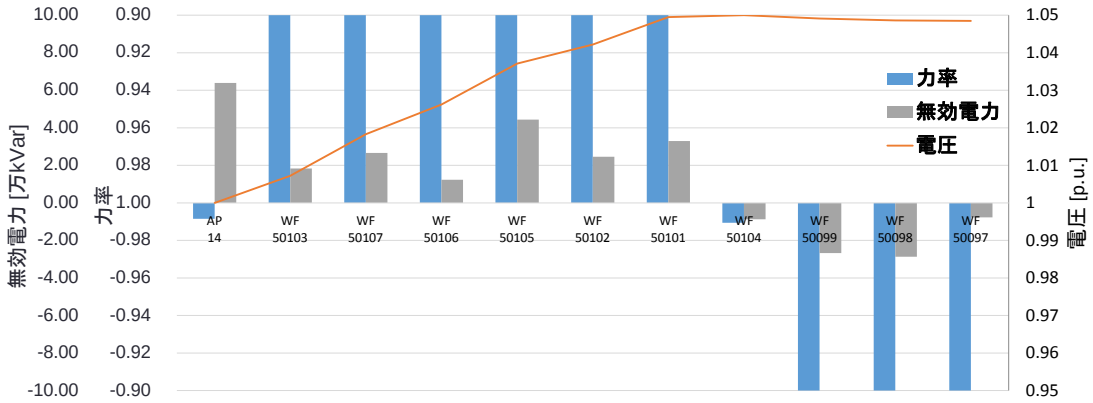

図 8-51　大隅における詳細結果

熊本において無効電力を最小化した際の各ウィンドファームの運転力率、無効電力出力及び電圧分布を図 8-52 に示す。

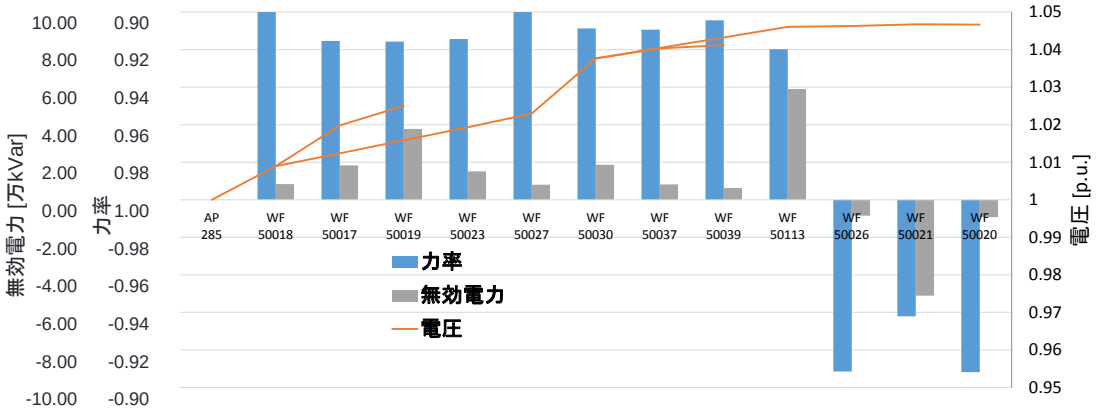

図 8-52　熊本における詳細結果

（4）　検討結果の考察

対象とした各アクセスポイントにおいて、力率 1.00 運転・電圧一定運転・力率調整運転（無効電力補償 Q_{sys} 最小化）・力率調整運転（有効電力損失 P_{loss} 最小化）の 4 ケースにおける既存系統側からの無効電力補償量を表 8-32 に示す。

力率 1.00 運転のケースでは、電圧分布に関して基準電圧の±5%以内に収まっており、許容範囲内であった。ただし、ウィンドファームが無効電力を出力しないため、既設系統側

からの無効電力補償の必要量が増加する。

電圧一定運転のケースでは、力率が制御範囲内である 1.0～±0.9 以内に収まっており、許容範囲内であった。電圧を一定に保つためにウィインドファームは無効電力を出力するが、既設系統側からの無効電力補償の必要量減少に寄与するとは限らない。

力率調整運転のケースでは、電圧分布は基準電圧の±5%以内、力率は 1.0～±0.9 以内に収まっており、いずれも許容範囲内であった。また既設系統側からの無効電力補償の必要量はほぼ 0 にすることができており、系統側からの力率が 1 に限りなく近い値に抑えられていることから､無効電力補償の対策として SVC 設置等の対処は不要であると考えられる。

既設系統側からの無効電力補償の必要量は、ウィンドファームの力率調整により大きく低減でき、新設送電線内で電圧を一定範囲内に保つため必要なすべての無効電力をウィンドファームによって賄うことが可能なケースもある。よってウィンドファームの力率を調整することは重要である。

表 8-32　各アクセスポイントの無効電力補償

電力供給エリア	アクセスポイント	ウィンドファーム一律運転		ウィンドファーム力率調整運転	
		力率 1.00 Q_{sys}[万 kVar]	電圧一定 Q_{sys}[万 kVar]	Q_{sys}最小化 Q_{sys}[万 kVar]	P_{loss}最小化 Q_{sys}[万 kVar]
東北	岩手-東ルート 84.28 万 kW	29.14	17.18	11.39	12.16
	新福島-南ルート 60.06 万 kW	6.71	13.46	0.00	-0.21
北海道	女満別 56.95 万 kW	8.66	11.49	0.00	-2.04
九州	大隅 51.88 万 kW	16.38	9.27	6.39	6.98
	熊本 58.24 万 kW	11.54	8.73	0.00	3.21

送電損失については無効電力補償算出時同様の定格出力時に加え、年間の平均送電損失率の指標を算出するために、各ウィンドファームの平均発電電力を元に計算を行った。各ウィンドファームの設備容量及び平均発電電力の設備容量比を表 8-33 に示す。

表 8-33 より、各アクセスポイントの設備容量比は以下のようになっている。

- 岩手 – 東ルート　：0.33～0.41　（平均 0.36）
- 新福島 – 南ルート　：0.34～0.42　（平均 0.37）
- 女満別　：0.29～0.35　（平均 0.33）
- 大隅　：0.29～0.36　（平均 0.33）
- 熊本　：0.07～0.29　（平均 0.19）

表 8-33　各 WF の設備容量比

電力供給エリア	アクセスポイント		WF1	WF2	WF3	WF4	WF5	WF6	WF7	WF8	WF9	WF10	WF11	WF12
東北	岩手東ルート 84.28 万 kW	設備容量［万 kW］	10.44	1.00	11.63	15.77	6.75	2.41	6.00	2.46	7.65	8.97	11.20	－
		設備容量比	0.34	0.41	0.39	0.36	0.34	0.34	0.37	0.39	0.38	0.33	0.39	－
	新福島南ルート 60.06 万 kW	設備容量［万 kW］	6.70	8.38	7.90	8.75	3.53	16.49	8.31	－	－	－	－	－
		設備容量比	0.34	0.36	0.42	0.35	0.38	0.37	0.37	－	－	－	－	－
北海道	女満別 56.95 万 kW	設備容量［万 kW］	9.60	17.86	17.54	11.95	－	－	－	－	－	－	－	－
		設備容量比	0.29	0.35	0.33	0.34	－	－	－	－	－	－	－	－
九州	大隅 51.88 万 kW	設備容量［万 kW］	3.78	5.50	2.55	9.16	5.08	6.80	5.97	5.52	5.93	1.59	－	－
		設備容量比	0.30	0.30	0.33	0.33	0.32	0.32	0.36	0.35	0.35	0.29	－	－
	熊本 58.24 万 kW	設備容量［万 kW］	1.73	4.16	8.58	3.42	1.66	4.06	1.79	1.32	13.83	1.85	13.83	2.01
		設備容量比	0.23	0.24	0.27	0.26	0.29	0.24	0.23	0.24	0.17	0.22	0.70	0.24

定格出力時及び平均出力時の送電損失を表 8-34 に示す。

表 8-34　各アクセスポイントの送電損失

（かっこ付き数値は、設備定格総発電量[定格出力時]または平均総発電量[平均出力時]をベース）

電力供給エリア	アクセスポイント	定格出力時				平均出力時			
		力率 1.00 運転	電圧一定運転	Q_{sys} 最小化運転	P_{loss} 最小化運転	力率 1.00 運転	電圧一定運転	Q_{sys} 最小化運転	P_{loss} 最小化運転
		P_{loss} ［万 kW］（[%]）	P_{loss} ［万 kW］（[%]）	P_{loss} ［万 kW］（[%]）	P_{loss} ［万 kW］（[%]）	P_{loss} ［万 kW］（[%]）	P_{loss} ［万 kW］（[%]）	P_{loss} ［万 kW］（[%]）	P_{loss} ［万 kW］（[%]）
東北	岩手東ルート 84.28 万 kW	5.65 (6.70)	5.66 (6.72)	5.25 (6.23)	5.24 (6.22)	0.73 (2.43)	0.80 (2.67)	0.74 (2.47)	0.72 (2.40)
	新福島南ルート 60.06 万 kW	2.01 (3.35)	2.27 (3.78)	2.00 (3.32)	1.98 (3.29)	0.29 (1.32)	0.32 (1.46)	0.29 (1.32)	0.29 (1.32)
北海道	女満別 56.95 万 kW	1.67 (2.93)	1.73 (3.14)	1.63 (2.86)	1.62 (2.84)	0.19 (1.02)	0.20 (1.07)	0.19 (1.02)	0.19 (1.02)
九州	大隅 51.88 万 kW	3.24 (6.25)	3.29 (6.34)	3.05 (5.88)	3.04 (5.86)	0.36 (2.15)	0.39 (2.33)	0.36 (2.15)	0.36 (2.15)
	熊本 58.24 万 kW	2.42 (4.16)	2.55 (4.38)	2.36 (4.05)	2.33 (4.00)	0.07 (0.64)	0.07 (0.64)	0.07 (0.64)	0.07 (0.64)

新設送電線網のような系統において有効電力潮流は概ね WF の出力に比例し、送電損失は有効電力潮流の 2 乗に比例する。そのため、定格出力時に比べ平均出力時は送電損失の発電出力に対する割合がかなり低減されている。

無効電力補償最小化運転では有効電力損失最小化運転に比べて、送電損失はほとんど変わらず、無効電力補償は大きく低減できている。つまりウィンドファームの運転力率を調整し既設系統側からの無効電力補償を最小化することで、送電損失もほぼ最小に抑えられる。

無効電力補償対策としても、表 8-32 に示した無効電力補償値は、すべてのウィンドファ

ームが定格出力し増大している際を想定して算出したものであり、さらに既設系統の運用（発電機の安定性をふまえた運転力率や負荷側の力率）において無効電力出力に余裕があることも多いため、SVC 設置等の無効電力補償対策は不要と考えられる。

一般的に考えた新設送電線内の電圧及び無効電力の調整手法を表 8-35 にまとめる。

表 8-35　新設送電線内の電圧及び無効電力調整手法

WF 連系点調整	特徴	問題点
力率 1.00 運転	各 WF の送出電流値が最小	送電線無効電力損失分の Q_{sys} が必要
電圧 1.00 運転	新設送電線内の電圧が安定	無効電力供給可能範囲（力率許容範囲：±0.9 以内）を超える WF が発生
無効電力補償最小化運転	電圧・力率を一定範囲許容することで無効電力補償を最小化 有効電力損失も同時に低減	必ずしも無効電力補償を 0.00 にできるわけではない 岩手 - 東ルート：29.14→11.39［万 kVar］ 新福島 - 南ルート： 6.71→ 0.00［万 kVar］
送電線補償用 SVC 設置	上記 3 ケースにおいて必要により適用	本調査で考慮したコスト（新設送電線、連系用変圧器）以外でコストが発生