

固定力率出力方式電力変換装置を用いた異電源連系
による新幹線き電システムの有効電力供給能力向上と
き電電圧の安定化に関する研究

久野村 健

固定力率出力方式電力変換装置を用いた異電源連系による 新幹線き電システムの有効電力供給能力向上とき電圧の安定化に関する研究

目 次

第1章 序論

1. 1 本研究の技術的背景	1
1. 1. 1 高速鉄道の電源設備の国際的な動向と技術的要件	
1. 1. 2 東海道新幹線の電源設備の特徴と技術的要件	
1. 1. 3 東海道新幹線におけるき電電圧降下対策用電力変換装置の導入経緯	
1. 2 本研究の必要性	8
1. 2. 1 き電回路背後インピーダンス増大への対応	
1. 2. 2 負荷の無効電力の減少と有効電力増大への対応	
1. 3 本研究で新しく提案する考え方	10
1. 3. 1 固定力率出力方式交流電圧制御によるき電システムの電圧降下補償	
1. 3. 2 き電システムにおける電力変換装置の制御器設計	

第2章 新幹線き電システムの概要とその課題

2. 1 はじめに	11
2. 2 新幹線き電システムの構成と解析上のモデル化方法	11
2. 2. 1 き電用変電所の構成と解析モデル	
2. 2. 2 電車線路設備及びき電回路の構成と解析モデル	
2. 2. 3 他励式静止形無効電力補償装置の構成と解析モデル	
2. 2. 4 自励式電力変換装置の種類及び導入目的と解析モデル	
2. 2. 5 列車負荷の特性と解析モデル	
2. 3 東海道新幹線の負荷の傾向とき電システムの課題	20
2. 3. 1 車両負荷特性の傾向	
2. 3. 2 き電用変電所の負荷の傾向	
2. 3. 3 き電システムの課題	
2. 4 き電システムの電圧降下補償	23
2. 4. 1 き電システムの簡易モデルの設定	
2. 4. 2 き電システムのP-Vカーブの特徴	
2. 4. 3 無効電力補償によるき電電圧維持の限界	
2. 5 第2章のまとめ	27

第3章 固定力率出力方式の電圧制御を行う電力変換装置の提案

3. 1 はじめに	28
3. 2 異電源からの有効電力供給による電圧降下補償の原理	28

3. 2. 1	負荷の有効電力による電圧変化	
3. 2. 2	負荷点に遅相無効電力を供給した場合の電圧変化	
3. 2. 3	電力変換装置により有効電力を供給した場合の電圧降下	
3. 3	異電源連系を行う場合の有効電力供給量の新しい決定方法	32
3. 3. 1	異電源連系を行う場合の有効電力供給の課題	
3. 3. 2	従来の有効電力供給量の決定方法	
3. 3. 3	提案する新しい有効電力供給量の決定方法	
3. 4	電力変換装置の有効電力供給量と無効電力供給量の配分	35
3. 4. 1	有効電力供給量と無効電力供給量の最適比率	
3. 4. 2	電力系統条件と電力変換装置の最適出力力率の関係	
3. 4. 3	負荷条件と電力変換装置の最適出力力率の関係	
3. 4. 4	複雑な電力供給システムにおける電力変換装置の最適出力力率算出方法	
3. 4. 5	電力変換装置の出力力率に関する考察	
3. 5	固定力率出力方式の電圧制御を行う電力変換装置の提案	45
3. 5. 1	固定力率出力方式電圧制御の概要	
3. 5. 2	EMTPによる固定力率出力方式電圧制御の有効性検証	
3. 6	第3章のまとめ	49
第4章	固定力率出力方式電圧制御のき電回路への適用可否の検討	
4. 1	はじめに	50
4. 2	新幹線き電回路への適用時の課題	50
4. 2. 1	有効電力の逆潮流防止	
4. 2. 2	負荷電流変化時のき電電圧安定性	
4. 3	有効電力の逆潮流防止	51
4. 3. 1	負荷電流の大きさと有効電力潮流の関係	
4. 3. 2	電力変換装置の電圧指令値と有効電力潮流の関係	
4. 3. 3	電圧指令値の上限値設定による電力変換装置の回生運転防止	
4. 3. 4	有効電力指令値の制限による電力変換装置の回生運転防止	
4. 4	負荷電流変化時のき電電圧安定性	57
4. 4. 1	電力変換装置の出力と電圧変化の関係	
4. 4. 2	負荷変化時の電圧制御の安定性	
4. 5	第4章のまとめ	59
第5章	新幹線き電システムの過渡特性の解析	
5. 1	き電システムの過渡特性解析の重要性	61
5. 2	き電システムの線形モデル化の必要性和手順概要	62
5. 2. 1	き電システムの線形モデル化の必要性	
5. 2. 2	き電システムの線形モデル化の手順概要	
5. 3	き電システム全体のブロック線図	62
5. 3. 1	2箇所電力変換装置があるき電システムのブロック線図	

5. 3. 2	複数箇所に電力変換装置があるき電システムのブロック線図	
5. 4	電力変換装置の出力に対するき電電圧応答特性の伝達関数	64
5. 4. 1	き電電圧応答の伝達関数算出方法の概要	
5. 4. 2	き電電圧応答の解析条件	
5. 4. 3	き電電圧応答の関数近似	
5. 5	き電システムの回路実現	70
5. 5. 1	き電電圧応答部分の回路実現	
5. 5. 2	スロープ付比例積分制御の回路実現	
5. 5. 3	1次遅れ制御の回路実現	
5. 5. 4	き電システム全体の回路実現	
5. 6	き電システムの状態空間表現と極の算出	75
5. 6. 1	回路実現をもとにした連立1次方程式の算出	
5. 6. 2	き電システムの状態空間表現	
5. 6. 3	き電システムの極の算出	
5. 7	き電システムの極算出結果のEMTPによる検証	79
5. 8	第5章のまとめ	80
第6章 新幹線き電システムに適用する電力変換装置の電圧制御設計		
6. 1	はじめに	82
6. 2	電力変換装置の制御器設計評価の基本的考え方	82
6. 2. 1	電力変換装置の制御器設計の全体構成	
6. 2. 2	き電電圧の応答速度に関する評価	
6. 2. 3	き電電圧の安定性に関する評価	
6. 2. 4	電圧制御器の制御定数の有効評価範囲	
6. 3	列車負荷電流変化によるき電電圧変化のモデル作成	85
6. 3. 1	列車負荷電流変化の設定の考え方	
6. 3. 2	列車負荷電流変化時のき電電圧変化の解析	
6. 3. 3	き電電圧変化の関数近似	
6. 3. 4	解析手法の妥当性検証	
6. 4	電力変換装置の制御器設計の評価関数の定義	91
6. 4. 1	き電電圧の応答速度に関する評価関数の定義	
6. 4. 2	き電電圧の安定性に関する評価関数の定義	
6. 4. 3	電力変換装置の制御器設計の評価関数の定義	
6. 5	電力変換装置の制御器設計の評価値の算出事例	92
6. 5. 1	き電電圧の応答速度に関する評価値の算出	
6. 5. 2	き電電圧の安定性に関する評価値の算出	
6. 6	電力変換装置の電圧制御の制御器設計の評価事例	93
6. 6. 1	スロープ付比例積分制御の比例ゲインによる評価	
6. 6. 2	スロープ付比例積分制御の積分ゲインによる評価	
6. 6. 3	スロープ付比例積分制御のスロープリアクタンスによる評価	

6. 6. 4	1次遅れ制御のゲインによる評価	
6. 6. 5	1次遅れ制御の時定数による評価	
6. 6. 6	評価結果のEMTPによる検証	
6. 7	第6章のまとめ	99
第7章	東海道新幹線の電圧降下対策適用事例における提案手法の優位性検証	
7. 1	はじめに	100
7. 2	東海道新幹線電圧降下対策事例の電力系統条件と負荷条件	100
7. 2. 1	電力系統条件	
7. 2. 2	負荷条件	
7. 3	対策適用事例における電圧制御の制御器設計	103
7. 3. 1	有効電力供給の必要性検証	
7. 3. 2	EFC出力力率の決定	
7. 3. 3	き電回路の線形モデル化	
7. 3. 4	電圧外乱の関数近似	
7. 3. 5	EFC電圧制御の制御定数の決定	
7. 3. 6	函南SPのSVC電圧制御の制御定数の決定	
7. 3. 7	EMTPによる電圧制御の制御器設計の検証	
7. 4	第7章のまとめ	118
第8章	固定力率出力方式電圧制御を行う電力変換装置の製作と試験	
8. 1	はじめに	119
8. 2	静止形周波数変換装置の製作	119
8. 2. 1	静止形周波数変換装置の定格諸元	
8. 2. 2	静止形周波数変換装置の主回路構成	
8. 2. 3	ミニモデル試験による基本性能の確認	
8. 3	列車走行試験による検証	125
8. 3. 1	列車走行試験の概要	
8. 3. 2	列車走行試験の試験結果	
8. 4	第8章のまとめ	127
第9章	結論	
9. 1	本研究の成果	128
9. 2	今後の課題	131
謝辞		
付録		
1	固定力率出力電圧制御を行う電力変換装置の出力と電力系統の電圧分布の関係検証	133
1. 1	はじめに	

1. 2	電力変換装置の出力力率と電圧分布	
1. 3	電力変換装置の電圧指令値の設定と電圧分布	
1. 4	まとめ	
2	新幹線き電システムの過渡特性を1次遅れシステムで近似することの妥当性検証	137
2. 1	はじめに	
2. 2	き電電圧応答の関数近似	
2. 3	極配置の算出結果	
2. 4	まとめ	
3	電圧制御器設計の評価関数へのコスト評価適用	142
3. 1	はじめに	
3. 2	コスト評価を組み込んだ評価関数の定義	
3. 3	評価値算出事例	
3. 4	まとめ	
参考文献	150
研究業績	154

第1章 序論

1.1 本研究の技術的背景

はじめに、本研究で取り扱う新幹線の電源設備に適用する電力変換装置の技術的背景として、東海道新幹線の電源設備の特徴と技術的要件、東海道新幹線における電力変換装置の導入目的及びき電電圧降下対策用電力変換装置の導入経緯事例について述べる。

1.1.1 高速鉄道の電源設備の国際的な動向と技術的要件

東海道新幹線の電源設備の特徴及び技術的要件を述べる前に、まず、高速鉄道の電源設備の国際的な動向と技術的要件について整理する。

(1) 高速鉄道の電源設備の国際的な動向

東海道新幹線を含む国内外の高速鉄道の変電所の受電電圧、変電所間隔、AT (Auto-Transformer：単巻変圧器) 間隔について、表1.1.1にまとめた^{[1]-[17]}。

表1.1.1 高速鉄道の電源設備の国際的な動向^{[1]-[17]}

高速鉄道名	受電電圧 (kV)	変電所間隔(km)	AT 間隔 (km)	記事
東海道新幹線	77, 154	20, 40	10	
山陽新幹線	220, 275	50	10	
東北新幹線	154, 275	45	10	延長き電時電圧降下対策用自励式 SVC あり
上越新幹線	154, 275	45	10	
北陸新幹線	275	80	10	
九州新幹線	220	45	10	
韓国 KTX	154	50	10	
台湾高速鉄道	161	50	10	
中国高速鉄道	220	60	10~15	
TGV	225, 400	70	15	大西洋線の一部 90 kV 受電
ICE	単相 110	25	—	16.7 Hz, 直接き電方式
イタリア	132, 150	50	10~15	
スペイン	132, 220, 230, 400	60	10~15	一部, 直接き電方式
イギリス CTRL	400	30	5	延長き電時電圧降下対策用他励式 SVC あり

SVC : Static Var Compensator (静止形無効電力補償装置)

表1.1.1に示すとおり、東海道新幹線以外の高速鉄道では154 kV以上の電圧での受電が主流となっており、200 kVを超える超高压での受電変電所も多い。このため、受電送電線部分での電圧降下が大きくなる設備となっている。また、き電電圧降下対策用の電力変換装置を設置しているのは、東北新幹線と英仏海峡トンネル線のみであり、しかも1変電所がき電不能となった場合の延長き電用として使われている。ドイツICEの電源設備は専用の単相110 kVの送電網が整備されており、並列き電(複数のき電用変

電所で1き電回路をき電すること)が可能な構成となっていて、き電電圧降下が大きくなりえない電源設備となっている。

(2) 高速鉄道の電源設備の技術的要件

東海道新幹線を含む国内外の高速鉄道の技術的要件として、列車1編成の最大出力、線区最高速度、列車2本間の時隔、列車3本間の時隔、通常き電時1き電区間に線在線する可能性のある列車本数(いずれも2012年8月現在)について、表1.1.2にまとめた^{[1]-[19]}。

表1.1.2 高速鉄道の電源設備の技術的要件(2012年8月現在)^{[1]-[19]}

高速鉄道名	列車1編成 最大出力 (MW)	線区最高 速度(km/h)	列車時隔(分)		1き電区間 在線列車本数 (通常き電時上下計)
			2本	3本	
東海道新幹線	17.08	270	2	5	6
山陽新幹線	17.08	300	4	10	4
東北・上越新幹線	9.96	300	4	8	4
九州新幹線	9.76	300	3	10	4
韓国 KTX	13.56	300	5	20	4
台湾高速鉄道	10.26	300	3	18	4
中国高速鉄道	9.6	350	10	20	2
TGV	9.28	320	3	18	4
ICE	9.6	300	3	18	4
イタリア	8.8	300	1	15	4
スペイン	8.8	300	5	30	4
イギリス CTRL	12.2	300	3	10	4

列車1編成の最大出力は、東海道新幹線以外では山陽新幹線を走行するN700系電車(16両編成)が最も大きい。N700系電車は、東海道新幹線と直通運転を行っているため、後述する東海道新幹線と同じ条件となる。線区最高速度は東海道新幹線以外のどの高速鉄道も300km/h以上となっているが、列車1編成の最大出力は山陽新幹線と比べて抑えられている。これは、N700系電車の最大加速度が他の高速鉄道の車両よりも大きく設定されているためと思われる。N700系電車の最大加速度が大きく設定されている理由は後述する。

また、列車時隔については、2本の間隔はどの高速鉄道も大差ないが、3本の間隔となると、日本の新幹線が10分以下と頻度が高く設定されていることがわかる。イギリスの海峡トンネル線は日本の新幹線に近い時隔に設定されているが、それ以外は15分~30分の設定間隔となっている。

1き電区間(通常き電時の上下線)に在線する可能のある列車本数は、表1.1.1に記述した変電所間隔と列車時隔とから算定した。東海道新幹線は6本、中国高速鉄道は2本、それら以外は4本という結果となった。この本数と列車1編成の最大出力とから、1き電区間の合計の列車最大出力が算出できる。算出にあたっては、1き電区間の

在線列車本数のうち、上下各1本（計2本）は力行中を想定して最大出力を消費し、残りは等速走行を想定して最大出力の1/2を消費するものと仮定する。算定結果を表1.1.3に示す。高速鉄道の電源設備の技術的要件として、表1.1.3に示した1き電区間あたりの列車最大出力を実現できることが必要となる。

表1.1.3 1き電区間の合計の列車最大出力

高速鉄道名	1き電区間合計 列車最大出力 (MW)
東海道新幹線	68.32
山陽新幹線	51.24
東北・上越新幹線	29.88
九州新幹線	29.28
韓国 KTX	40.68
台湾高速鉄道	30.78
中国高速鉄道	19.2
TGV	27.84
ICE	28.8
イタリア	26.4
スペイン	26.4
イギリス CTRL	36.6

1.1.2 東海道新幹線の電源設備の特徴と技術的要件

(1) 東海道新幹線の電源設備の特徴

東海道新幹線の電源設備は、1964年の開業当初のものから、輸送力の整備に伴い増強されてきた。輸送力の増強に合わせ、電源変電所の変更や強化、回転形周波数変換装置の増設、き電用変圧器の増設などの増強工事が実施されてきた。1964年の開業当初は1時間あたり2本のダイヤ設定であったこともあり、開業当初から154kV受電変電所であった岩淵変電所を除き、他の24箇所の変電所はすべて77kV受電の変電所として設計された。岩淵変電所も電源変電所から約34kmの送電線を経て受電しており、電源インピーダンスは大きい。

その後、東海道新幹線の電源設備は2009年までに三期に分けて増強工事が実施されたが、1990年から着手された第一期の電源設備増強工事にて、清水変電所及び新高塚変電所が154kV受電の変電所として新設され、2005年から着手された第三期の電源設備増強工事にて、新磐田変電所が改良され、154kV受電に昇圧された。しかし、2012年8月現在においても、18箇所のき電用変電所が77kVの受電となっている。

また、東海道新幹線は太平洋ベルト地帯の人口密集地を縦貫しているため、154kV以上の送電線をき電用変電所まで建設することや、変電所用地を拡大して受電設備を昇圧する改良工事を行うことが極めて困難であるという事情もある。

このように、海外の高速鉄道や日本国内の他の新幹線と比較して、受電電圧が77kV

と低いこと、そのため、き電用変電所から見た電源側のインピーダンスが大きいことが東海道新幹線の電源設備の特徴である。

(2) 東海道新幹線の電源設備の技術的要件

列車1編成の最大出力は、表1. 1. 2に示すとおり、国内外の高速鉄道中最も大きい。これはN700系電車の加速性能を従来の電車より大きく向上させたためである。2012年8月現在、東海道新幹線は1時間最大でのぞみ10本ダイヤを設定しており、輸送人員は世界一となっている。列車間隔を詰め、列車本数を増やすためには、駅発車後の力行時にできるだけ早く最高速度に達して、後続の列車に追いつかれないようにすることが必要となる。このためN700系電車は加速性能を向上させた。

また、列車本数を多くすることで、表1. 1. 2に示すとおり列車の時隔も短くなっている。列車3本の時隔が5分であり、他の高速鉄道と比較すると差が顕著である。このため、通常き電時の1き電区間に在線する列車本数は6本と他の高速鉄道には見られない本数となっている。これにより1き電区間合計の列車出力は68.32 MWと世界最大となる。

この東海道新幹線の1き電区間合計の列車出力をもとに、他の高速鉄道のき電回路の「使用率」を算出する。「使用率」は以下の仮定及び定義により算出する。

- ・東海道新幹線の1き電区間合計の列車出力68.32 MWを実現できる限界のき電回路を沼津変電所き電点と仮定する。つまり、東海道新幹線のき電回路の「使用率」は、沼津変電所のき電点において最大の100%となると仮定する。沼津変電所のき電点短絡インピーダンスは7.42% (10 MVA ベースのパーセントインピーダンス) であり、実際の1き電区間合計の実現限界列車出力からは1割程度余裕があるが、厳しい条件で設定する。
- ・1き電区間合計の実現限界列車出力は、き電末端の短絡インピーダンスに反比例すると仮定する。
- ・他の高速鉄道のうち、132 kV～161 kVの特別高圧受電の変電所の電源インピーダンスは、東海道新幹線の岩淵変電所の電源インピーダンスと同等と仮定し、変電所のき電点の短絡インピーダンスを4.78%とする。
- ・他の高速鉄道のうち、220 kV～400 kVの超高圧受電の変電所の電源インピーダンスは、山陽新幹線の新六甲変電所の電源インピーダンスと同等と仮定し、変電所のき電点の短絡インピーダンスを1.17%とする。
- ・き電回路のインピーダンスは東海道新幹線のき電回路インピーダンスと同等と仮定する。ただし、定格電圧の異なる高速鉄道は、パーセントインピーダンスへの換算時に補正する。
- ・使用率＝現在の1き電区間合計の列車出力／1き電区間合計の実現限界列車出力 と定義する。

この「使用率」を比較することにより、東海道新幹線のき電回路が国内外の他の高速鉄道に比べていかに有効電力供給限界に近い領域で運転されているかを示すとともに、さらに高密度な輸送を行う場合には、有効電力供給限界そのものを引き上げる対策が必要となる状況であることを示す。

他の高速鉄道の1き電区間合計の実現限界列車出力と使用率の算出結果をまとめて

表 1. 1. 4 に示す。なお、ドイツ ICE は 16.7 Hz の低周波き電を採用していることと、専用送電網を整備することにより並列き電が可能となっていることから、算出対象から除外した。

表 1. 1. 4 1 き電区間合計実現限界列車出力と使用率

高速鉄道名	77 kV 受電変電所		132 kV～161 kV 受電変電所		220 kV～400 kV 受電変電所	
	1 き電区間 合計実現可能 列車出力(MW)	使用率 (%)	1 き電区間 合計実現可能 列車出力(MW)	使用率 (%)	1 き電区間 合計実現可能 列車出力(MW)	使用率 (%)
東海道新幹線	68.32	100.0	69.0	99.0	—	—
山陽新幹線	—	—	—	—	126.1	40.6
東北・上越新幹線	—	—	69.2	43.2	135.5	22.1
九州新幹線	—	—	—	—	135.5	21.6
韓国 KTX	—	—	57.2	71.1	—	—
台湾高速鉄道	—	—	66.5	46.3	—	—
中国高速鉄道	—	—	—	—	83.0	23.1
TGV	—	—	—	—	73.0	38.1
ICE	—	—	—	—	—	—
イタリア	—	—	57.2	46.2	—	—
スペイン	—	—	52.3	50.5	83.0	31.8
イギリス CTRL	—	—	—	—	139.7	26.2

韓国 KTX は 70 % を超える使用率となっており、受電送電線の長さによってはき電電圧降下対策用電力変換装置の設置が必要となりつつある状況と考えられる。有効電力供給限界に対しては、どの高速鉄道も相当の余裕があるということがわかる。したがって、有効電力供給限界に対して列車負荷電力が逼迫してきているということは、国際的に見ても東海道新幹線特有の事情であるということが出来る。

1. 1. 3 東海道新幹線におけるき電電圧降下対策用電力変換装置の導入経緯

東海道新幹線では、前項で説明したように有効電力供給限界に対して列車負荷電力が逼迫してきているが、このような状況に近づくにつれてき電電圧降下が顕著となり、電力変換装置により無効電力を補償することによりき電電圧降下対策を実施してきた。以下に、東海道新幹線におけるき電電圧降下対策用電力変換装置の導入経緯の概要を述べる。

(1) AT き電方式へのき電方式変更に伴う電力補償装置導入^[20]

東海道新幹線の AT き電方式へのき電方式変更工事は 1986 年から 1991 年にかけて施工された。当時は 0 系車両や 100 系車両といった負荷力率の低い車両が走行していたことと、AT き電方式の導入に伴いき電距離が約 20km 前後に延伸されたことにより、き電電圧の降下が問題となる区間があった。このため、き電電圧降下補償を目的として、き電母線に接続する SVC を導入した。き電方式変更工事に伴うき電電圧降下対策としての

SVC 導入箇所を表 1. 1. 5 に示す。

表 1. 1. 5 き電方式変更工事におけるき電電圧降下対策の SVC

設置箇所	装置種別	装置容量	運転開始年
焼津SS	SVC(单相)	M 座 30MVA T 座 30MVA	1990
新磐田SS	SVC(单相)	M 座 30MVA T 座 30MVA	1990

SS:substation

これらの SVC は他励式 SVC であり、電力コンデンサとサイリスタ制御変圧器 (TCT : Thyristor Controlled Transformer) を組み合わせた構成となっている。当初の制御方式は、焼津変電所の SVC が電圧制御、新磐田変電所の SVC が無効電力補償制御であった。

(2) 速度向上に伴う電力補償装置導入

東海道新幹線では、1992 年 3 月に 300 系車両が営業運転開始となり、最高速度がそれまでの 220km/h から 270km/h に引き上げられた。新幹線へのインバータ制御車の初の導入に伴い電源設備にも種々の対策が必要となったが、き電電圧降下補償もその課題の一つであった。

300 系車両の速度向上に伴い、前後の 100 系車両などの速度向上していない編成が速度向上した編成を避けるため、局地的にダイヤの密度にひずみが生じ、これまでより列車 1 本から 2 本分の負荷電力が増える変電所が出てくるようになった。これにより、列車の負荷点電圧が規定値を下回ることが想定されたため、单相き電回路側に SVC を新設してき電電圧補償を実施した^[21]。

また、この当時は、SVC を電圧制御で作動させると負荷の無効電力を計測しなくても運転できることに着目し、き電区分所にも SVC を導入した。き電区分所に SVC を設置すると、き電用変電所とき電区分所間の单相き電回路の電圧降下も補償でき、列車負荷点電圧を規定値以上に保つために必要な SVC の設備容量を、変電所に SVC を設置する場合に比べて軽減できるメリットがある。表 1. 1. 6 に速度向上に伴うき電電圧降下補償用として導入した SVC を示す。なお、速度向上対策の一環として導入した SVC は、AT き電化工事で導入した单相 SVC と同じく、電力コンデンサと TCT を組み合わせた他励式 SVC であった。

表 1. 1. 6 速度向上時のき電電圧降下補償用 SVC

設置箇所	装置種別	装置容量	運転開始年
鴨宮SS	SVC(単相)	M 座 50MVA T 座 35MVA	1992
熱海SS	SVC(単相)	M 座 35MVA	1992
函南SP	SVC(単相)	東京方面 35MVA 大阪方面 35MVA	1991
沼津SS	SVC(単相)	M 座 35MVA	1991
安倍川SP	SVC(単相)	大阪方面 10MVA	1996
天竜川SP	SVC(単相)	東京方面 10MVA	1996
新居町SP	SVC(単相)	大阪方面 25MVA	1991
西小坂井SP	SVC(単相)	東京方面 10MVA	1996
羽島SS	SVC(単相)	M 座 35MVA	1991
新関ヶ原SP	SVC(単相)	東京方面 20MVA	1991
五個荘SP	SVC(単相)	大阪方面 35MVA	1991
東山SP	SVC(単相)	東京方面 35MVA 大阪方面 30MVA	1991 1991
新大阪SS	SVC(単相)	30MVA	1992

SP:sectioning post

(3) 電源設備増強工事に伴う電力変換装置導入

東海道新幹線では、前述した三期にわたる電源設備増強工事において、き電電圧降下補償や電源電圧変動抑制等の目的で電力変換装置を導入してきている。第三期電源増強工事では、き電電圧降下補償の必要な箇所への対策工事を実施している。き電電圧降下補償を行うためには、き電回路に対し遅相無効電力の供給を行う^(注)ことが必要となる。速度向上対策として導入した他励式 SVC は、電力コンデンサと TCT の組み合わせで構成されることから、補償の必要がないときに TCT が最大の通電となり、電力損失も最大となる。き電電圧降下補償が必要な負荷電力の大きさは、列車起動時の短時間に発生することから、電力コンデンサと TCT の組み合わせの他励式 SVC では、電力損失が大きいという欠点がある。このため、第三期電源設備増強工事では、き電電圧降下対策として自励式の無効電力補償装置を採用することとした。

装置の形式としては、新幹線における単相の自励式無効電力補償装置として既に東北新幹線に導入実績のあった^[22]き電側電力融通方式電力補償装置（以下、RPC：Railway static Power Conditioner）を採用した。図 1. 1. 1 に東海道新幹線における RPC の主回路結線図を示す。

第三期電源設備増強工事において、き電電圧降下対策用の電力補償装置の新設が必要な箇所と装置容量は表 1. 1. 7 のとおりである。

第三期電源設備増強工事で導入する RPC の電力半導体素子には、GCT（ゲート転流形ターンオフサイリスタ：Gate Commutated Turn-off thyristor）または IGBT を採用し、電力損失の軽減を図っている。また、3 レベルインバータの採用やインバータの等価パルス数の向上により出力の高調波を軽減し、高調波フィルタの省略を実現している。

(注) 電力システムにおける無効電力に関する一般的な呼び方に準拠し、本論文においても、ある点に並列リアクトルを接続することを「遅相無効電力を消費する」とし、逆に、並列コンデンサを接続することを「遅相無効電力を供給する」と定義する。

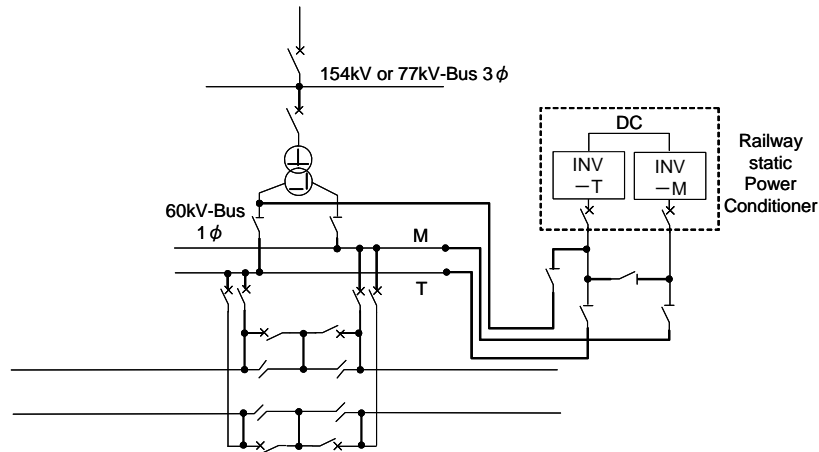


図 1. 1. 1 東海道新幹線における RPC の主回路結線図

表 1. 1. 7 第三期電源設備増強におけるき電電圧降下対策用電力補償装置新設箇所

設置箇所	装置種別	装置容量
清水SS	RPC	20MVA (10MVA×2)
新菊川SS	RPC	35MVA (17.5MVA×2)
安城SS	RPC	20MVA (10MVA×2)
新枇杷島SS	RPC	No.1 25MVA (12.5MVA×2) No.2 35MVA (17.5MVA×2)
栗東SS	RPC	50MVA (25MVA×2)

1. 2 本研究の必要性

大きいき電回路背後インピーダンスへの対応及び負荷の無効電力減少と有効電力増大への対応の二点から、本研究の必要性について以下に述べる。

1. 2. 1 き電回路背後インピーダンス増大への対応

前節でも述べたように、東海道新幹線では、車両軽量化の必要性から全線の電源周波数を 60Hz で統一しており、富士川以東の区間では周波数変換が必要となる。周波数変換変電所は建設コストもかかり、用地も広大なものが必要となるため、き電用変電所 3 箇所程度分を集約し、自社送電線にて周波数変換後の電力をき電用変電所に供給する形態をとっている。周波数変換区間における新幹線のき電回路形態の一般例を図 1. 2. 1 に示す。

図 1. 2. 1 に示すとおり、周波数変換変電所からき電用変電所 3 箇所に送電しているため、送電線が長距離となる。また、富士川以西のできるだけ富士川に近い位置の電源変電所からき電用変電所に受電し、周波数境界付近のき電回路をカバーすることも考えられるが、富士川以西の周波数境界付近においては大口の電力需要家が少ないという事情もあり、適当な電源変電所が存在しない。

以上より, 50Hz 区間または 60Hz 区間のどちらに電源変電所を求める場合であっても, 負荷からみたき電回路背後インピーダンスは他のき電回路よりも大きくなってしまいうという事情がある。

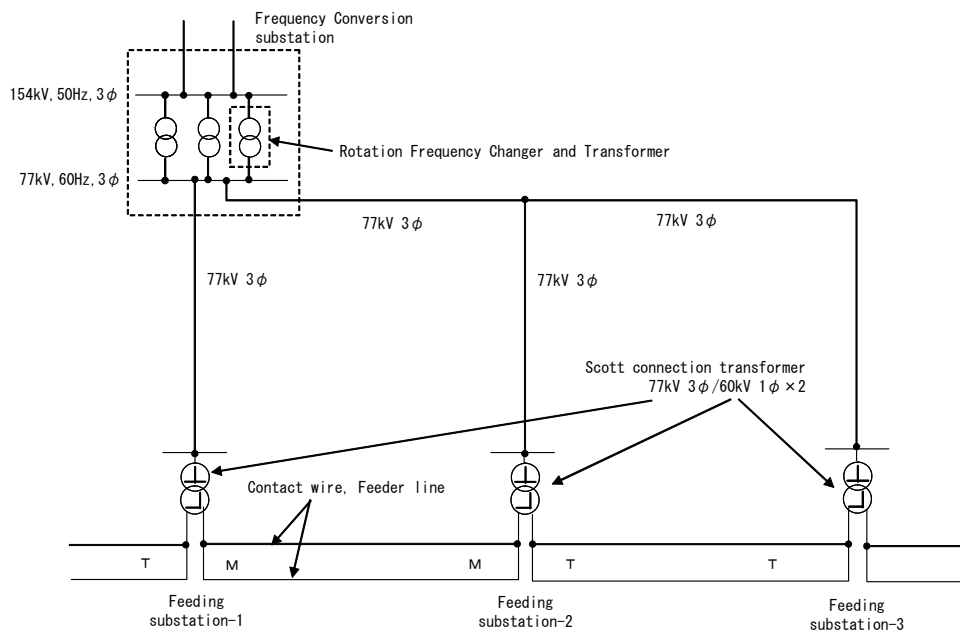


図 1. 2. 1 周波数変換区間におけるき電回路形態例

また, 東海道新幹線は太平洋ベルト地帯の人工密集地を縦貫することから, 送電線や変電所を新規に建設することが難しい。他の高速鉄道において, 将来, 電源設備を増強する必要が生じて, 市街地等の制約により送電線や変電所を新規に建設することが困難な場合が想定される。このような場合, 電源変電所から長距離送電を行い, 変電所建設が可能な位置まで送電する必要が生じ, 結果的にき電回路の背後インピーダンスが大きくなることが想定される。東海道新幹線でも, 電源変電所から長距離送電線により受電している既設変電所のき電システムに電力変換装置を導入することで, 結果的に短期間で, コストを抑えたかたちで電源設備増強を達成した事例がある。

1. 2. 2 負荷の無効電力減少と有効電力増大への対応

東海道新幹線では, 1992 年 3 月に初のインバータ制御車となる 300 系車両が営業運転開始となった。以降, インバータ制御車の占める割合が増加し, 2003 年 9 月には営業運転車両はすべてインバータ制御車となった。

インバータ制御車では, 車載のコンバータの入力力率を 1 に制御しているため, 負荷点における無効電力は原理的に発生しない。このため, サイリスタ位相制御車である 100 系車両が走行していたときと比較して, き電用変電所の無効電力は大幅に減少した。

また, 車両の軽量化や空力特性の改善により, 一定時間における車両の消費電力は減少している。これに伴い, ある一定時間で見た変電所の負荷電力も減少しており, き電用変圧器や送電線といった比較的熱時定数の大きな設備は, 容量が限界に達する懸念が比較的少なくなってきた。

一方, 車両の最高速度の向上や加速性能の向上に伴い, 短時間で見た場合の列車負荷

電力は増大する傾向にある。これに伴い、電源電圧変動やき電電圧変動といった瞬時の負荷変動に影響される事象については、その課題が顕著になりつつある。電源増強の内容が、き電用変圧器の増設や電源強化といった内容から、電力補償装置の設置といった内容に変わってきているのは、この影響が表れている結果といえる。

以上により、新幹線車両の推移の観点からも、電力変換装置の重要性はますます高まりつつある状況にあるといえる。

1. 3 本研究で新しく提案する考え方

前節で述べた本研究の社会的必要性を踏まえ、本研究で新しく提案する電力変換装置の制御および制御設計に関する新しい考え方について、その概要を以下に述べる。

1. 3. 1 固定力率出力方式交流電圧制御によるき電システムの電圧降下補償

短時間で見た場合の負荷電力が増大した結果、顕著となってきたき電電圧変動については、以前のような負荷の無効電力に起因する電圧変動とは異なり、無効電力補償による交流電圧制御だけでは対策できない場合が想定される。このため、有効電力供給も合わせて行うことが必要とされる。

従来の有効電力供給量の決定方法では、その電力系統における全負荷量を計測し、その計測結果から算出される電力変換装置の必要有効電力供給量を電力変換装置に伝達しなければならない。

上記の方法によらない新しい有効電力供給量決定方法として、交流電圧制御の一環として有効電力供給量を算出し、無効電力と合わせて固定力率出力として電力変換装置の出力を制御し、き電電圧を維持する方法が考えられる。本研究では、そのようなシステムを提案する。

1. 3. 2 き電システムにおける電力変換装置の制御器設計

電力変換装置の設置が必要なき電回路では、負荷電力の変化に対するき電電圧の変動が大きいことが想定され、交流電圧制御を行う電力変換装置の安定運転が難しくなる。特に、有効電力供給も必要となるき電回路においてはこの傾向が強く、固定力率出力方式の交流電圧制御を行う電力変換装置の制御器設計には、見通しのよい制御器設計方法が不可欠となる。

本研究では、電力変換装置を含めたき電システム全体の状態方程式の算出方法と、これに基づいた電力変換装置の交流電圧制御の安定で適正な応答速さを実現する制御器設計を行う方法を提案する。そして、固定力率出力方式交流電圧制御を行う電力変換装置の優位性を実証する。

第2章 新幹線き電システムの概要とその課題

2.1 はじめに

新幹線の高密度なダイヤを実現するための重要な役割を担う電力補償装置の設計を行うとき、列車負荷電流を含めた新幹線電源設備のシステム全体の解析を行い、定常状態及び列車負荷電流変化時の過渡現象時において、所定の電力品質を確保できることを事前に確認することが必要となる。

本章では、まず、本論文が対象とする新幹線の電源設備について概要を述べるとともに、それぞれの設備の解析上のモデル化方法について明らかにする。

また、高密度ダイヤを実現している東海道新幹線の電源設備が有する課題と、その解決方法としての電力補償装置の必要性について述べる。

2.2 新幹線き電システムの構成と解析上のモデル化方法

本節では、日本の新幹線鉄道のみ電システム構成の概要を述べ、合わせて東海道新幹線のみ電システム構成について説明するとともに、解析上のモデル化方法について述べる。

2.2.1 き電用変電所の構成と解析モデル

(1) き電用変電所の構成

新幹線鉄道のみ電用変電所は、一般電気事業者あるいは自社送電網から三相特別高圧の受電を行い、変形ウッドブリッジ結線変圧器またはスコット結線変圧器にて単相変換し、電車線路設備へ電力供給している^{[23][24]}。電気鉄道においては電車線路設備へ電力供給することを「き電」と称しているため、以下、この「き電」という用語を用いることとする。

東海道新幹線の一般的なき電用変電所の単線結線図の例を図2.2.1に示す。

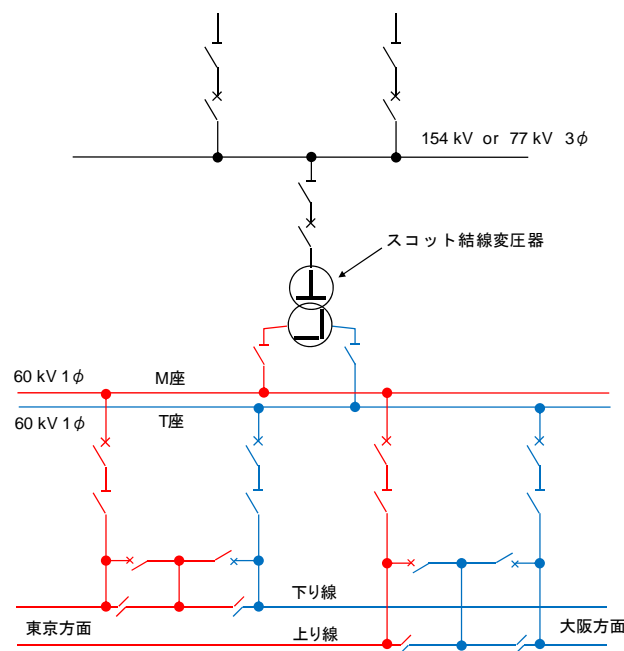


図2.2.1 東海道新幹線の標準的なき電用変電所の単線結線図の例

170 kV 以上の超高压で受電する場合は中性点の直接接地が必要となるため、単相への変換には変形ウッドブリッジ結線変圧器が用いられているが、東海道新幹線はき電用変電所の用地が狭隘であるため受電電圧は 154 kV または 77 kV であり、中性点直接接地を行わないことから、単相変換にはスコット結線変圧器を用いている。

また、日本の新幹線では、単相変換を行った後、M座、T座を方面別に分けてき電する方面別き電方式が一般的であり、変電所直下及び隣接のき電用変電所との電源境界において、電源が切り替わる。日本の新幹線では列車が力行のままでも電源切替を行うことのできるよう、き電用変電所及びき電区分所に電源切替設備を設けている。

図 2. 2. 2 に電源切替設備の構成を示す。列車が中間セクションに完全に進入したことを軌道回路で検知し、その検知情報をき電用変電所やき電区分所に送信することで、中間セクションに供給する電源を切り替える仕組みである。例えば、図 2. 2. 2 において下り線の間中間セクションを列車が通過する場合、列車が中間セクションに進入前の待機状態では、切替用開閉器 A を閉合、切替用開閉器 B を開放としておく。列車が中間セクションに完全に進入したことを軌道回路で検知したとき、切替用開閉器 A を開放、ついで、一定時限後に切替用開閉器 B を閉合する。次に列車が中間セクションから完全に抜けたことを軌道回路で検知したとき、切替用開閉器 A 及び B を元の待機状態に戻すという仕組みである。

このように、電源切替設備による電源切替の仕組みにおいては、列車が力行のまま中間セクションを通過可能としているため、列車の力行電流が電源切替設備で遮断され、き電用変電所の負荷電流がステップ状に変化することも生じることとなる。

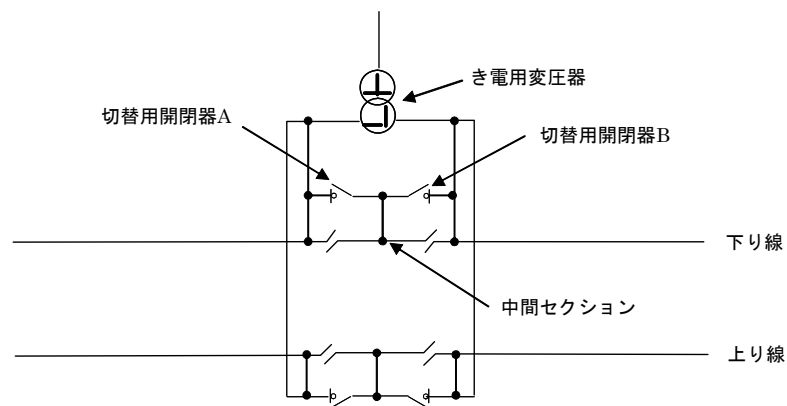


図 2. 2. 2 電源切替設備の構成

(2) き電用変電所電源部分のモデル化^{[25][26]}

新幹線き電システムに電力変換装置を設置する場合には、既設の他励式 SVC や自励式 SVC との協調運転は十分に検証しておかなくてはならない。これらの装置を解析で模擬する場合に複雑にモデル化すると、計算時間が膨大になる。そこで、電力系統解析に広く用いられている EMTP (Electro-Magnetic Transient Program) にて計算可能とすることを目標として、新幹線き電システムの各部及び列車負荷をモデル化することを考え、以下に回路の個々の部分のモデル化方法について述べていく。なお、負荷変化時の過渡応答で予想される数百 ms オーダーの過渡現象が充分解析可能なように、EMTP における

計算刻み時間を $40\mu\text{s}$ とすることを前提とする。

電源変電所（周波数変換区間は周波数変換変電所）及び送電線からなるき電用変電所の電源部分は、図 2. 2. 3 のように、三相電圧源と三相インピーダンス（RLC 回路）とで構成する。

電源変電所の三相変圧器は、EMTP に用意されている変圧器モデルではなく、インピーダンスで模擬することとする。周波数変換区間は RFC が電源変電所に存在するが、RFC については電圧源と過渡リアクタンスで模擬し、詳細な回転機のモデルは用いないこととする。

また、EMTP には送電線の詳細モデルも用意されているが、解析目的がサージ電圧や高調波解析などの送電線模擬の正確さが求められる解析ではないため、通常の RLC 回路で模擬することとする。なお、高調波解析や変圧器の励磁突入電流発生時の解析に影響があるものの、き電電圧の解析には影響がないと考えられる送電線の対地静電容量は、無視して計算を行うこととする。

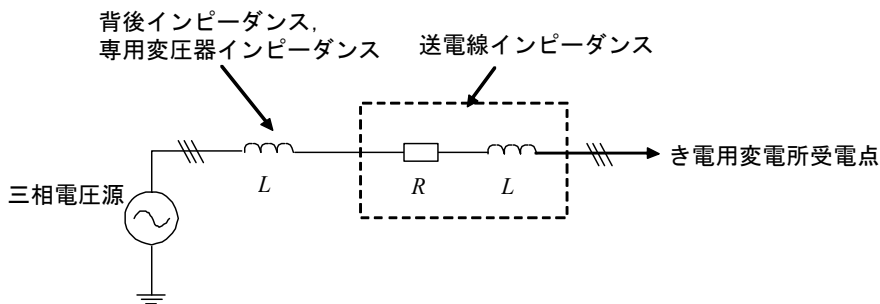


図 2. 2. 3 き電用変電所の電源部分の解析モデル

（3）き電用変圧器のモデル化

EMTP には標準でスコット結線変圧器のモデルが用意されていないため、単相変圧器のモデルを用いてスコット結線変圧器のモデルを自作する必要がある。スコット結線変圧器は M 座、T 座で結線方法が異なるため、それぞれの座でモデルを構成する。

図 2. 2. 4 にスコット結線変圧器の M 座の EMTP 解析モデルを示す。スコット結線変圧器の M 座の一次回路は三相側の U 相と W 相に接続されている。この U-W 相間に対し、二次巻線を配置することで M 座回路を構成している。変圧比は前述のように回生による電圧上昇対策として変圧器一次タップを上げているため、77kV 受電箇所は 80.5/60、154kV 受電箇所は 161/60 とする。東海道新幹線のき電用変圧器は三巻線スコット変圧器を採用しており、二次側単相回路から中性線を引き出せる構造としているため、EMTP のモデルもこれに準じ、単相変圧器モデルを二つ使い、それぞれの二次巻線を直列接続することによりモデルを構成することとする。また、変圧器のインピーダンスはそれぞれの変圧器に配分し、全体として M 座巻線のインピーダンスに等しくなるようモデルを構成する。

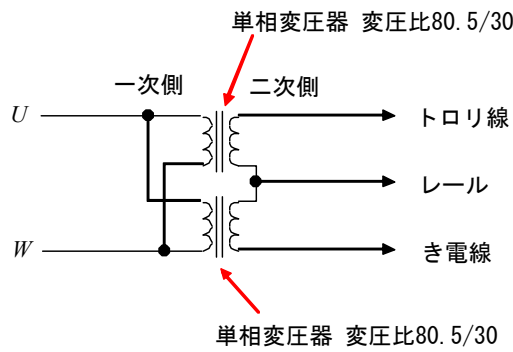


図 2. 2. 4 スコット結線変圧器M座巻線のモデル化 (77kV 受電)

次に、スコット結線変圧器のT座の EMTP 解析モデルを図 2. 2. 5 に示す。スコット結線変圧器のT座の一次回路は三相側の V 相と U-W 相の midpoint に接続されている。この一次巻線に対し、二次巻線を配置することでT座回路を構成している。変圧比は前述のように回生による電圧上昇対策として変圧器一次タップを上げているため、77 kV 受電箇所は $(80.5 \times \sqrt{3}/2)/60$ 、154 kV 受電箇所は $(161 \times \sqrt{3}/2)/60$ とする。M座と同じく二次側単相回路から中性線を引き出せる構造とするため、単相変圧器モデルを二つ用い、それぞれの二次巻線を直列接続することによりモデルを構成することとする。また、変圧器のインピーダンスはそれぞれの変圧器に配分し、全体としてT座巻線のインピーダンスに等しくなるようモデルを構築する。

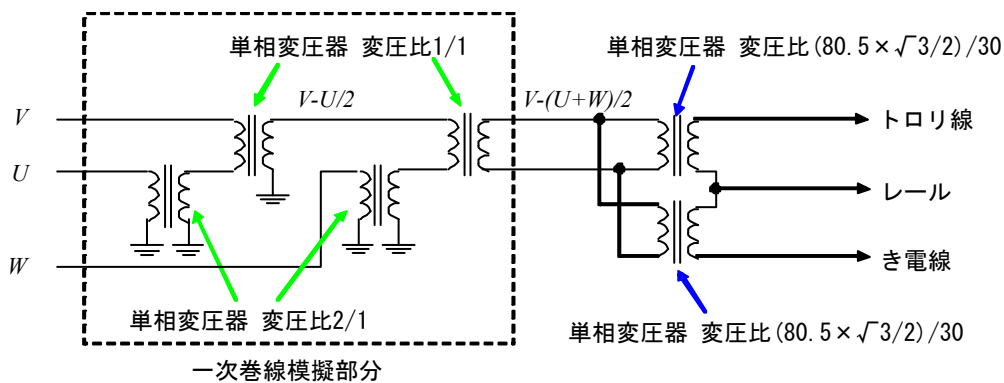


図 2. 2. 5 スコット結線変圧器T座巻線のモデル化 (77 kV 受電)

2. 2. 2 電車線路設備及びき電回路の構成と解析モデル

(1) 電車線路設備及びき電回路の構成

新幹線の電車線路設備は列車のパンタグラフと接触するトロリ線、中性線にあたるレール（保護線と電氣的に接続）、き電線より構成される。図 2. 2. 6 に電車線路設備の模式図を示す。

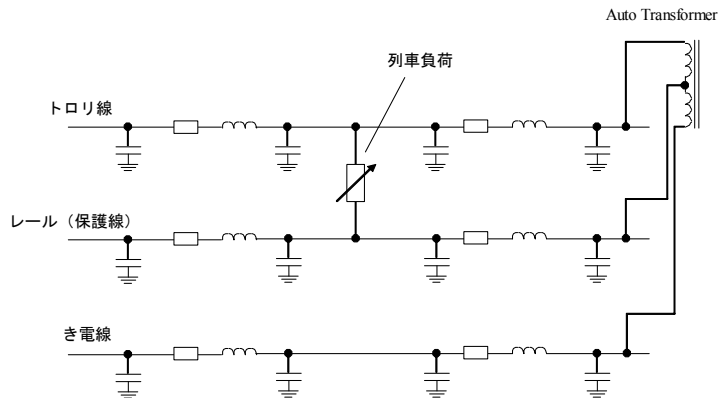


図 2. 2. 6 電車線路設備の模式図

トロリ線，レール，き電線は約 10km ごとに設置されている単巻変圧器（AT：Auto Transformer）に接続され，このき電方式は AT き電方式と呼ばれている。列車にはトロリ線レール間の電圧が印加されることとなり，この電圧がいわゆる「電車線電圧」であるが，東海道新幹線では標準 25000V，最高 30000V と規定されている^[27]。レールき電線間も最高 30000V であり，したがって，トロリ線き電線間は最高 60000V となる。

トロリ線，レール，き電線は，それぞれ，抵抗，リアクタンス，対地静電容量からなる分布定数として模擬することが現実のき電回路に近いとされている^[28]。対地静電容量は，き電回路の高調波特性の分析を行うときは正確に模擬しなければならないが，き電電圧の実効値の変動など商用周波数域の現象を扱うときは，無視してもほとんど解析結果に影響を与えない^[24]。このため，以降の解析においては，電車線路の対地静電容量を無視することとする。

東海道新幹線では，車両の回生電力が発生したときの電車線電圧を抑制するため，き電用変電所のスコット結線変圧器の一次側タップを標準タップより高くし，変圧比を 161kV/60kV または 80.5kV/60kV（M座の場合）として運用している。したがって，標準電圧を受電した場合の二次側単相の無負荷電圧は，約 57.4kV（電車線電圧で約 28.7kV）となる。

また，日本の新幹線のき電回路全体の構成としては，標準的には図 2. 2. 7 に示す構成となっている^{[23][24]}。

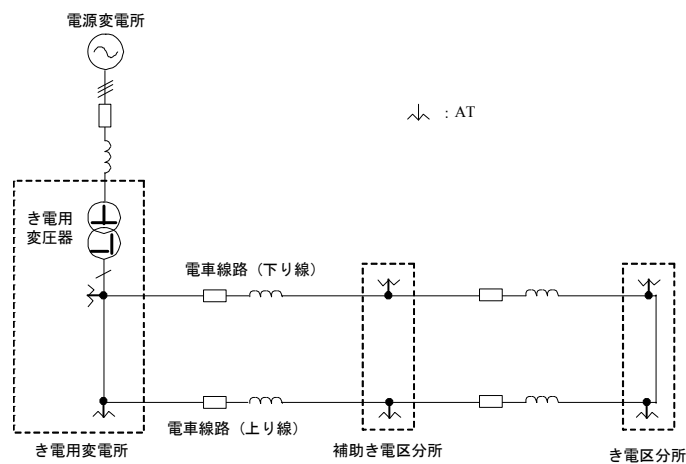


図 2. 2. 7 電車線路設備の模式図

き電回路はその末端となるき電区分所において上下線を接続して運用しており，並列回路として合成インピーダンスを下げ，電車線路の電圧降下を抑制している。

(2) き電回路のモデル化

き電回路のうち，トロリ線，レール，き電線の電車線路設備部分は，RLCの集中定数回路で模擬を行う。前述のように，高調波特性の解析を行う場合は，対地静電容量を考慮した集中定数回路で模擬することが実際に近い解析が可能であるが，電力補償装置のき電電圧制御面での設計を行うことが本研究のテーマであるため，集中定数回路で模擬することとした。しかし，トロリ線，レール，き電線の自己インピーダンスのみ考慮して計算すると，実際のき電電圧より厳しい結果となることが過去の計算事例からわかっているため，トロリ線レール間，レールき電線間，き電線トロリ線間の相互インピーダンスも考慮して解析することとする。

ATは，EMTPの単相変圧器モデルで模擬を行う。

以上より，電車線路設備及びき電回路のモデルを図2.2.8のようにする。

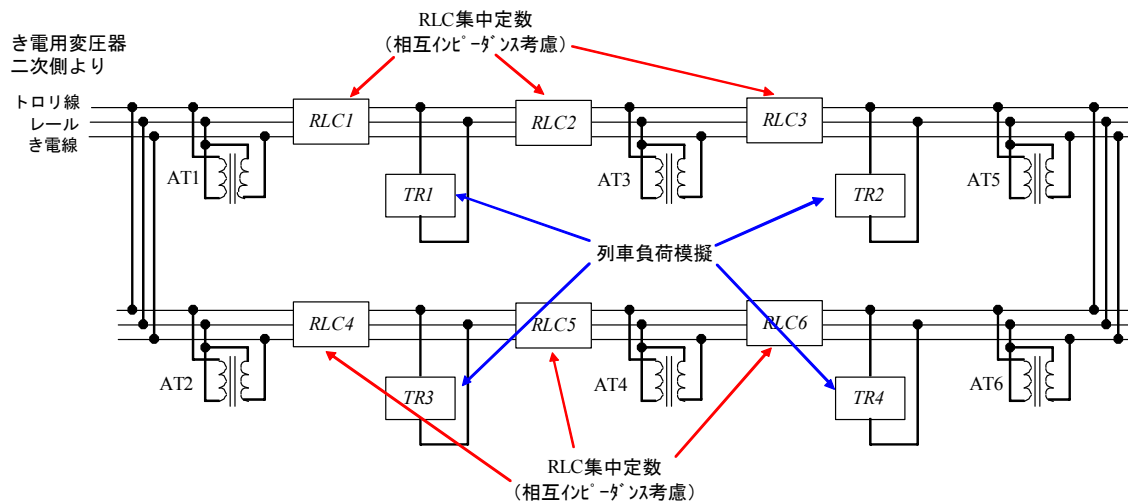


図2.2.8 き電回路のモデル

2.2.3 他励式静止形無効電力補償装置の構成と解析モデル

(1) 他励式静止形無効電力補償装置の構成

交流き電回路では，無限大母線から列車負荷点電圧までのインピーダンスにおけるリアクタンスの割合が大きいため，列車の負荷力率が低いほどき電電圧が降下する。このため，負荷力率が0.8程度で低いサイリスタ位相制御車の負荷電力が増大したとき，き電電圧の降下対策が必要となる場合がある。このように，列車の負荷力率に起因する無効電力が主原因となるき電電圧降下に対しては，き電用変電所での静止形無効電力補償装置（以下，SVC）（Static Var Compensator）による無効電力補償が有効な対策となる。

東海道新幹線の他励式SVCは，電力コンデンサとサイリスタ位相制御変圧器（TCT：Thyristor Controlled Transformer）を組み合わせた構成となっている。設置当初の制御方式は無効電力補償制御としていたが，インバータ制御車が主流になり負荷力率が高くなったことに伴い，すべて交流電圧制御方式に変更している。

このため，新たにき電電圧の制御を目的とした電力補償装置を導入する場合，これら

の他励式 SVC との協調運転を考慮しなければならないといった課題がある。

(2) 他励式 SVC のモデル化

東海道新幹線に設備されている他励式 SVC は、前述のように電力コンデンサと TCT をき電回路のトロリ線レール間に並列に接続する構成となっている。電力コンデンサは EMTP のキャパシタモデルを使用し、TCT はリアクトルと制御電圧源で模擬することとする。解析目的が電圧実効値の過渡現象解析であり高調波解析は不要であることから、逆並列サイリスタによる位相制御は模擬しない。他励式 SVC の模擬回路は図 2. 2. 9 のようになる。

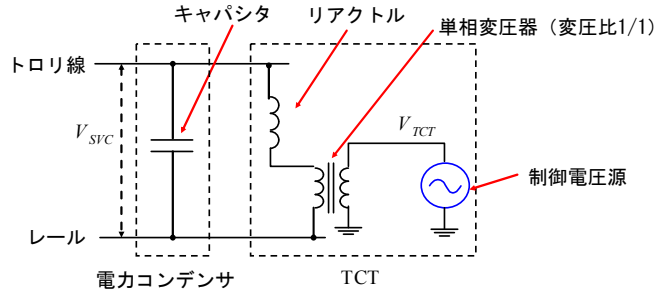


図 2. 2. 9 他励式 SVC の模擬回路

また、他励式 SVC 接続点のトロリ線レール間電圧を V_{SVC} 、制御電圧源の電圧 V_{TCT} とすると、他励式 SVC の無効電力出力 Q_{SVC} [pu] は、次式(2.2.1)で表すことができる。

$$Q_{SVC} = \frac{V_{TCT}}{V_{SVC}} \quad \dots(2.2.1)$$

他励式 SVC は交流電圧制御により消費する進相無効電力を制御しているが、図 2. 2. 10 のブロック線図により V_{TCT} を制御することで、他励式 SVC の交流電圧制御器を模擬することとする。ここで、 V_{max} は交流電圧制御の上限電圧指令値、 V_{min} は交流電圧制御の下限電圧指令値、 Q_{refTCT} は TCT の出力指令値[pu]を表す。

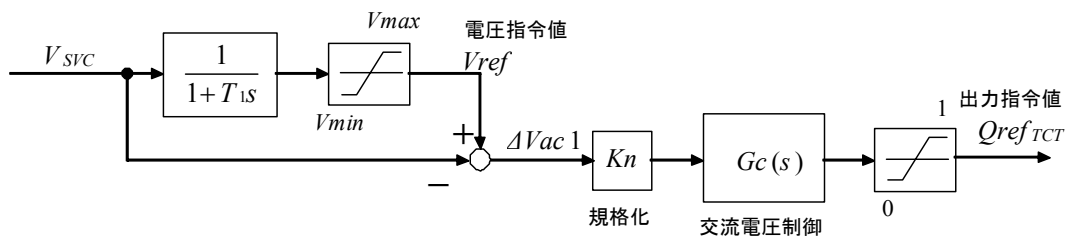


図 2. 2. 10 他励式 SVC モデルの交流電圧制御器のブロック線図

図 2. 2. 10 のブロック線図により Q_{refTCT} が計算されると、次式(2.2.2)により与えるべき V_{TCT} が計算できるので、これを制御電圧源として模擬する。

$$V_{TCT} = V_{SVC}(1 - Q_{refTCT}) \quad \dots(2.2.2)$$

2. 2. 4 自励式電力変換装置の種類及び導入目的と解析モデル

(1) 自励式電力変換装置の種類及び導入目的

東海道新幹線における自励式電力変換装置の導入例は、自励式 SVC、網島周波数変換変電所への静止形周波数変換装置 (EFC : Electronic Frequency Converter)、き電側電力融通方式電力補償装置 (RPC : Railway static Power Conditioner) がある。

自励式 SVC の導入目的は、電源電圧変動抑制と富士川以東の周波数変換区間に設置されている回転形周波数変換装置 (RFC : Rotary Frequency Changer) の逆相電力抑制対策である。自励式 SVC は、いずれの導入目的の場合においても、逆相電力補償制御と正相の無効電力補償制御を行っている。このため、自励式 SVC の制御が与えるき電電圧への影響は大きい。したがって、自励式 SVC が関係するき電系統に新たに電力補償装置を設置する場合は、協調運転を考慮しなければならない。

網島 FC の EFC は、RFC との負荷分担比率を、総合指令所からの給電指令によらず、自律して決定する制御を有している^[29]。負荷分担のモードは RFC 優先と EFC 優先の二つのモードがあるが、通常は、RFC の負荷軽減のため、EFC 優先モードで運用している。EFC と RFC の負荷分担率により電源インピーダンスが変化するが、電源インピーダンスは送電線や電車線路のインピーダンスに比べれば小さいため、EFC の制御がき電電圧に与える影響は小さく、仮に網島周波数変換変電所の送電する区間に新たに電力補償装置を設置することとなっても、き電電圧維持面での協調運転の課題は少ないといえることができる。

RPC の導入目的は、き電用変電所がき電不能状態となったとき、隣接のき電用変電所から延長き電する場合におけるき電末端での電圧降下補償であるが、通常の状態では、RPC は M 座 T 座間の有効電力の平衡化とそれぞれの座における無効電力補償の制御を行っている。有効電力平衡化制御、無効電力補償制御、交流電圧制御のいずれの場合においてもき電電圧へ与える影響は大きい。したがって、RPC が関係するき電系統に新たに電力補償装置を設置する場合においても、協調運転の考慮は不可欠となる。

(2) 自励式 SVC のモデル化

自励式 SVC は直流コンデンサを共有した三相インバータにより構成され、逆相電力及び無効電力の補償を行う。インバータそのものを模擬することは複雑になることと、解析目的が電圧実効値の過渡解析でありインバータが発生する高調波を解析することが不要であることから、制御電流源を三相それぞれに配置することで模擬することとする。

2. 2. 5 列車負荷の特性と解析モデル

新幹線の列車負荷は、パンタグラフ点電圧が一定値以上の領域で定電力特性を示す。このため、車載のコンバータが定格電流に達するまでは電力指令値を満足するよう、定電力特性の負荷としてモデル化する。列車が加速し終わり、均衡速度に達したときの電力指令値領域を想定した負荷特性を図 2. 2. 1 1 に、列車が力行途中で最大出力領域に達することを想定した電力指令値領域の負荷特性を図 2. 2. 1 2 に示す。

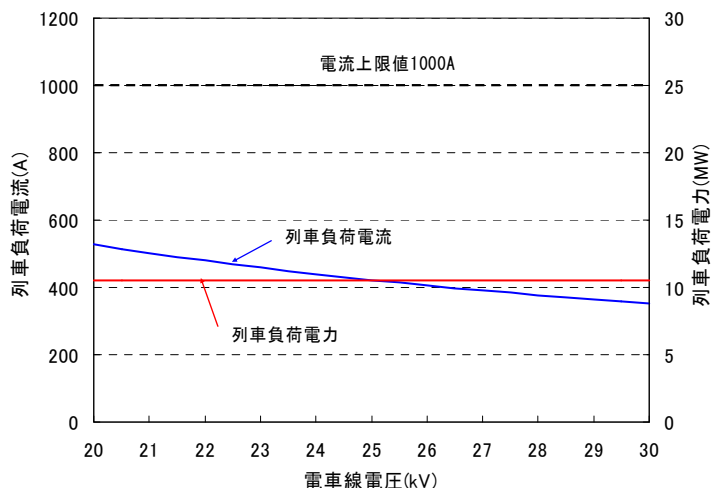


図 2. 2. 1 1 列車負荷モデルの出力特性（均衡速度到達時）

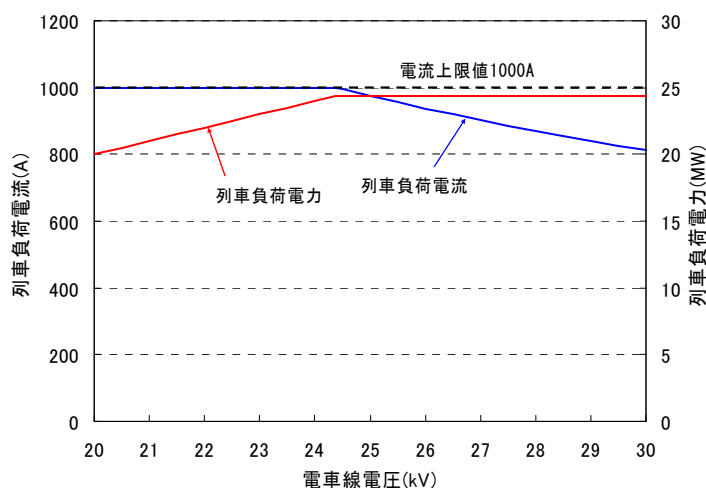


図 2. 2. 1 2 列車負荷モデルの出力特性（力行時）

車載のコンバータは 1000A でリミッタがかかる想定としており、コンバータ電流が 1000A に達するまでは、与えられた電力指令値を満足するよう、定電力特性とすることを想定する。また、図 2. 2. 1 2 に示すとおり、電車線電圧が下がり、コンバータ電流がリミッタに達して与えられた電力指令値を満足できない場合、その電車線電圧領域ではリミッター一杯の電流をとる定電流特性とする。

インバータ制御車はコンバータ入力電流を力率 1 で制御しているため、EMTP 上では制御抵抗モデルを用いてこれらの列車負荷特性を実現した。また、加速を模擬するため、指定時刻間で電力指令値を 0 から指定値まで上げることができるよう、RAMP 関数を用いて負荷を変化させることができるようにモデルを構築する。

また、EMTP 上での車両コンバータの入力電流制御の時定数は、実車両と同等の 10 ms とし解析する。

2. 3 東海道新幹線の負荷の傾向とき電システムの課題

本節では、東海道新幹線の負荷の傾向を述べ、そこから浮かび上がるき電システムの課題を明らかにし、き電用変電所の無効電力が減少しているにもかかわらず電力補償装置がなおも必要とされる理由について述べる。

2. 3. 1 車両の負荷特性の傾向

近年の新幹線鉄道の車両はインバータ制御車が主流となりつつあり、東海道新幹線においては 2003 年に営業車は全てインバータ制御車に統一されている。インバータ制御車は車載のコンバータの入力力率を 1 に制御しているため、パンタグラフ点での無効電力は発生していない。このため、無効電力を発生するサイリスタ位相制御車などと比較して、き電電圧が低下しにくい。

また、車両の軽量化、空力特性の改善により、列車の消費電力量は減少傾向にある。東海道新幹線において 2008 年 9 月時点で営業車として使用されている、300 系電車、700 系電車、N700 系電車の距離電流曲線を図 2. 3. 1 に示す。

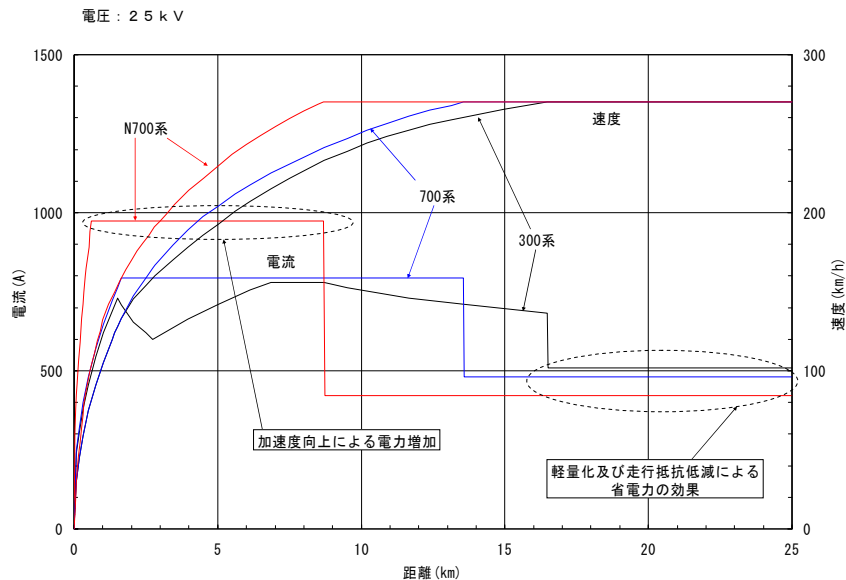


図 2. 3. 1 東海道新幹線のインバータ制御車の距離電流曲線

均衡速度に達した後は、速度を維持するために必要な電力のみを消費することとなるが、車種が新しくなるにつれて、その消費電力が減少していることがわかる。これは、車両の徹底的な軽量化と空力特性の改善によるものである。

一方、ダイヤの高密度化に対応するために、車両の加速性能も向上してきており、これに伴って、車載変換器の大容量化も進められてきた。N700 系電車は、700 系電車の約 1.3 倍の定格出力を有し、最大負荷電流も約 1000A と、地上設備の定格電流の上限近くまで大きくしている。

以上より、車両の負荷特性は、一定距離を走行する場合は省エネルギーの傾向が顕著となってきている反面、加速性能を向上させたことにより、最大消費電力は逆に大きくなっているといえる。

2. 3. 2 き電用変電所の負荷の傾向

東海道新幹線では、一環して輸送力を増強し続けており、近年では一日あたりの運行本数はほぼ毎日 300 本を超えている。輸送力増強に伴い、き電用変電所の負荷も増大し、1990 年から 1996 年、1998 年から 2004 年、2005 年から 2009 年の三期に分けて電源設備増強工事を行ってきた。

この間、1992 年から新幹線の初のインバータ制御車となる 300 系電車が営業開始され、徐々にインバータ制御車が増加し、2003 年には全ての営業車がインバータ制御車に統一されたことは前述のとおりである。

インバータ制御車の東海道新幹線における最高時速は、従来の車種の 220km/h から一気に 270km/h まで速度向上した。この速度向上を利用し、東京新大阪間を約 2 時間 30 分で結ぶ「のぞみ」ダイヤが新たに追加されている。2003 年にインバータ制御車に統一されたことを期に、のぞみ本数の抜本的な増加が実現され、合わせて全ダイヤの最高時速が 270km/h に統一された。それまでの東海道新幹線は、のぞみダイヤ以外は最高速度が 220km/h の前提でダイヤが設定されていたから、車種別の単位走行距離あたりの消費電力量をもとに試算すると、き電用変電所の消費電力量が約 1.14 倍となることが予想された。

図 2. 3. 2 に 2003 年 10 月の全ダイヤの最高時速を 270km/h 化したダイヤ改正の前後でき電用変電所の 30 分平均の消費電力を比較したグラフを示す。

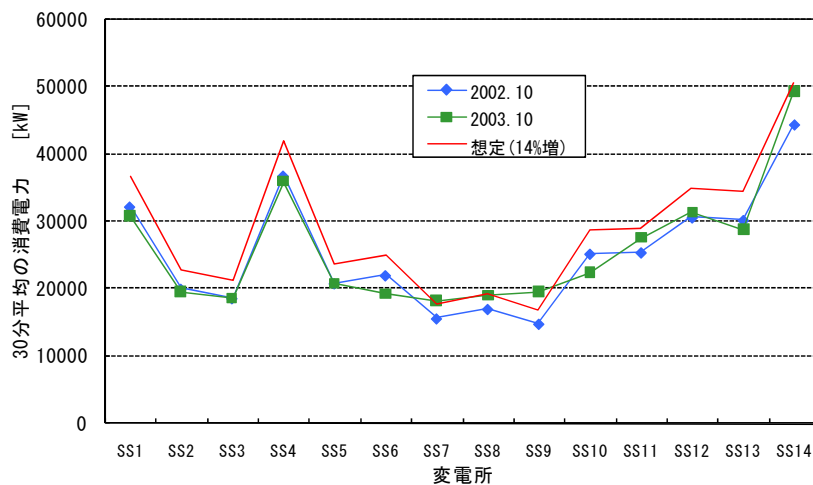


図 2. 3. 2 全車種最高速度 270km/h 化前後のき電用変電所消費電力の比較

消費電力の増は免れないと予測したが、意外にも顕著な消費電力の増は見られなかった。このことが如実に示しているように、速度向上による消費電力の増よりも、車両の軽量化、空力特性の改善による省エネルギー効果のほうが大きいということが言える。また、回生車両比率の増により、回生エネルギーが他の力行車両に消費されているということも考えられる。この傾向はより省エネルギー性能を向上した N700 系電車の車種比率が高まるにつれ、強まってきている。

一方、ダイヤの高密度化により、4～5 分程度の短時間で見たときのき電用変電所の消費電力は増えつつある。図 2. 3. 3 はダイヤの高密度化により、き電用変電所の短時間で見たときの消費電力が増えることを示した図である。

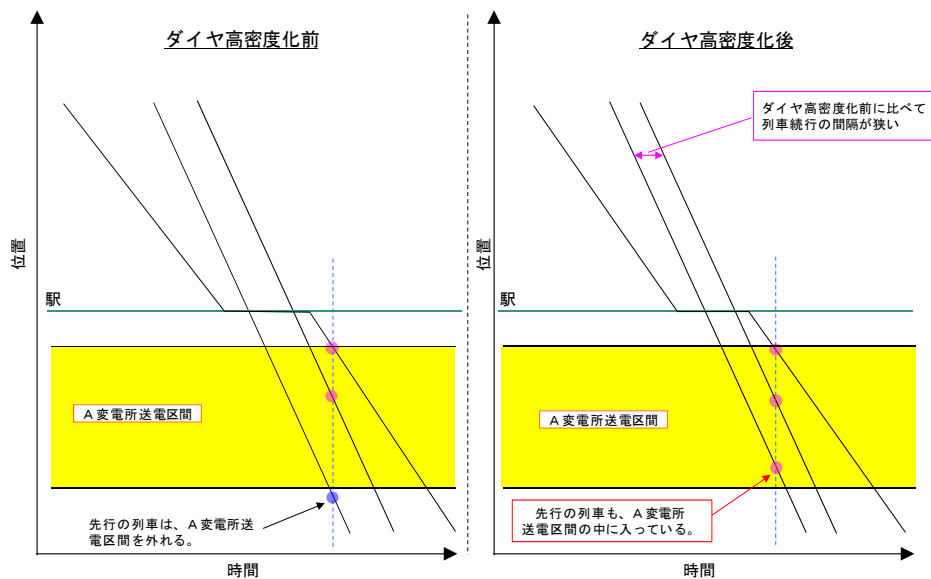


図 2. 3. 3 ダイヤ高密度化によるき電用変電所の短時間消費電力の増加

図 2. 3. 3 に示すとおり、ダイヤの高密度化により、き電用変電所のき電区間に入る列車本数が段階的に増えることがわかる。

このように、き電用変電所の負荷の傾向は、車両の軽量化や空力特性の改善により、1 時間レベルの長時間の平均で見れば消費電力は減少傾向にあるが、逆に、ダイヤの高密度化の影響により、短時間レベルで見たときの消費電力は増大傾向にある。

2. 3. 3 き電システムの課題

前項で述べたように、き電用変電所の平均的な消費電力は減少傾向にあるため、変圧器容量、周波数変換装置容量、送電線温度といった比較的時定数の大きい物理現象に左右されるものについては、課題は少ない。しかし、き電電圧や電源電圧変動率といった時定数の小さい物理現象に左右されるものについては、新たな課題が生じている。

インバータ制御車に統一されたことで、パンタグラフ点での負荷力率が 1 となり車両負荷点では無効電力が発生しなくなったことで、一定量の負荷の範囲ではき電電圧は安定するようになった。インバータ制御車に統一された後、通常のか電状態であれば 11 組もの他励式 SVC が停止定位とできているのも無効電力の減少によるものである。

しかし、他励式 SVC を運転しないとき電電圧が維持できないき電区間はまだ存在するし、延長き電など、一時的にか電区間を延ばす必要が生じた場合は、SVC の再運転が必須となる。

また、2. 3. 1 項で述べたように、車両の加速性能の向上に伴い、車両そのものの最大消費電力が増大しており、き電電圧や電源電圧変動率に対する課題は今後ますます顕著になりつつあるといえる。

以上に述べたような背景で、新しい電力補償装置が必要とされる状況となっている。次節では、より重要で新たな問題となりつつあるき電電圧維持に絞って、さらに分析を進めていく。

2. 4 き電システムの電圧降下補償

前節で述べたように、東海道新幹線の電源設備においては、き電電圧の維持が最も重要な課題であるといえることができる。ここで、き電システムの有効電力とき電電圧の関係を示す P-V カーブ^{[30]-[32]}を用いてき電電圧の維持の困難さを検証し、無効電力補償によるき電電圧維持の限界も見極めていくこととする。

2. 4. 1 き電システムの簡易モデルの設定

本来であれば 2. 2 節で説明した EMTP 計算用のモデル回路を用いて計算することがより精度の高い計算ができると考えられるが、P-V カーブはき電システムの定常状態の計算値を用いるということと、負荷の大きさを変えてき電電圧を計算するため計算時間の短縮が必要であることから、き電システムの簡易モデルを用いて数値計算を行い、P-V カーブを求めていくこととする。

図 2. 4. 1 に設定するき電システムの簡易モデルを示す。

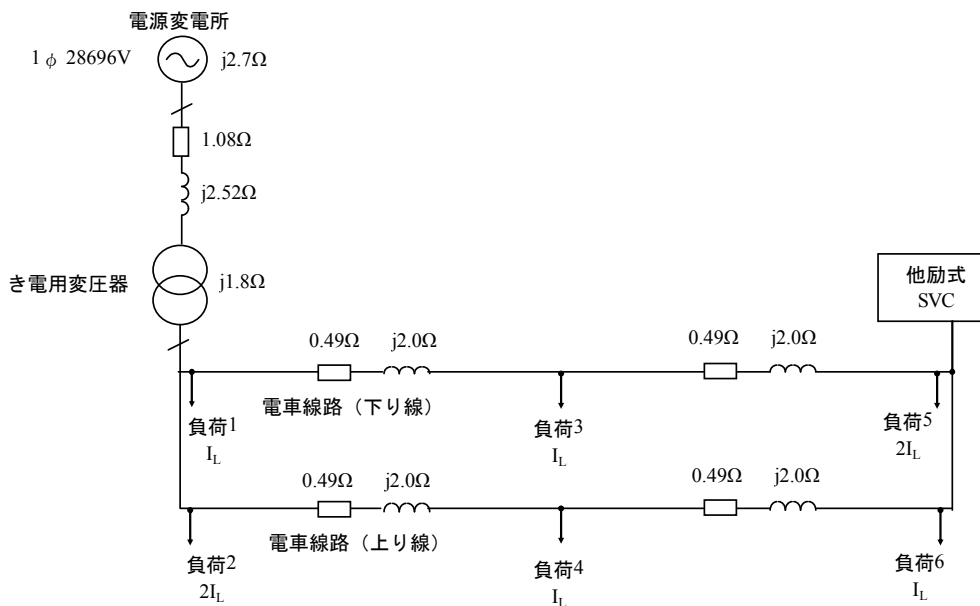


図 2. 4. 1 き電システムの簡易モデル

電源変電所からき電回路末端まで全て単相回路でモデル化し、き電回路の末端に他励式 SVC を配置する。列車負荷はき電用変電所の直下、き電回路の中間、き電回路の末端の上下線に分散して配置し、図 2. 4. 1 の負荷電流 I_L を変化させることで負荷の有効電力を変化させる。電源変電所の背後インピーダンス、送電線のインピーダンス、き電用変圧器のインピーダンスは、合計して東海道新幹線でも最も短絡容量の小さなき電系統の例に近い値で設定している。無限大母線の電圧値 28696V は、き電用変圧器の一次タップを、回生電力による電圧上昇抑制対策で上げていることを想定した電圧としている。電車線路のインピーダンスは RL 回路で模擬し、それぞれの負荷の間のインピーダンス値は図 2. 4. 1 に示すとおりとする。これらのインピーダンス値は、10km の電車線路のインピーダンスに相当するものである^[28]。

他励式 SVC の容量は P-V カーブの計算時にパラメータとして変化させるが、他励式

SVC の電圧制御の電圧指令値 V_{ref} は 27kV とし、電圧制御には 10% のスローブ特性を持たせることとする。

また、き電電圧は他励式 SVC 接続点、つまりき電回路末端の電圧をプロットすることとし、き電電圧は第 3 章で詳述する反復法による数値計算により求めることとする。き電電圧は 1000 回の反復計算後の値を用いることとするが、残り 2 回のループ計算の電圧変動幅の合計が 1000V を超える場合は、計算が収束していないと見なし、計算結果が意味を物理的意味を為さないため、き電電圧を 0V としてプロットすることとする。

以上の前提条件により、P-V カーブを計算する。

2. 4. 2 き電システムの P-V カーブの特徴

まず、他励式 SVC の容量を 0、つまり他励式 SVC を配置しない場合の P-V カーブを計算する。計算結果を図 2. 4. 2 に示す。

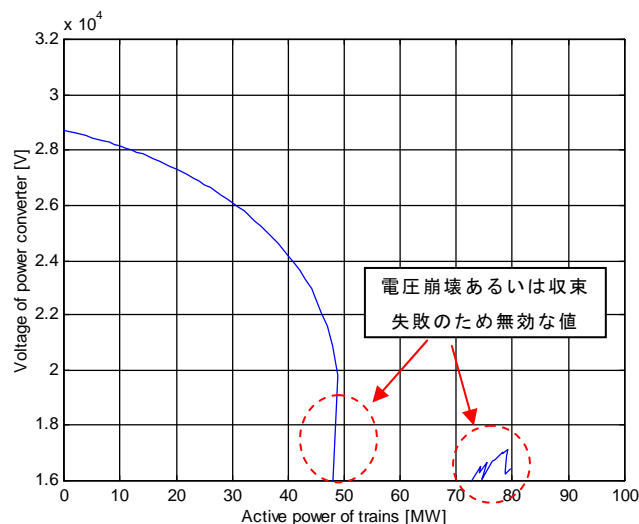


図 2. 4. 2 き電システムの P-V カーブ（他励式 SVC なし）

列車負荷電力の合計が約 48 MW 以上の領域では、計算値が収束していないと考えられる。73 MW 付近から 80 MW 付近にかけて電圧値が算出されているが、偶発的に前述の収束判定を通過したと見られ、安定したき電電圧の状態であるとはいえない。したがって、図 2. 4. 1 のき電システムにおいて、他励式 SVC を配置しない場合は、有効電力供給限界は約 48 MW であるということが出来る。また、有効電力供給限界付近ではき電電圧は約 20 kV となっており、列車が定電力特性を維持できる電圧領域から既に外れている。列車が定電力特性を維持できるき電電圧範囲である 25 kV 以上での有効電力供給限界を図 2. 4. 1 の P-V カーブから求めると、約 37 MW となる。これは、4 列車の均衡速度の走行でもき電電圧が維持できないということであり、他励式 SVC なしでは通常ダイヤでの走行が困難であることを示している。

次に、他励式 SVC の設備容量を 35 MVA としたときの P-V カーブを計算し、図 2. 4. 3 に示す。

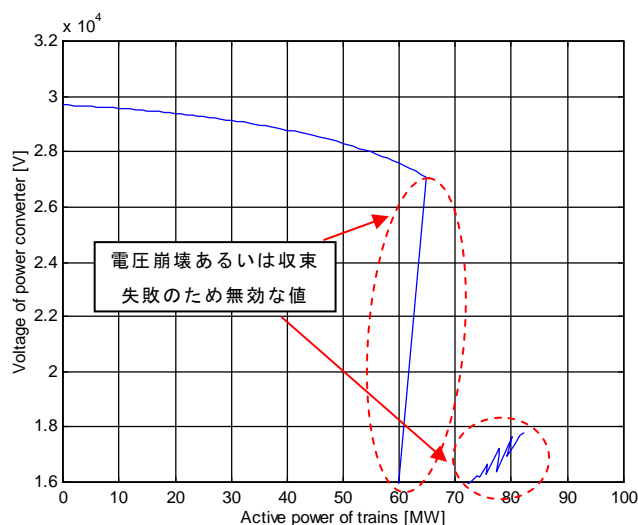


図 2. 4. 3 き電システムの P-V カーブ（他励式 SVC : 35 MVA）

他励式 SVC を配置しない場合と比較して、列車が定電力特性を維持できる有効電力供給限界が約 28 MW 増加し、約 65 MW となっている。これは 6 本の均衡速度列車が走行できることに相当し、ダイヤ設定によっては運用可能である。

また、列車負荷電力の合計が約 65 MW 以上の領域では、計算値が収束していない。他励式 SVC を配置していない前提の図 2. 4. 2 と比較すると、有効電力供給限界付近ではまだき電電圧が約 27 kV に維持できているにもかかわらず、一気にき電電圧が維持できなくなっていることに注意しなければならない。このことは、P-V カーブの状況やそのき電システムの最大負荷電力を把握して電力補償装置の配置を計画しなければならないということを示しており、き電電圧維持が困難な課題を有していることがわかる。

2. 4. 3 無効電力補償によるき電電圧維持の限界

では、他励式 SVC の容量を大きくしていくと、有効電力供給限界はどこまでも増やせるのであろうか。このことを検証するために、さらに他励式 SVC の容量を増やし、P-V カーブを計算する。図 2. 4. 4、図 2. 4. 5、図 2. 4. 6 にそれぞれ他励式 SVC の容量を 70 MVA、100 MVA、200 MVA と増やしたときの P-V カーブを示す。

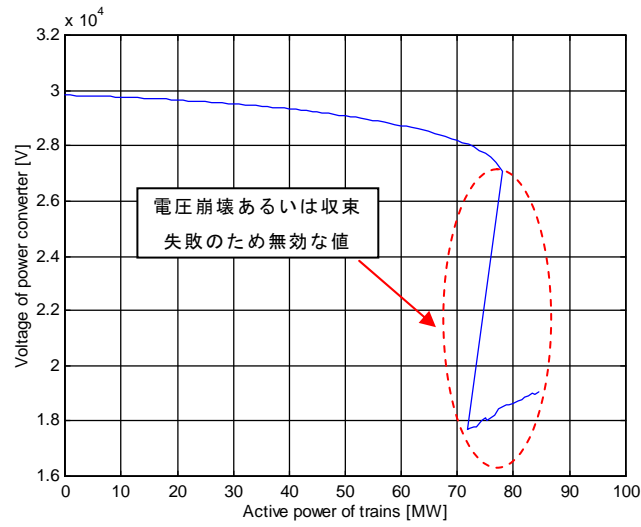


図 2. 4. 4 き電システムの P-V カーブ (他励式 SVC 70 MVA)

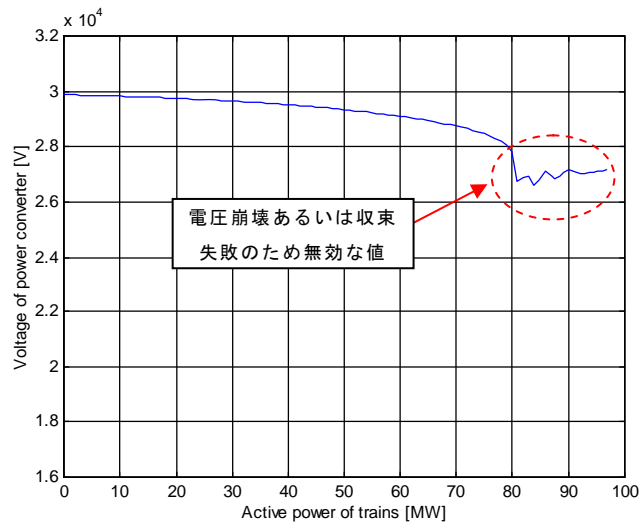


図 2. 4. 5 き電システムの P-V カーブ (他励式 SVC 100 MVA)

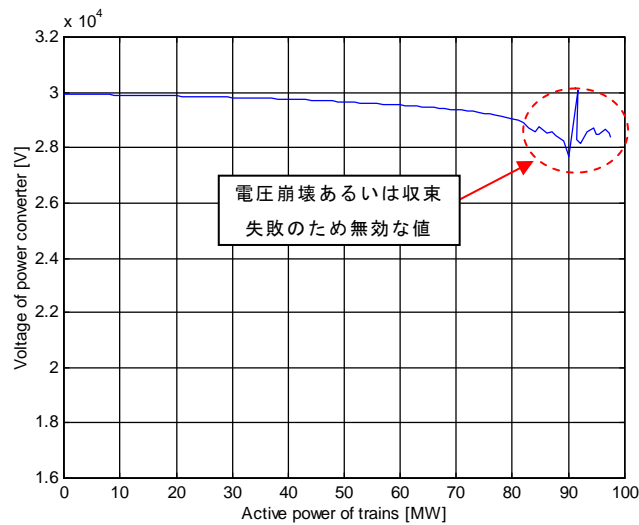


図 2. 4. 6 き電システムの P-V カーブ (他励式 SVC 200 MVA)

収束している領域を有効電力供給限界と判断すると、他励式 SVC の容量を増加するとき電圧値自体は上がるものの、他励式 SVC の容量の増加幅に比較して、有効電力供給限界はそれ程増加しなくなることがわかる。特に、他励式 SVC の容量を 100 MVA としても 200 MVA としても、列車負荷電力が 80 MW を超える領域ではき電電圧の計算が収束しなくなっている。これは、無効電力補償によるき電電圧維持に限界があることを示唆している。

東海道新幹線では、今後 N700 系電車が主流となってくれば、列車の負荷電力が 90 MW を超えるき電区間も想定されており、ダイヤの高密度化、列車の加速性能の向上により、き電電圧の維持が無効電力補償装置だけでは対処し切れないことも有り得るということになる。

以上の議論から、従来の遅相無効電力の供給による電圧制御に加え、有効電力の供給も合わせて行う必要がある状況となっているといえることができる。

2. 5 第 2 章のまとめ

新幹線の電源設備の概要について述べ、特に東海道新幹線に導入されている他励式 SVC、自励式 SVC、網島周波数変換変電所の EFC についてその概要をまとめた。また、これらの新幹線の電源設備について、き電電圧の解析にあたり必要となる EMTP におけるモデル化の考え方をまとめた。

さらに、列車負荷やき電用変電所の負荷の傾向についてまとめ、今後のき電システムの課題がき電電圧維持、電源電圧変動率抑制にあることを明らかにした。この二つの課題のうち、より重大な課題となると考えられるき電電圧維持について、P-V カーブを用いて対策の困難な点を検証した。そして、無効電力補償によるき電電圧維持の方法だけでは限界があるため、有効電力を供給する手段を確立する必要があることを具体的に示した。

次章では、無効電力補償によるき電電圧維持の限界を打破できる、新しい電力変換装置とそのための制御を提案し、その優位性を明らかにする。

第3章 固定力率出力方式の電圧制御を行う電力変換装置の提案

3.1 はじめに

前章で述べたように、き電システムの有効電力供給限界付近では、無効電力を補償することだけではき電電圧は維持できない場合がある。このため、異電源から有効電力を供給し、電圧を維持することを考える。異電源は既存電源とは電圧、位相が異なると考えなければならないから、電力変換装置を介して既存電源に異電源を接続し、有効電力供給を行うシステムを構築する必要がある。本章では、有効電力供給による電圧降下補償の原理を述べるとともに、有効電力指令値の決定方法について考察し、その一つの手法として、固定力率出力を行う電力変換装置について提案する。

なお、本章に記載する文字、記号については、以下のとおり定義する。

\dot{I}_L 負荷電流 (ベクトル)

$$I_L = |\dot{I}_L|$$

\dot{V}_o 無限大母線電圧 (ベクトル)

$$V_o = |\dot{V}_o|$$

\dot{V}_L 負荷点電圧 (ベクトル)

$$V_L = |\dot{V}_L|$$

$$j = \sqrt{-1}$$

$\Delta\dot{V}_L$ 負荷電流に起因する無限大母線からの電圧変化

Z 無限大母線から負荷点までのインピーダンス

r 無限大母線から負荷点までの抵抗

x 無限大母線から負荷点までのリアクタンス

\dot{I}_q 負荷点に加える無効電流 (ベクトル)

$$I_q = |\dot{I}_q|$$

$\Delta\dot{V}_q$ 無効電流に起因する無限大母線からの電圧変化

\dot{I}_p 電力変換装置が供給する有効電流 (ベクトル)

$$I_p = |\dot{I}_p|$$

\dot{I}_{pc} 電力変換装置の出力電流 (ベクトル)

$$I_{pc} = |\dot{I}_{pc}|$$

\dot{V}_{pc} 電力変換装置の連系点電圧 (ベクトル)

$$V_{pc} = |\dot{V}_{pc}|$$

\mathbf{V} 回路各部の電圧 (スカラー量) の行列

Θ 無限大母線電圧と回路各部の電圧の位相差の行列

3.2 異電源からの有効電力供給による電圧降下補償の原理

まず、簡易な回路を用いて異電源からの有効電力供給による電圧降下補償の原理を整理し、これをもとに有効電力供給がき電電圧の維持に有効であることを示す。

3.2.1 負荷の有効電力による電圧変化

インバータ制御車では、車載変換器のコンバータの入力力率が 1 に制御されており、

負荷点における負荷力率が決定している。このように、負荷点における負荷力率が決定している負荷による電圧変化を計算する。

まず、負荷点における負荷力率が 1 の負荷電流 \dot{I}_L を考える。無限大母線電圧 \dot{V}_o と負荷点電圧 \dot{V}_L との位相差を θ とする。 \dot{V}_o , \dot{V}_L , \dot{I}_L のベクトル図を図 3. 2. 1 に示す。位相差 θ は、無限大母線電圧の位相を基準とし、進み方向を正、遅れ方向を負と定義する。

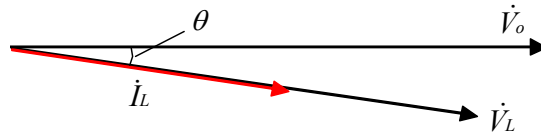


図 3. 2. 1 無限大母線電圧，負荷点電圧，負荷電流のベクトル図

ここで、無限大母線からみた負荷点電圧の位相と負荷電流の位相は等しいので、負荷電流 \dot{I}_L は式(3.2.1)で表すことができる。

$$\dot{I}_L = I_L \cos \theta + j I_L \sin \theta \quad \cdots(3.2.1)$$

次に、負荷点から見た背後インピーダンス Z を以下の式(3.2.2)で定義する。

$$Z = r + jx \quad \cdots(3.2.2)$$

このとき、負荷電流 \dot{I}_L に起因する無限大母線からの電圧変化 $\Delta \dot{V}_L$ は、以下のように計算できる。

$$\begin{aligned} \Delta \dot{V}_L &= Z \dot{I}_L \\ &= (r + jx) \cdot (I_L \cos \theta + j I_L \sin \theta) \\ &= r I_L \cos \theta - x I_L \sin \theta + j(x I_L \cos \theta + r I_L \sin \theta) \quad \cdots(3.2.3) \end{aligned}$$

以上により、負荷点電圧 \dot{V}_L は、式(3.2.4)で表すことができる。

$$\dot{V}_L = V_o - r I_L \cos \theta + x I_L \sin \theta - j(x I_L \cos \theta + r I_L \sin \theta) \quad \cdots(3.2.4)$$

式(3.2.4)より、負荷点電圧 \dot{V}_L を求めるためには、無限大母線電圧と負荷点電圧との位相差 θ を算出する必要がある。ここで、負荷点における負荷力率を 1 としているので、 θ について以下の式(3.2.5)が成り立つ。

$$\frac{-(x I_L \cos \theta + r I_L \sin \theta)}{V_o - r I_L \cos \theta + x I_L \sin \theta} = \frac{\sin \theta}{\cos \theta} \quad \cdots(3.2.5)$$

式(3.2.5)を整理することにより、以下の式(3.2.6)を導くことができる。

$$\sin \theta = \frac{-x I_L}{V_o} \quad \cdots(3.2.6)$$

また、式(3.2.6)を式(3.2.4)に代入し、負荷点電圧 \dot{V}_L の実数部 $\text{Re}(\dot{V}_L)$ を計算すると、以下のようなになる。

$$\operatorname{Re}(\dot{V}_L) = \cos \theta (V_o \cos \theta - rI_L)$$

同様に負荷点電圧 \dot{V}_L の虚数部 $\operatorname{Im}(\dot{V}_L)$ を計算すると、以下のようになる。

$$\operatorname{Im}(\dot{V}_L) = \sin \theta (V_o \cos \theta - rI_L)$$

以上より、負荷点電圧 \dot{V}_L の大きさ V_L は、以下の式(3.2.7)で表すことができる。

$$V_L = V_o \cos \theta - rI_L \quad \cdots(3.2.7)$$

3. 2. 2 負荷点に遅相無効電力を供給した場合の電圧変化

並列コンデンサや無効電力補償装置は無効電力を調整する。電力損失を無視すれば、これら装置の接続点において、遅相無効電力が供給されることとなる。この遅相無効電力を負荷点に供給した場合の電圧変化を計算する。

負荷点に加える無効電流を I_q とする。無効電流の符号は、電圧に対して進み方向を正と定義する。また、前項と同様に無限大母線電圧 \dot{V}_o と負荷点電圧 \dot{V}_L との位相差を θ を定義する。 \dot{V}_o 、 \dot{V}_L 、 \dot{I}_L 、 \dot{I}_q のベクトル図を図3. 2. 2に示す。

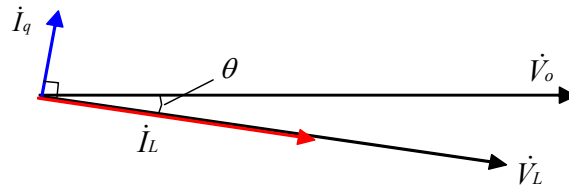


図3. 2. 2 無限大母線電圧、無効電力供給点電圧、無効電流のベクトル図

無限大母線からみた負荷点電圧の位相に対し、負荷電流の位相は 90° 進みの関係にあるので、無効電流 \dot{I}_q は式(3.2.8)で表すことができる。

$$\dot{I}_q = -I_q \sin \theta + jI_q \cos \theta \quad \cdots(3.2.8)$$

式(3.2.8)から、無効電流 \dot{I}_q に起因する無限大母線からの電圧変化 $\Delta \dot{V}_q$ は以下のように計算される。

$$\begin{aligned} \Delta \dot{V}_q &= (r + jx) \cdot (-I_q \sin \theta + jI_q \cos \theta) \\ &= -rI_q \sin \theta - xI_q \cos \theta - j(xI_q \sin \theta - rI_q \cos \theta) \quad \cdots(3.2.9) \end{aligned}$$

式(3.2.3)と式(3.2.9)により、負荷点電圧 \dot{V}_L は、以下の式(3.2.10)で表すことができる。

$$\dot{V}_L = V_o - r(IL \cos \theta - I_q \sin \theta) + x(IL \sin \theta + I_q \cos \theta) - j[x(IL \cos \theta - I_q \sin \theta) + r(IL \sin \theta + I_q \cos \theta)] \quad \cdots(3.2.10)$$

ここで、無効電力供給点電圧の位相の関係から、以下の式(3.2.11)が成り立つ。

$$\frac{-x(IL \cos \theta - I_q \sin \theta) - r(IL \sin \theta + I_q \cos \theta)}{V_o - r(IL \cos \theta - I_q \sin \theta) + x(IL \sin \theta + I_q \cos \theta)} = \frac{\sin \theta}{\cos \theta} \quad \cdots(3.2.11)$$

式(3.2.11)を整理することにより、以下の式(3.2.12)を導くことができる。

$$\sin\theta = -\frac{rI_q + xI_L}{V_o} \quad \cdots(3.2.12)$$

式(3.2.12)を式(3.2.10)に代入し、負荷点電圧 \dot{V}_L の実数部 $\text{Re}(\dot{V}_L)$ を計算すると、以下のようになる。

$$\text{Re}(\dot{V}_L) = \cos\theta(V_o \cos\theta - rI_L + xI_q)$$

同様に負荷点電圧 \dot{V}_L の虚数部 $\text{Im}(\dot{V}_L)$ を計算すると、以下のようになる。

$$\text{Im}(\dot{V}_L) = \sin\theta(V_o \cos\theta - rI_L + xI_q)$$

以上より、負荷点に遅相無効電力を供給した場合の負荷点電圧 \dot{V}_L の大きさ V_L は、以下の式(3.2.13)で表すことができる。

$$V_L = V_o \cos\theta - rI_L + xI_q \quad \cdots(3.2.13)$$

3. 2. 3 電力変換装置により有効電力を供給した場合の電圧降下

ここで、電力変換装置により有効電力を供給した場合の電圧降下を計算する。ここでは、計算を簡易にするために、負荷点と同じ位置に電力変換装置を接続すると仮定する。また、負荷点における負荷力率は1とし、電力変換装置が系統に供給する有効電流を \dot{I}_p 、無効電流を \dot{I}_q 、負荷電流を \dot{I}_L 、無限大母線 \dot{V}_o と負荷点電圧 \dot{V}_L の位相差 θ とする。これらのベクトル図を図3. 2. 3に示す。

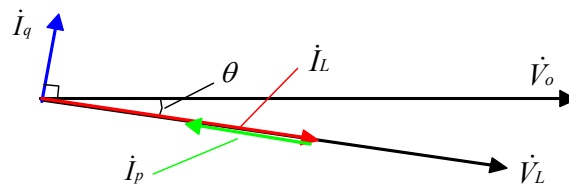


図3. 2. 3 無限大母線電圧，負荷電流，電力変換装置出力電流のベクトル図

式(3.2.12)から以下の関係が成り立つ。

$$\sin\theta = -\frac{rI_q + x(I_L - I_p)}{V_o} \quad \cdots(3.2.14)$$

また、負荷点電圧の大きさ V_L は、式(3.2.13)から以下のように計算される。

$$V_L = V_o \cos\theta - r(I_L - I_p) + xI_q \quad \cdots(3.2.15)$$

以上より、有効電力供給の電圧降下に対する影響を考える。

電力変換装置により有効電力供給を行うと、式(3.2.14)の分子が小さくなるため、無限大母線と負荷点電圧の位相差の絶対値も小さくなる。これに伴い、式(3.2.15)の第一項が大きくなる。このことより、有効電力供給の効果の一つは、無限大母線と負荷点電圧の位相差の絶対値を小さくできることに伴い、負荷点電圧を高く維持できることにあるといえる。

また、有効電力供給を行うと式(3.2.15)の第二項の絶対値を小さくできる。このことより、有効電力供給を行うと電圧降下そのものを小さくできる効果もある。つまり、有効電力供給を行うことは、電圧位相差面と電圧降下面の両面において、負荷点電圧を高く維持する効果があるといえることができる。

次に、有効電力供給による電圧降下補償と遅相無効電力供給による電圧降下補償との比較を行う。遅相無効電力を供給した場合、式(3.2.15)の第三項が大きくなることにより、負荷点電圧は大きくなる。一般に、遅相無効電力供給により系統電圧を維持する対策がとられているのはこの効果による。しかし、遅相無効電力を供給すると、式(3.2.14)より、無限大母線と負荷点電圧の位相差の絶対値は有効電力供給の場合とは逆に大きくなってしまふ。つまり、無限大母線と負荷点電圧の位相差の面では、遅相無効電力供給は逆効果を持っているということである。

負荷が比較的小さく、一般的な電力系統のように、系統インピーダンスの抵抗分に比してリアクタンスが十分に大きい系統の場合では、式(3.2.15)の第三項の影響が大きく、遅相無効電力供給により無限大母線と負荷点電圧の位相差が大きくなることの影響は比較的小さいため、負荷点電圧は遅相無効電力供給により問題なく維持することができる。しかし、負荷が大きい場合や、系統インピーダンスの抵抗分が大きい場合については、遅相無効電力供給により無限大母線と負荷点電圧の位相差が大きくなることの影響は無視できなくなり、式(3.2.15)の第二項の影響も大きくなることから、遅相無効電力供給だけでは電圧が維持できないことが考えられる。この場合は、有効電力供給による電圧降下補償のほうが電圧維持効果は大きいことが予想される。

3. 3 異電源連系を行う場合の有効電力供給量の新しい決定方法

3. 3. 1 異電源連系を行う場合の有効電力供給の課題

3. 2. 3項で述べたように、負荷の大きさや系統インピーダンスの状況によっては、従来のように遅相無効電力供給により電圧降下補償を行うことに比べ、有効電力供給を行うことのほうが電圧維持効果は大きいことが予想される。ある電力系統に有効電力を供給するためには異なる電力系統から有効電力を供給する必要があり、位相や電圧の調整を行う必要性から電力変換装置を介して有効電力供給を行うこととなる。電力変換装置から有効電力供給を行うためには、有効電力供給量を決定しなければならないという課題がある。

3. 3. 2 従来の有効電力供給量の決定方法^{[33]-[36]}

従来の有効電力供給量決定の方法は、大きく分けて2つある。

一つは、負荷分担制御を行う方法である。負荷分担制御の概念図を図3. 3. 1に示す^{[33]-[36]}。負荷分担制御を行うためには、電力供給システムの全負荷量、あるいは、一部の負荷量を計測し、その計測値を通信線あるいは制御線を介して電力変換装置に送信する必要がある。この計測信号の通信速度は、既存電源の過負荷耐量の特性と、電力変換装置の電流制御の応答速度とで協調がとれていることが必要である。このため、通信線での負荷電流値送信の場合は専用線が必須であり、コストを要する。また、通信品質

や伝送遅れが直接的に電力変換装置の制御に影響し、電力供給システム全体としての信頼性を下げることとなる。

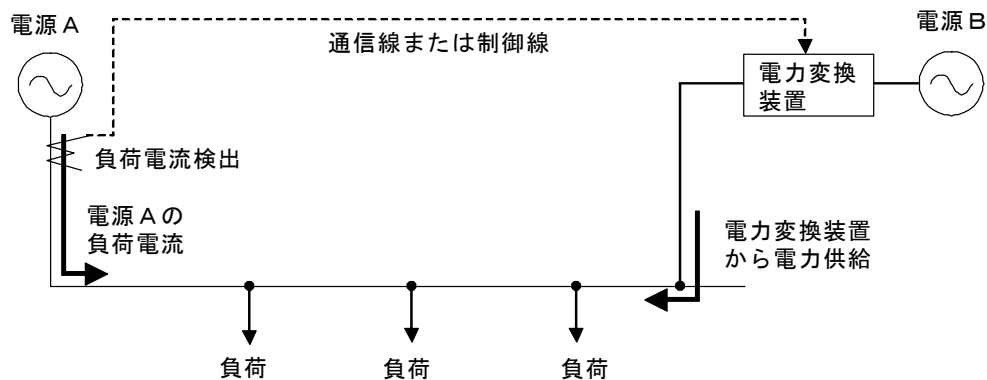


図 3. 3. 1 負荷分担制御の概念図

東海道新幹線での負荷分担制御の実例には、網島 FC の EFC がある。網島 FC の機器構成を図 3. 3. 2 に示す。網島 FC は、RFC 3 台と EFC 1 台から構成されている。網島 FC の属する電力系統で電源変電所となるのは網島 FC のみであり、網島 FC 構内で電力系統全体の負荷量の計測が可能である。この計測値を制御線で EFC の制御装置に伝送し、RFC との負荷分担を計算することにより、EFC の有効電力供給量を決定している^[29]。

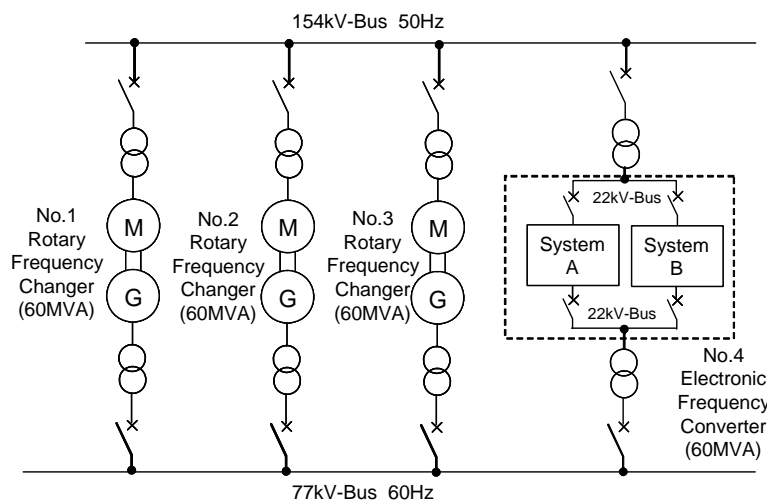


図 3. 3. 2 網島周波数変換変電所の機器構成

もう一つの有効電力供給量の決定方法は、電力供給システムの全負荷量を把握できる給電指令所のようなシステムにおいて、電力変換装置が出力すべき有効電力供給量を計算し、通信線を介して電力変換装置に有効電力指令値を与える方法である。ローカルで負荷分担を計算しないというだけで、広い意味での負荷分担制御であるとも言える。この有効電力供給量指令制御の概念図を図 3. 3. 3 示す。電力会社の電力系統における BTB などの電力変換装置は、この方法により有効電力供給量を決定している^{[37]-[39]}。この方法も電力系統全体の負荷量を把握するシステム、電力変換装置の負担電力を計算するシステム、有効電力指令値を電力変換装置に伝える通信システムが必要となる。電力

変換装置の設置目的が電力供給の場合は成り立つ方式であるが、電圧制御が目的である場合は伝送遅れによる制御性能への影響が大きいと考えられる。

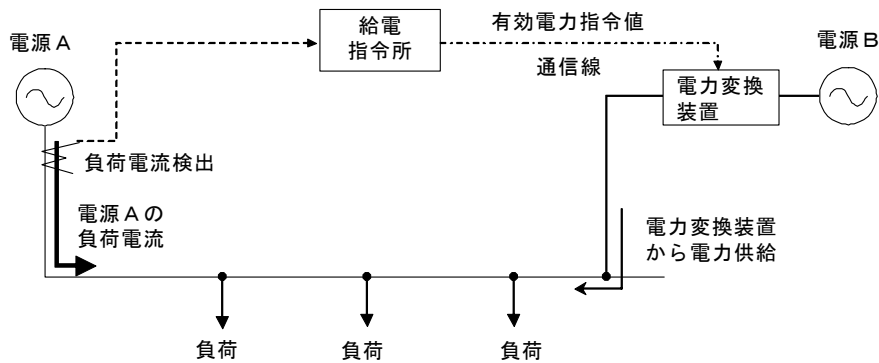


図 3. 3. 3 有効電力供給量指令制御の概念図

3. 3. 3 提案する新しい有効電力供給量の決定方法

従来の有効電力供給量決定方法は、電力系統全体の負荷量を把握するシステムが必要であることや専用の通信システムが必要であることなどから、コストあるいは電力供給システム全体としての信頼性の面で不利であることを前項で述べた。これに対し、理想的には、電力変換装置の設備されている変電所構内で得られる情報のみで有効電力供給量が決定できることがコストや信頼性の面から望ましいということになる。

そこで、式(3.2.15)に示したように、負荷点電圧が電力変換装置からの有効電力供給量にも影響されることに着目し、電力変換装置の連系点の電圧を計測することで、適切な有効電力供給量を決定する手法を提案する。

連系点電圧計測による有効電力供給量決定の概念図を図 3. 3. 4 に示す。電力変換装置を設備する変電所と同一構内に設置する計器用変圧器により連系点の電圧を計測し、電力変換装置の制御装置に計測信号を取り込み、これを演算することにより有効電力供給量を決定する。

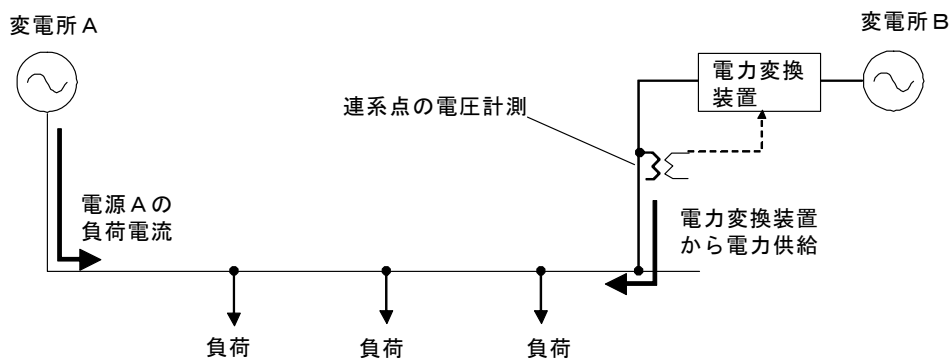


図 3. 3. 4 連系点電圧計測による有効電力供給量決定手法の概念図

従来の無効電力供給による電圧制御も電力変換装置の連系点電圧の計測値をもとに無効電力供給量を決定する制御を行っている^{[40][41]}ことから、有効電力指令値と無効電力指令値をそれぞれ計算し、同一の電力変換装置から有効電力及び遅相無効電力をそれ

ぞれ出力するシステムも考えられる。このようなシステムにおいて、有効電力と遅相無効電力をどう配分すれば効果的に連系点電圧を維持できるかについて、次節で考察する。

3. 4 電力変換装置の有効電力供給量と無効電力供給量の配分

電力変換装置は、その設備容量により、出力できる上限の皮相電力が決まる。電力変換装置が有効電力のみ、あるいは無効電力のみを出力する装置であるときは、上限の皮相電力により上限指令値を決定できる。しかし、同一の電力変換装置で有効電力と無効電力の両方を同時に出力する場合、有効電力と無効電力のどちらを優先供給するのか、または、有効電力と無効電力の配分比率をあらかじめ決めておかなければ、上限指令値を演算できない。

本研究では、電力変換装置の有効電力出力と遅相無効電力出力から決まる皮相電力出力が与えられたとき、皮相電力出力に対する有効電力出力の割合を出力力率と定義する。本節では、出力力率と連系点電圧の関係を分析する。また、連系点電圧を最も高くできる出力力率を最適出力力率と定義し、最適出力力率と電力供給システムの負荷量、系統インピーダンスとの関係について考察する。

3. 4. 1 有効電力供給量と無効電力供給量の最適比率

電力変換装置の出力力率と連系点電圧の関係を簡易に分析するため、一つの負荷点と、負荷点と同一位置に連系する電力変換装置を持つ電力供給システムを考える。負荷力率は負荷点において1とし、負荷電流の大きさを I_L とする。また、電力変換装置の出力電流を I_{pc} 、出力力率を $\cos\varphi$ とする。式(3.2.15)より、電力変換装置の連系点電圧 V_{pc} は以下の式(3.4.1)のように表すことができる。ここで、 V_o は無有限大母線電圧、 r は系統インピーダンスの抵抗値、 x は系統インピーダンスのリアクタンス、 θ は無有限大母線電圧と負荷点電圧との位相差（無有限大母線電圧に比べて進みの方向を正とする。）を表す。

$$\dot{V}_{pc} = V_o \cos\theta - r(I_L - I_{pc} \cos\varphi) + xI_{pc} \sin\varphi \quad \cdots(3.4.1)$$

また、式(3.2.14)より、 $\sin\theta$ は次のように表せる。

$$\sin\theta = -\frac{rI_{pc} \sin\varphi + x(I_L - I_{pc} \cos\varphi)}{V_o} \quad \cdots(3.4.2)$$

ここで、

$$f(\varphi) = rI_{pc} \sin\varphi + x(I_L - I_{pc} \cos\varphi) \quad \cdots(3.4.3)$$

と定義すると、式(3.4.1)は以下のように整理できる。

$$\begin{aligned} \dot{V}_{pc} &= V_o \cdot \frac{1}{V_o} \sqrt{V_o^2 - f^2(\varphi)} - r(I_L - I_{pc} \cos\varphi) + xI_{pc} \sin\varphi \\ &= \sqrt{V_o^2 - f^2(\varphi)} - r(I_L - I_{pc} \cos\varphi) + xI_{pc} \sin\varphi \quad \cdots(3.4.4) \end{aligned}$$

次に、式(3.4.4)を φ で1階微分すると、以下となる。

$$\begin{aligned}\frac{d\dot{V}_{pc}}{d\varphi} &= \frac{1}{2} \cdot \frac{-2f(\varphi) \cdot f'(\varphi)}{\sqrt{V_o^2 - f^2(\varphi)}} - rI_{pc} \sin \varphi + xI_{pc} \cos \varphi \\ &= \frac{-f(\varphi) \cdot (rI_{pc} \cos \varphi + xI_{pc} \sin \varphi)}{\sqrt{V_o^2 - f^2(\varphi)}} - rI_{pc} \sin \varphi + xI_{pc} \cos \varphi \quad \cdots (3.4.5)\end{aligned}$$

ここで、式(3.4.5)に $\varphi=0$ を代入して整理すると、

$$\frac{d\dot{V}_{pc}}{d\varphi} = xI_{pc} \cdot \left\{ 1 - \frac{r \cdot (I_L - I_{pc})}{\sqrt{V_o^2 - x^2 \cdot (I_L - I_{pc})^2}} \right\} \quad \cdots (3.4.6)$$

となる。ここで、

$$1 - \frac{r \cdot (I_L - I_{pc})}{\sqrt{V_o^2 - x^2 \cdot (I_L - I_{pc})^2}} \geq 0 \quad \cdots (3.4.7)$$

と仮定し、上式を整理すると、

$$V_o \leq \sqrt{r^2 + x^2} \cdot (I_L - I_{pc}) \quad \cdots (3.4.8)$$

となる。 $\sqrt{r^2 + x^2}$ は系統インピーダンスであり、 $I_L - I_{pc}$ は列車負荷電流の大きさ I_L と電力変換装置の出力電流の大きさ I_{pc} の差であるため、これらの積である式(3.4.8)の右辺が無限大母線電圧の大きさ V_o を超えることは物理的に有り得ない。このため、式(3.4.7)の仮定は矛盾する。このことと、式(3.4.6)において x, I_{pc} は正の実数であることから、 $\varphi=0$ のときは、

$$\frac{d\dot{V}_{pc}}{d\varphi} > 0$$

が成り立つ。また、式(3.4.5)に $\varphi=\pi/2$ を代入して整理すると、

$$\frac{d\dot{V}_{pc}}{d\varphi} = -(rI_{pc} + xI_L) \cdot \frac{xI_{pc}}{\sqrt{V_o^2 - (rI_{pc} + xI_L)^2}} - rI_{pc} \quad \cdots (3.4.9)$$

となる。 r, x, I_{pc}, I_L はいずれも正の実数であるため、式(3.4.9)の右辺は負の実数となる。したがって、 $\varphi=\pi/2$ のときは、

$$\frac{d\dot{V}_{pc}}{d\varphi} < 0$$

が成り立つ。以上より、 $0 \leq \varphi \leq \pi/2$ の範囲において、式(3.4.5)が 0 となる φ がある場合は、そのときの \dot{V}_{pc} は極大点であるといえることができる。

\dot{V}_{pc} の極大点を求めるため、式(3.4.5)を 0 とおき、整理すると以下となる。

$$\frac{-f(\varphi) \cdot (r \cos \varphi + x \sin \varphi)}{\sqrt{V_o^2 - f^2(\varphi)}} - r \sin \varphi + x \cos \varphi = 0$$

これを整理すると、以下となる。

$$f(\varphi) = -\frac{V_o}{\sqrt{r^2 + x^2}} (r \sin \varphi - x \cos \varphi) \quad \cdots (3.4.10)$$

これを、式(3.4.3)と合わせて整理すると、以下となる。

$$r \sin \varphi - x \cos \varphi = \frac{-xI_L}{\frac{V_o}{\sqrt{r^2 + x^2}} + I_{pc}}$$

$$\sin(\varphi + \alpha) = \frac{-xI_L}{V_o + I_{pc} \cdot \sqrt{r^2 + x^2}} \quad \cdots(3.4.11)$$

ただし、

$$\cos \alpha = \frac{r}{\sqrt{r^2 + x^2}} \quad \sin \alpha = \frac{-x}{\sqrt{r^2 + x^2}}$$

である。式(3.4.11)より、電力変換装置の最適出力力率は、

$$\cos \varphi = \cos \left(\sin^{-1} \left(\frac{-xI_L}{V_o + I_{pc} \cdot \sqrt{r^2 + x^2}} \right) - \alpha \right) \quad \cdots(3.4.12)$$

と計算できる。

3. 4. 2 電力系統条件と電力変換装置の最適出力力率の関係

前項に述べたように、電力変換装置の連系点電圧を最も高く維持することのできる電力変換装置の最適出力力率は、式(3.4.12)で解析的に算出することができる。この式(3.4.12)を用いて、電力系統のインピーダンス条件と電力変換装置の最適出力力率の関係にどのような傾向があるのかを分析する。

まず、電力系統のリアクタンスを、東海道新幹線の代表的な電力系統のインピーダンスを参考に $x=7 \Omega$ で固定し、抵抗値 r をパラメータとして変化させ、電力変換装置の最適出力力率がどのように変化するかを計算する。無限大母線電圧は $V_o=30000 \text{ V}$ 、負荷電流の大きさは $I_L=4000 \text{ A}$ 、電力変換装置の出力電流の大きさは $I_{pc}=1000 \text{ A}$ とする。計算結果を図 3. 4. 1 に示す。図 3. 4. 1 より、系統のインピーダンスに占める抵抗値の割合が大きくなるほど電力変換装置の最適出力力率は 1 に近づいていき、抵抗値がさらに大きくなると最適出力力率は 1 より少し小さくなる。

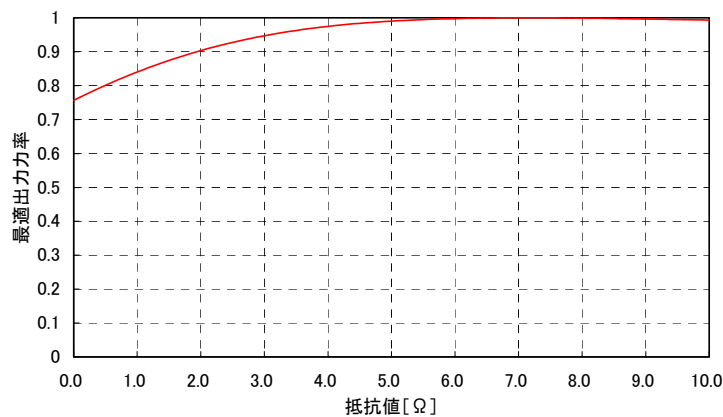


図 3. 4. 1 電力変換装置の最適出力力率 ($I_L=4000 \text{ A}$, $I_{pc}=1000 \text{ A}$, $x=7 \Omega$ 固定)

次に、図 3. 4. 1 の場合とは逆に、系統の抵抗値を東海道新幹線の代表的な電力系

統のインピーダンスを参考に $r=1\Omega$ で固定し、リアクタンス x をパラメータとして変化させ、電力変換装置の最適出力力率がどのように変化するかを計算する。無限大母線電圧は $V_o=30000\text{ V}$ 、負荷電流の大きさは $I_L=4000\text{ A}$ 、電力変換装置の出力電流の大きさは $I_{pc}=1000\text{ A}$ とする。計算結果を図 3. 4. 2 に示す。図 3. 4. 2 より、系統のインピーダンスに占めるリアクタンスの割合が小さくなるほど、また、大きくなるほど、電力変換装置の最適出力力率は 1 に近づいていく。リアクタンスが約 $2.8\ \Omega$ の付近で電力変換装置の最適出力力率が最小となっている。

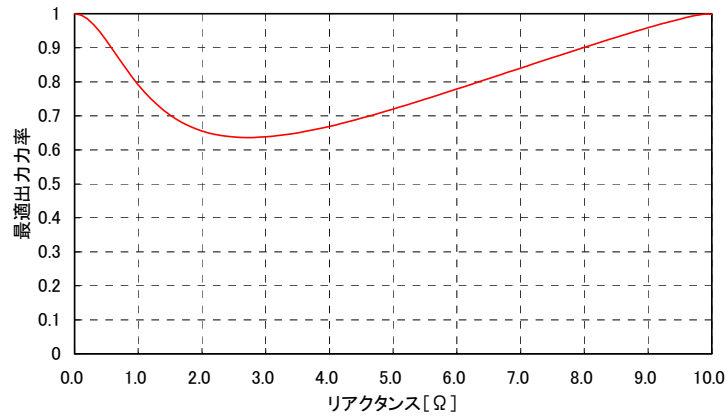


図 3. 4. 2 電力変換装置の最適出力力率 ($I_L=4000\text{A}$, $I_{pc}=1000\text{A}$, $r=1\Omega$ 固定)

次に、東海道新幹線の代表的な電力系統のインピーダンスを参考に抵抗値とリアクタンスの比を 1:7 に固定し、インピーダンス Z をパラメータとして変化させ、電力変換装置の最適出力力率がどのように変化するかを計算する。無限大母線電圧は $V_o=30000\text{ V}$ 、負荷電流の大きさは $I_L=4000\text{ A}$ 、電力変換装置の出力電流の大きさは $I_{pc}=1000\text{ A}$ とする。計算結果を図 3. 4. 3 に示す。図 3. 4. 3 より、系統のインピーダンスが大きくなるほど、電力変換装置の最適出力力率は 1 に近づいていく。系統のインピーダンス条件により、電力変換装置の最適出力力率は比較的大きく変化することがわかる。

また、インピーダンス条件がより厳しくなるほど、電力変換装置は有効電力供給の割合を増やさなければ電圧を維持できず、有効電力供給による電圧降下補償の優位性が証明されている。

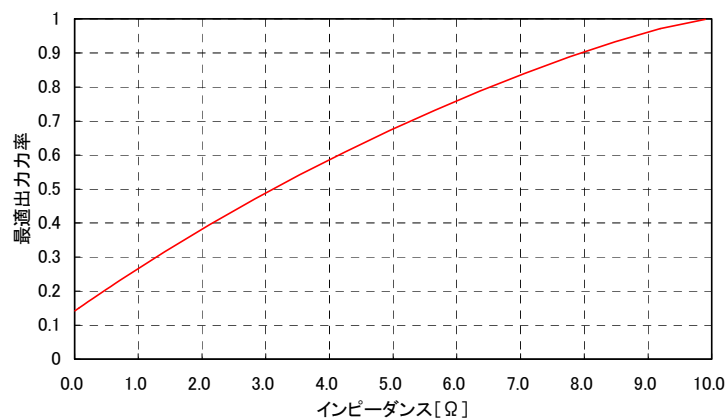


図 3. 4. 3 電力変換装置の最適出力力率 ($I_L=4000\text{ A}$, $I_{pc}=1000\text{ A}$, rx 比率 1:7 固定)

3. 4. 3 負荷条件と電力変換装置の最適出力力率の関係

式(3.4.12)を用いて、電力系統の負荷条件と電力変換装置の最適出力力率の関係にどのような傾向があるのかを分析する。

まず、電力変換装置の出力電流の大きさを負荷電流の 1/4 とし、負荷電流をパラメータとして変化させたときの電力変換装置の最適出力力率の変化を計算する。電力系統のインピーダンスは $Z=1+j7[\Omega]$ とし、無限大母線電圧の大きさは $V_0=30000\text{ V}$ とする。計算結果を図 3. 4. 4 に示す。図 3. 4. 3 の傾向と同様で、系統のインピーダンスに対し負荷電流が相対的に大きくなっていくと、電力変換装置の最適出力力率は 1 に近づいていく。負荷電流の大きさにより、電力変換装置の最適出力力率は比較的大きく変化する。負荷電流は列車の走行状態により刻々と変化するが、電圧が問題となるのは最大負荷電流時であるから、電圧降下対策を検討するとき電系統における想定最大負荷電流時に絞って電力変換装置の最適出力力率を考えればよい。

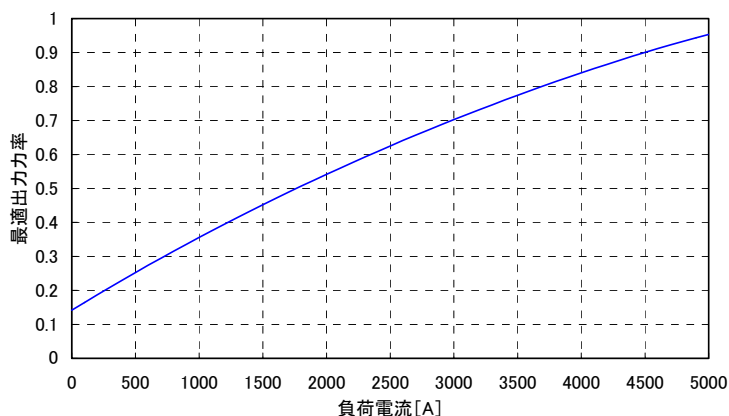


図 3. 4. 4 電力変換装置の最適出力力率 ($z=1+j7, I_{pc}=I_L/4$)

次に、負荷電流の大きさを $I_L=4000\text{ A}$ と固定し、電力変換装置の出力電流 I_{pc} をパラメータとして変化させたときの電力変換装置の最適出力力率の変化を計算する。電力変換装置の出力の大きさを変えるということは、交流電圧制御の電圧指令値の設定変更を行うことやゲインの変更を行うことに相当する。交流電圧制御の電圧指令値やゲインは、通常はリアルタイムに変化させることはせず固定値で運用するのが一般的である。これらの事前の設定値の選び方によって電力変換装置の最適出力力率がどう変化するかを、電力変換装置の出力の大きさと最適出力力率との関係を分析することにより考察する。

電力系統のインピーダンスは $z=1+j7[\Omega]$ とし、無限大母線電圧の大きさは $V_0=30000\text{ V}$ とする。計算結果を図 3. 4. 5 に示す。電力変換装置の出力が大きくなるにつれて、電力変換装置の最適出力力率は小さくなっていくが、電力変換装置の出力電流範囲が $0\sim 2000\text{ A}$ なのに対して、最適出力力率の変化幅は $0.97\sim 0.74$ に止まっており、電力変換装置の最適出力力率が電圧指令値やゲインの設定値に影響されることは比較的小さいということが言える。

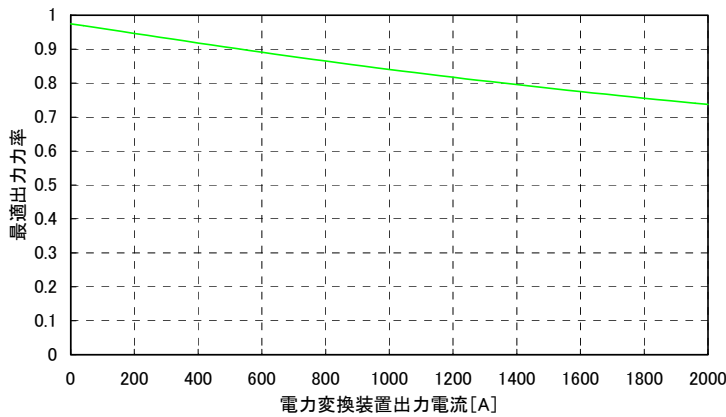


図 3. 4. 5 電力変換装置の最適出力力率 ($z=1+j7, I_L=4000A$)

3. 4. 4 複雑な電力供給システムにおける電力変換装置の最適出力力率算出方法

前項までは、負荷点の一つで、電力変換装置の連系点が負荷点と同一である電力供給システムを前提として、電力変換装置の最適出力力率の基本的な傾向を分析した。実際のき電回路では、負荷点は最大 6 列車存在し、電力変換装置の連系点も負荷点と同一でない。また、列車負荷電流が定電力特性であり負荷電流値が負荷点電圧によって変化することや、電力変換装置が電圧制御を行っていることにより電力変換装置の出力が連系点電圧に影響されることなど、回路各部の電圧値計算が複雑なものとなる。

以上のような複雑な電力供給システムの場合、式(3.2.15)により解析的に回路電圧を求めることや、式(3.4.12)により電力変換装置の最適出力力率を算出することは非常に困難である。そこで、複雑な回路計算にも対応できるように、回路各部の無限大母線電圧との位相差、電圧値の初期値を定め、数値計算を繰り返す反復法により、収束した回路各部の電圧値や電力変換装置の出力値を求める手法を考えることとする。

この計算手法のフローを図 3. 4. 6 に示す。 \mathbf{V}_k は、 k 回目のループ計算で得られる、負荷点及び電力変換装置連系点などの回路各部の電圧値行列を示し、 \mathbf{V}_0 はその初期値行列とする。 Θ_k は、 k 回目のループ計算で得られる、負荷点及び電力変換装置連系点などの回路各部の電圧と無限大母線電圧との位相差行列を示し、 Θ_0 はその初期値行列とする。

k 回目のループ計算では、1 回前のループ計算で得られる \mathbf{V}_{k-1} 及び Θ_{k-1} と、 k 回目のループ計算過程で一旦算出される回路各部の電圧値行列 \mathbf{V}_{c_k} 及び無限大母線電圧及び電力変換装置連系点電圧の位相差行列 Θ_{c_k} とから、式(3.4.13)および式(3.4.14)により、 \mathbf{V}_k と Θ_k を求める。式(3.4.13)および式(3.4.14)における γ は、収束値に漸近させるための計算上の設定値である。負荷電流が大きい場合やシステムのインピーダンスが大きい場合などは、 γ を大きくしないと計算が収束しづらくなる。東海道新幹線の最もインピーダンスの大きい電力系統における計算でも $\gamma=20$ でループ計算を 1000 回実施すればほぼ収束値を求めることができる。

$$\mathbf{V}_k = \mathbf{V}_{k-1} + \frac{\mathbf{V}_{c_k} - \mathbf{V}_{k-1}}{\gamma} \quad \cdots(3.4.13)$$

$$\Theta_k = \Theta_{k-1} + \frac{\Theta_{c_k} - \Theta_{k-1}}{\gamma} \quad \cdots(3.4.14)$$

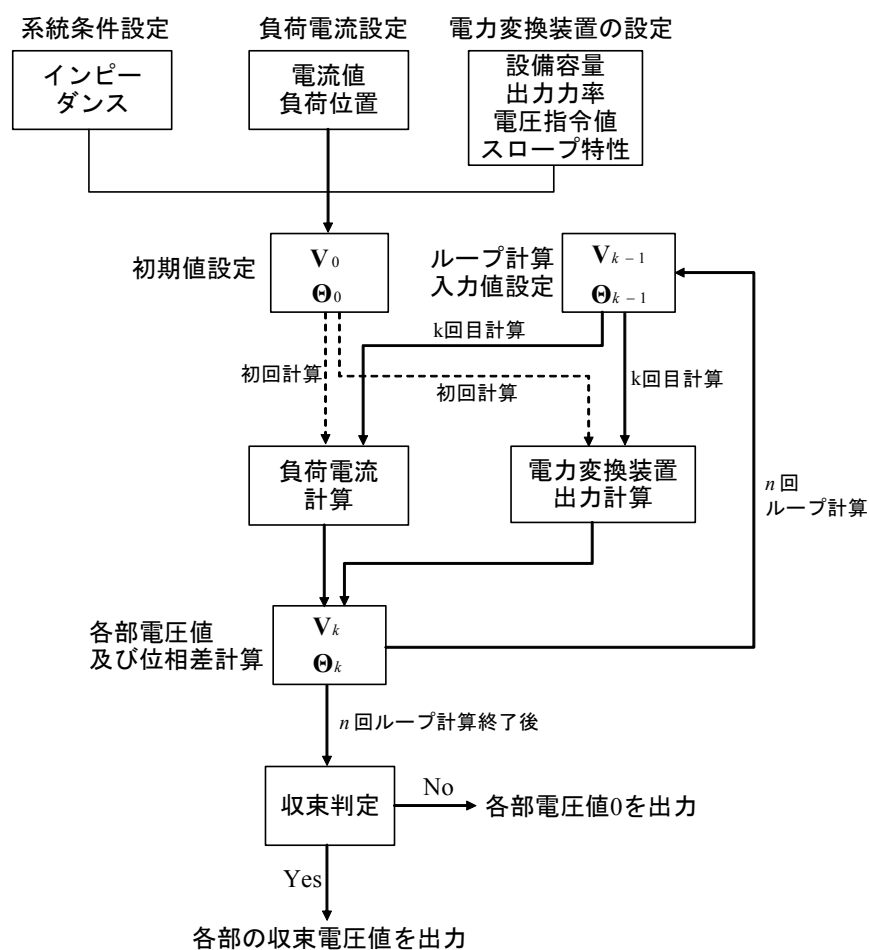


図 3. 4. 6 複雑な電力供給システムに適用する回路電圧の計算フロー

また、最終 3 回のループ計算における電力変換装置連系点電圧の変動の絶対値の合計が 3 V 未満となっているときに収束していると判定することとし、収束判定を満たさない場合は電圧計算値を 0 V とする。

この計算手法により、電力変換装置の出力力率をパラメータとして変化させて、電力変換装置の連系点電圧を計算し、最適出力力率を求めることを検討する。

ここで、モデルケースを設定し、電力変換装置の出力力率と電力変換装置の連系点電圧の関係を算出する。

図 3. 4. 7 にモデルとする電力システムの概要図を示す。系統インピーダンスは、電圧降下対策が必要となる東海道新幹線の代表的なき電系統に準じて設定し、各部のインピーダンスは図中に示すとおり設定する。無限大母線電圧は単相 30000 V とし、き電用変圧器は単相変圧器とする。実際のき電回路では、き電用変電所の電源は三相であるが、ここでは、無限大母線からき電回路を通じて単相回路で模擬し、インピーダンスも全て単相 30000 V 換算の値とする。電車線路のインピーダンスは RL 回路で模擬し、それぞれの負荷の間のインピーダンス値は図 3. 4. 7 に示すとおりとする。これらのインピーダンス値は、10 km の電車線路のインピーダンスに相当するものである^[28]。

き電回路の末端は、東海道新幹線で通常実施しているとおり、上下線をタイで接続す

る構成とする。電力変換装置はき電回路末端に接続する構成とし、負荷 5 及び負荷 6 と同一点に接続する前提とする。

また、図中の負荷電流値は負荷点電圧が 25 kV 時の値を示しており、列車負荷は定電力特性とする。ただし、負荷電流値は 1000 A を上限値とする。

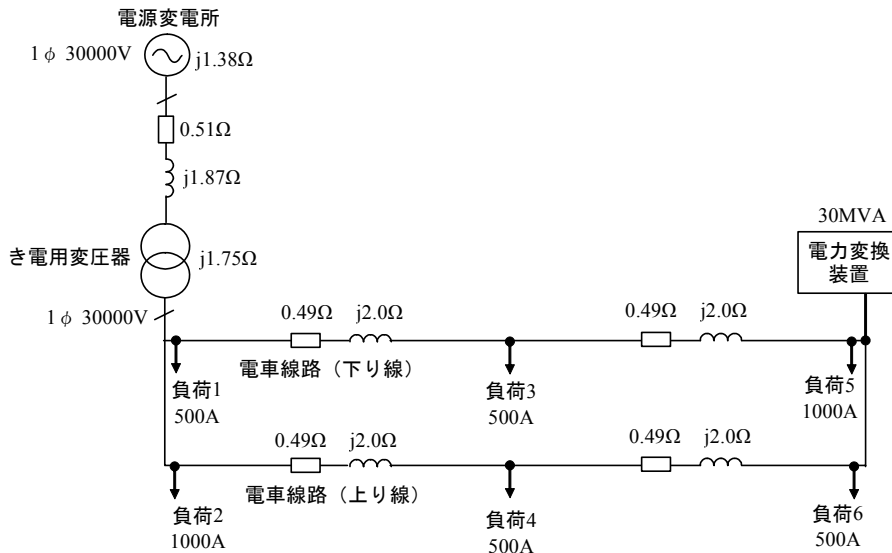


図 3. 4. 7 モデルとする電力系統の概要図

電力変換装置の容量は 30 MVA、電力変換装置の電圧制御の電圧指令値 V_{ref} は 28 kV とし、電圧制御には 10 % のスローブ特性を持たせることとする。つまり、連系点電圧が電圧指令値から $30 \text{ kV} \times 10 \%$ の 3 kV 下がったとき、電力変換装置は 1 pu の出力を行う特性とする。

以上の前提条件により、電力変換装置の出力力率をパラメータとして変化させて、電力変換装置の連系点電圧を計算した。計算結果を図 3. 4. 8 に示す。電力変換装置の出力力率が約 0.07 より小さい領域で連系点電圧が 0 V に落ち込んでいるが、これは、連系点電圧の計算が収束していないためである。1000 回ループ計算をしても収束していないということは、この出力力率の領域では電圧が安定しないと考えられ、この前提条件における検討では、有効電力供給による電圧降下対策が必須ということになる。

また、図 3. 4. 8 から、連系点電圧の維持能力の高い範囲の中間点である出力力率 0.8 付近が最適出力力率と判断できる。負荷電流が電力変換装置連系点に集中する前提で解析的に計算した図 3. 4. 4 と比較すると、最適出力力率が小さくなっている。これは、図 3. 4. 7 のように電源に近い位置にも負荷電流を配置していることで、負荷から見た合成インピーダンスが図 3. 4. 4 の計算の場合よりも小さくなっているためと考えられる。系統インピーダンスが小さくなると最適出力力率も小さくなるのは、図 3. 4. 3 の分析結果と一致していることからわかる。

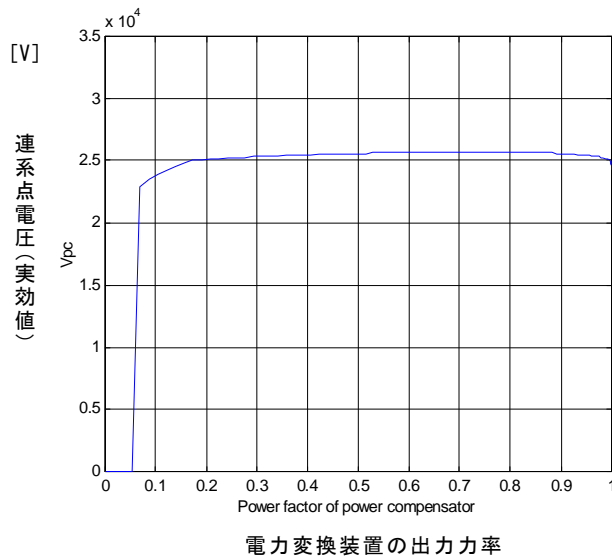


図3. 4. 8 電力変換装置の連系点電圧（負荷電流合計 4000A）

次に、負荷電流の変化により電力変換装置の最適出力力率がどう変わるかを見るために、図3. 4. 7における負荷を、位置はそのまま電流値をそれぞれ 1/2 として、出力力率と連系点電圧との関係を計算する。計算結果を図3. 4. 9に示す。

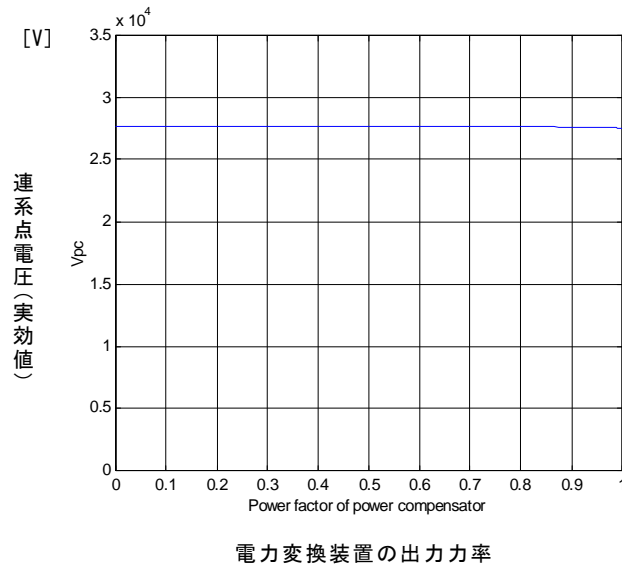


図3. 4. 9 電力変換装置の連系点電圧（負荷電流合計 2000 A）

図3. 4. 3及び図3. 4. 4から、負荷電流が小さくなると電力変換装置の最適出力力率も小さくなると考えられるが、図3. 4. 9の計算結果から、負荷電流が小さい場合は電力変換装置の出力力率による連系点電圧の違いがほとんど見られなくなっている。

3. 4. 5 電力変換装置の出力力率に関する考察

前項までに述べたように、有効電力供給と無効電力供給を同時に行う電力変換装置の

最適出力力率は、系統インピーダンス条件、負荷条件、電力変換装置の出力電流によって決まる。

電力変換装置の出力電流は、電力変換装置の設備容量、電圧指令値設定、スロープ特性の設定で決まってくる。設備容量と電圧指令値は、前項に述べた計算手法により計算される連系点電圧から、検討可能である。電圧制御のスロープ特性は、後述するように、電圧制御設計のプロセスで決定すべきものであるが、図3.4.5に示したように、電力変換装置の出力電流による最適出力力率の変化は比較的大きくないので、スロープ特性を仮に決めておいて出力力率を検討することは実用上問題ないと考えられる。

また、与えられた系統インピーダンス条件に基づき電力変換装置の最適出力力率を決める場合、負荷が小さな領域では電力変換装置の出力力率による電力変換装置連系点電圧の違いはほとんどないことから、想定できる最も大きい負荷条件により電力変換装置の最適出力力率を決めればよいということが推察できる。

以上のことを検証するため、出力力率をパラメータとして、負荷の有効電力と電力変換装置連系点電圧との関係をP-Vカーブとして求めることとする。系統インピーダンス条件は図3.4.7のとおりとする。負荷電流は、図3.4.7の負荷1～6の負荷電流の比率を固定して変化させることとする。また、電力変換装置の電圧指令値は28 kVとし、スロープ特性は10%とする。P-Vカーブの計算結果を図3.4.10に示す。

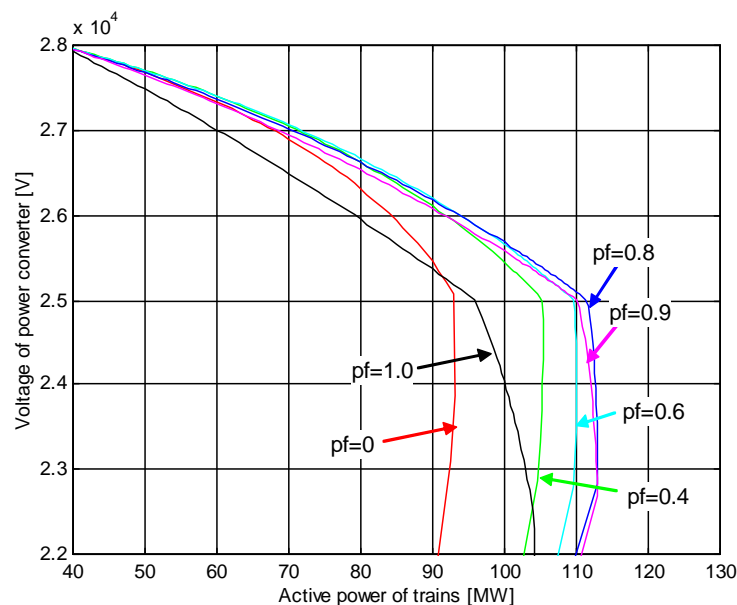


図3.4.10 電力変換装置連系点のP-Vカーブ

負荷電力が40 MWのときは電力変換装置の出力力率にかかわらず、電力変換装置連系点電圧はほぼ等しい。しかし、負荷電力が大きくなるにつれて、電力変換装置の出力力率による違いがはっきりしてくる。これは、図3.4.8と図3.4.9により分析した結果と一致する。また、出力力率0.8付近が重負荷の場合の最適出力力率と分析した図3.4.8の結果とも一致している。さらに、電力変換装置の出力力率を適切に選ぶことで、連系点電圧を最も高く維持できるだけでなく、有効電力供給限界を最も大き

くできることが図 3. 4. 10 の結果からわかる。

以上より、想定する最も厳しい系統インピーダンスと負荷条件、電力変換装置の設備容量、電圧指令値、仮設定の電圧制御スロープ特性の 5 点が揃えば、電力変換装置の出力力率を決めることができる。また、これにより決定した電力変換装置の出力力率は、負荷電流の大きさにかかわらず電力変換装置の連系点電圧をほぼ最大に維持することができることがわかった。これらより、電力変換装置の出力力率は、負荷の大きさやそれに影響される連系点電圧によって可変とするのではなく、固定することが成り立つといえることができる。次節では、これらの考察に基づき、新しい電力変換装置の電圧制御方式について提案する。

3. 5 固定力率出力方式の電圧制御を行う電力変換装置の提案

前節では、有効電力供給と無効電力供給を同時に行える電力変換装置について、連系点電圧を最も高く維持できる最適出力力率が存在するという事実と、電力変換装置の出力力率は、想定する最も厳しい系統インピーダンスと負荷条件で決定したもので固定しても連系点電圧維持の観点からは適切に運転できるということを示した。

本節では、上記に基づき、固定力率出力を前提にした電圧制御により有効電力供給量を決定する電力変換装置について提案する。以下に、固定力率出力方式電圧制御の概要と、簡易系統モデルに基づく EMTP での検証結果について述べる。

3. 5. 1 固定力率出力方式電圧制御の概要

提案する固定力率出力方式電圧制御の基本的なブロック線図を図 3. 5. 1 に示す。従来の無効電力供給による交流電圧制御の次に、電力変換装置の皮相電力指令値 S_{ref} から出力力率 $\cos\phi$ により有効電力指令値 P_{ref} と無効電力指令値 Q_{ref} とを演算するブロックを設ける。ここで、出力力率 $\cos\phi$ は、固定の設定値とする。また、無効電力指令値 Q_{ref} により出力する無効電力は遅相無効電力とする。

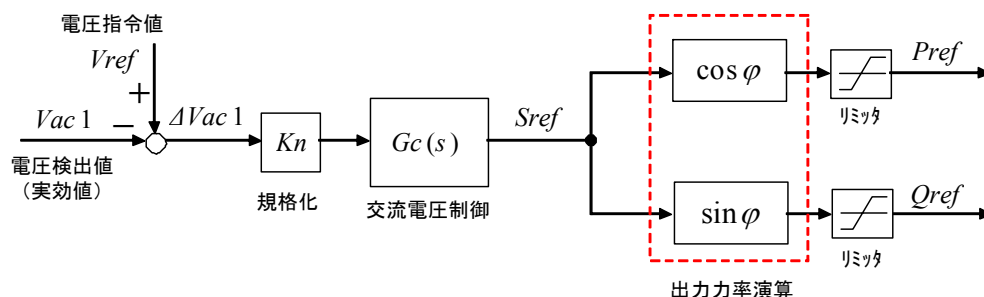


図 3. 5. 1 固定力率出力電圧制御の基本的なブロック線図

この手法を用いることにより、連系点電圧を計測することができれば、電源変電所が地理的に離れていて電力供給システムの全負荷量を把握できなくても、電力変換装置の有効電力指令値を決めることができると考えられる。

また、この方式の交流電圧制御を用いることで、系統インピーダンスに比して負荷電流が大きく、遅相無効電力供給のみで回路電圧が維持できない場合に、有効電力も供給

することにより回路電圧を維持できることとなる。

3. 5. 2 EMTP による固定力率出力電圧制御の有効性検証

これまでは、き電電圧、負荷電流、電力変換装置の出力電流とも、定常状態となったときの、静特性としての分析を行ってきた。3. 4 節で述べた計算手法において、有効電力供給を行う場合においても連系点電圧の収束値が得られていることから、負荷電流変化などによる電圧外乱が発生しても、十分に時間が経てば電力変換装置連系点電圧は定常状態に至るものと推測される。

そこで、有効電力供給によるき電電圧維持や固定力率出力方式の電圧制御が、過渡現象のレベルで見ても成立するかどうか、EMTP を用いて検証することとする。

図 3. 5. 2 に EMTP 計算の前提となるき電系統図を示す。

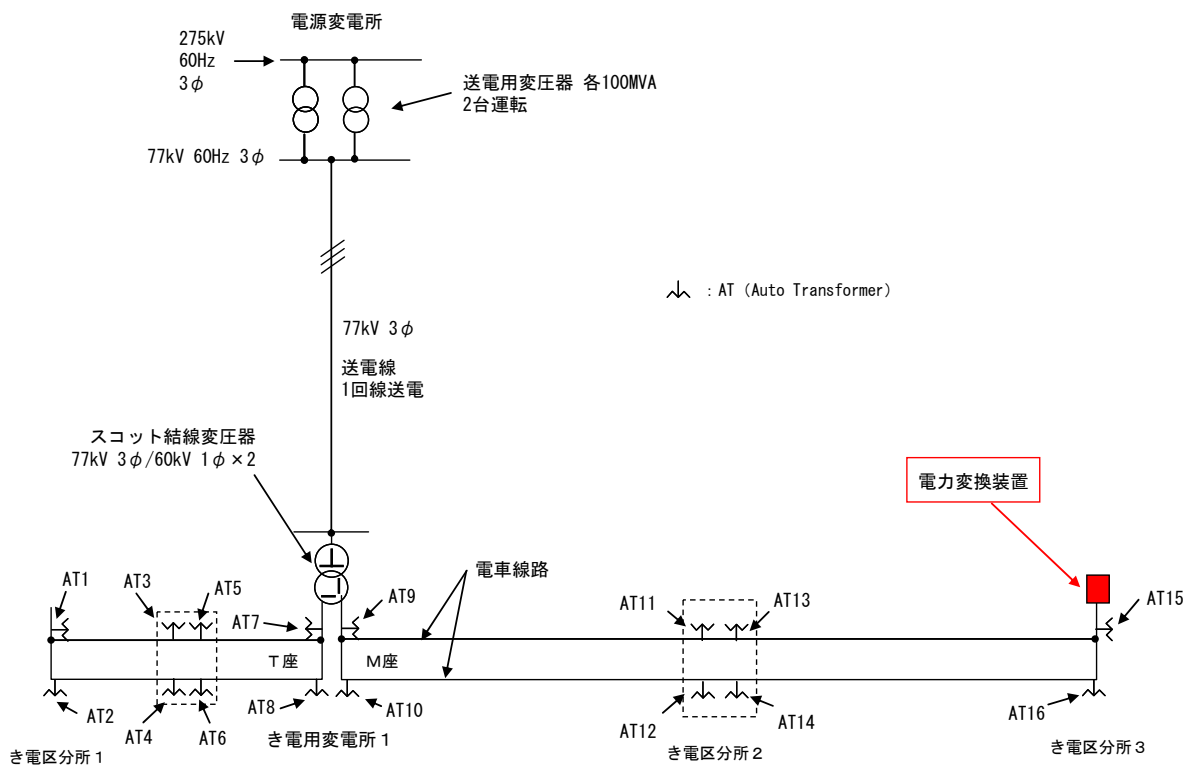


図 3. 5. 2 EMTP 検証用のき電系統図

この図において、インピーダンスを以下のように設定する。電源変電所からき電用変電所 1 のき電母線までのインピーダンスは、3. 4 節での計算例で使用した系統条件と同一とし、それぞれ以下のように設定する。

(1) 電源変電所

送電用変圧器2台運転 (1台あたり容量100 MVA)

送電用変圧器のインピーダンス $\%Z=j1.37$ / 台 (10 MVAベース)

(2) 送電線

インピーダンス $\%Z=0.2833+j1.0383$ / 回線 (10 MVAベース) 1回線運用

(3) き電用変電所1

- ・き電用変圧器 スコット結線 100 MVA (片座50 MVA)
M座 %Z=9.73 (50MVAベース) T座 %Z=9.73 (50 MVAベース)
- ・単巻変圧器 AT7～AT10とも 線路容量20 MVA %Z=j0.84 (20 MVAベース)

(4) き電回路

- ・単巻変圧器

AT1～AT6, AT11～AT16 とも 線路容量20 MVA %Z=j0.84 (20 MVAベース)

また、電車線路インピーダンスについては、ATき電回路のより実際的な模擬ができるよう、トロリ線、レール、き電線の自己インピーダンス、相互インピーダンス、ATの漏れインピーダンスを模擬した回路構成とする。トロリ線、レール、き電線の自己インピーダンス、相互インピーダンスは表 3. 5. 1 に示すものを用いる^[28]。

表 3. 5. 1 電車線路インピーダンス

線別	自己インピーダンス (Ω/km)	相互インピーダンス (Ω/km)		
		トロリ線	レール	き電線
トロリ線	0.1214+j0.7243	—	0.0583+j0.3542	0.0574+j0.3981
レール	0.1918+j0.6542	0.0583+j0.3542	—	0.0580+j0.3230
き電線	0.1552+j0.8420	0.0574+j0.3981	0.0580+j0.3230	—

次に、き電電圧計算の対象区間となるき電用変電所 1～き電区分所 3 間の負荷条件を図 3. 5. 3 に示す。これも 3. 4 節での計算例に使用した条件とほぼ同じに設定した。

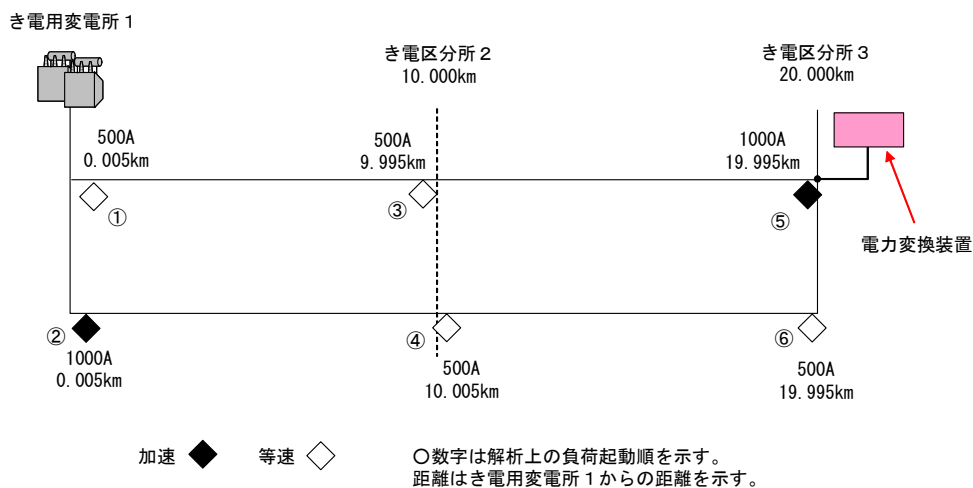


図 3. 5. 3 EMTP 検証用の負荷条件

EMTP 計算上の負荷起動時間は、図 3. 5. 3 において、

- ① 0.2 s→0.35 s
- ② 0.4 s→0.55 s
- ③ 0.6 s→0.75 s
- ④ 0.8 s→0.95 s
- ⑤ 1.0 s→1.15 s
- ⑥ 9.0 s→10.0 s

とし、⑥の列車の負荷起動直後の過渡現象に着目して検証する。

電力変換装置については、以下のように設定する。

(1) 定格容量

30 MVAとする。

(2) 交流電圧制御の設定

- ・ 1次遅れ制御とし、ゲイン $K_2=10$ 、時定数 $T_2=1$ secとする。
- ・ 電圧指令値は $V_{ref}=28$ kVとする。

以上の条件により、EMTPで計算を実施した。

まず、電力変換装置の出力力率を $\cos\phi=0$ 、つまり、遅相無効電力のみ出力するとしたときの電力変換装置連系点のき電電圧計算結果を図3.5.4に示す。

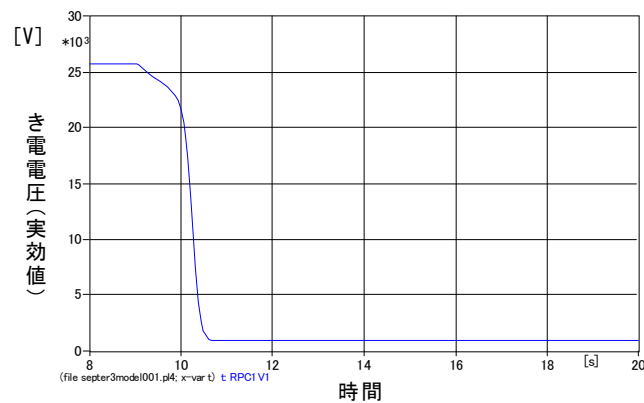


図3.5.4 EMTPによるき電電圧計算結果（電力変換装置出力力率 $\cos\phi=0$ ）

負荷電流変化後、電力変換装置連系点のき電電圧が維持されず、電圧崩壊現象を招いている。この計算結果は、図3.4.8に示した出力力率と電力変換装置連系点電圧の関係において、出力力率が約0.07以下の領域では計算が収束していないという計算結果と合致している。

次に、電力変換装置の出力力率を $\cos\phi=0.8$ としたときの電力変換装置連系点のき電電圧計算結果を図3.5.5に示す。

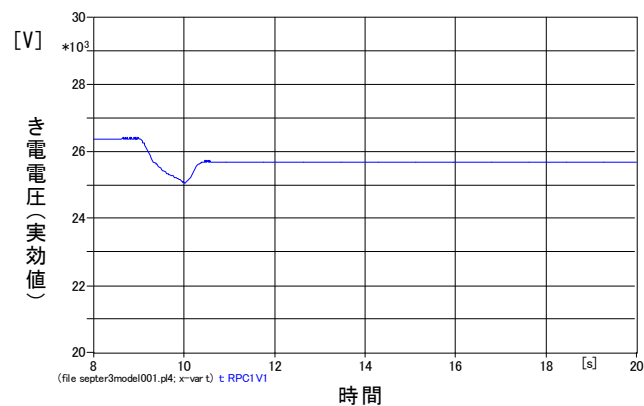


図3.5.5 EMTPによるき電電圧計算結果（電力変換装置出力力率 $\cos\phi=0.8$ ）

負荷電流変化直後の過渡現象において、若干のオーバーシュートは見られるものの、

安定に電圧制御できている。定常状態の電力変換装置連系点のき電電圧値は 25 kV 以上に維持できている。列車走行上問題のないき電電圧値を確保できている。この計算結果より、有効電力供給による交流電圧制御をき電回路に適用可能である見込みを得た。

以上より、き電電圧維持において、遅相無効電力供給よりも有効電力供給のほうが優位性を持っているといえることができる。

3. 6 第3章のまとめ

有効電力による電圧降下と無効電力による電圧降下の違いについて、簡易回路を用いて理論上の検討を行った。その結果、系統条件や負荷条件によっては、遅相無効電力供給よりも有効電力供給を行ったほうが、電圧維持効果が大きいことがわかった。

電力変換装置により有効電力供給を行う場合、従来の手法では電力供給システムの全負荷量を把握して有効電力供給量を決定する必要があった。電源変電所と電力変換装置が地理的に離れている場合、従来の方法で有効電力供給量を決定するためには、全負荷量の計測値等を電力変換装置に伝送する手段が必要となり、コスト及び信頼性の面で不利である。そこで、電力変換装置の連系点電圧を計測し、電圧制御を行う過程で有効電力供給量を決定する手法を提案した。

電力変換装置で有効電力供給と遅相無効電力供給を同時に行うとき、有効電力供給量と遅相無効電力供給量の分担の考え方を決めておく必要がある。そこで、系統インピーダンス、負荷電流の大きさ、電力変換装置の出力電流の大きさから、電力変換装置の連系点電圧を最も高く維持できる最適出力力率が導き出せること、負荷電流が小さいときは電力変換装置の出力力率による連系点電圧の変動幅が小さくなることから、出力力率を固定する電圧制御を行う電力変換装置が成り立つことを示した。

また、過渡現象計算としても固定力率出力方式の電圧制御を行う電力変換装置が成立することを示すため、EMTP による解析を実施した。解析結果より、有効電力供給により交流電圧制御を実施してもき電電圧の過渡現象として問題のないこと、また、き電電圧維持のためには遅相無効電力のみを供給するシステムより、有効電力供給も行えるシステムのほうが優位であることを示した。

以上より、き電電圧維持を目的とした、固定力率出力方式の電圧制御を行う電力変換装置を提案する。次章以降では、固定力率出力方式の電圧制御を行う電力変換装置をき電回路に適用する場合の、き電電圧維持面以外の技術課題と、その技術課題を解決するための手法を述べる。

第4章 固定力率出力方式電圧制御のき電回路への適用可否の検討

4.1 はじめに

前章では、異電源からの有効電力供給による電圧維持対策の優位性について述べ、有効電力供給量の決定方法として、固定力率出力方式の電圧制御による方法を提案した。また、EMTPによる過渡現象解析を行い、過渡現象の面でも提案する方法により安定的に回路電圧が維持できる見通しを得た。

本章では、き電回路におけるき電電圧維持面以外の各種の技術課題について、固定力率出力方式の電圧制御がその技術課題を解決できることを検証する。

4.2 新幹線のき電回路への適用時の課題

き電電圧維持のための方策として固定力率出力電圧制御を行うにあたり、き電電圧維持面以外にも新幹線のき電回路への適用時特有の課題を解決しなければならない。以下に、新幹線のき電回路への適用時の課題について整理する。

4.2.1 有効電力の逆潮流防止

従来の負荷分担制御を用いるシステムでは、電力系統の全負荷を計測し、その一部の有効電力を負担するよう有効電力指令値を決定する方法をとっているため、全負荷が回生電力を発生させない限り、逆潮流を発生させることはない。しかし、提案する手法では、全負荷量の計測は行わず、電力変換装置の連系点の電圧制御により有効電力供給量を決定する。

このため、提案する手法では、電力系統状態あるいは負荷電力の状態によって、連系させる異電源から既存電源に向かっての有効電力の逆潮流や、逆に、既存の電源から連系させる異電源に向かっての逆潮流を発生させる可能性が考えられる。いずれの場合も、不要に電力消費や定常的な逆潮流を発生させることとなり、省エネルギーや電源の安定性の面から好ましくない現象である^{[42]-[44]}。

以上により、電力系統状態あるいは負荷電力の状態によって有効電力の不要な逆潮流しないかどうかを検証しておく必要がある。

4.2.2 負荷電流変化時のき電電圧の安定性

東海道新幹線のインバータ制御車は、パンタグラフ点電圧が25kV以上確保できている場合には、車載変換器の有効電力指令値に基づき、所要の電力を確保するよう定電力特性として制御される。この車両の定電力特性と、電力変換装置の電圧制御との協調がとれていない場合、電圧制御が安定せず、き電電圧の実効値を数Hzの周期で振動させることとなる。

き電電圧の実効値が振動すること自体も問題であるが、そのき電電圧の振動が信号システムに影響を及ぼす懸念があり、列車の安定走行のためにも電圧振動は発生させてはならない現象である。このため、列車負荷電流と電力変換装置を含む、き電システム全体としての電圧安定性を解析し、電圧振動を発生させないよう電力変換装置の電圧制御を設計する必要がある。

4. 3 有効電力の逆潮流防止

電力変換装置の固定力率出力方式電圧制御は、電力系統全体の負荷量を把握しなくても有効電力供給量を決定することができる電圧制御手法である。しかし、電力系統の全負荷量を把握していないため、電源変電所に逆潮流を発生させる可能性を否定できない。また、電圧指令値の設定によっては、電力変換装置が回生方向に有効電力を融通することも考えられ、電力供給システム全体として無駄な有効電力融通を行う可能性もある。

ここでは、負荷電流の大きさや電力変換装置の電圧指令値と、電力変換装置の有効電力負担率の関係に着目し、有効電力の逆潮流発生の可能性と、有効電力の逆潮流を発生させないための方法について述べていく。

4. 3. 1 負荷電流の大きさと有効電力潮流の関係

負荷電流が小さくなると電力変換装置の連系点電圧が高くなる。このとき、電圧指令値の設定によっては、電力変換装置連系点電圧を下げる方向に電力変換装置を制御しなければならないことも考えられる。この場合、電力変換装置は固定力率出力を行っているため、電力変換装置は回生方向に有効電力を融通することとなる。

また、固定力率出力方式の電圧制御は全負荷量を計測せずに電力変換装置の有効電力供給量を決定する制御方法であるため、負荷電流の大きさにより電源変電所への逆潮流が発生しないか検証する必要がある。

そこで、図 3. 4. 7 に示した回路モデルに基づき、全負荷電流の大きさと、負荷の有効電力及び電力変換装置の有効電力出力との関係を計算する。回路各部の電圧値は反復法による数値計算により算出し、全負荷電力を 0A から負荷点電圧 25 kV 時の電流値換算で 4000 A まで変化させて、全負荷の有効電力と電力変換装置の有効電力出力を計算する。なお、列車負荷電流は 1000 A を上限とする特性であるため、全負荷有効電力が 100 MW に到達しない場合もある。

まず、無限大母線電圧を標準の 30 kV とし、電力変換装置容量 30 MVA、出力力率 1、電圧指令値 28 kV、スローブ特性 10 % としたときの負荷の有効電力と電力変換装置の有効電力出力の関係を図 4. 3. 1 に、出力力率を 0.8 としたものを図 4. 3. 2 に示す。

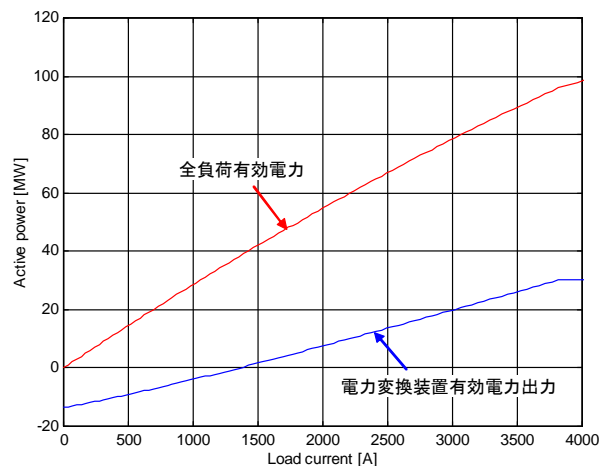


図 4. 3. 1 負荷の有効電力と電力変換装置の有効電力出力の関係
(無限大母線電圧 30 kV, 電力変換装置 : 容量 30 MVA, 出力力率 1, 電圧指令値 28 kV)

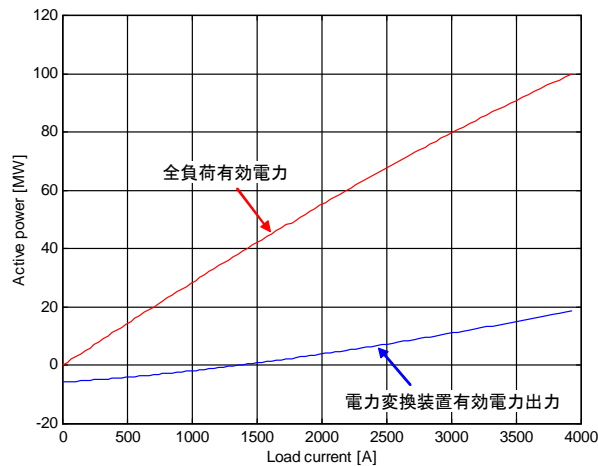


図 4. 3. 2 負荷の有効電力と電力変換装置の有効電力出力の関係
(無限大母線電圧 30 kV, 電力変換装置 : 容量 30 MVA, 出力力率 0.8, 電圧指令値 28 kV)

重負荷時は電力変換装置の出力力率 1 のほうが電力変換装置の有効電力出力が大きく、全負荷有効電力との差が小さくなっているが、出力力率 1 及び出力力率 0.8 とも、負荷電流の全領域で全負荷有効電力が電力変換装置有効電力出力よりも大きくなっており、電源変電所には逆潮流は発生しないことがわかる。しかし、出力力率 1 及び出力力率 0.8 とも、負荷電流が約 1300 A 以下の領域で、電力変換装置有効電力出力が負、つまり、回生運転となっており、電力変換装置の電源には逆潮流を発生させている。これは、軽負荷時には電力変換装置の電圧指令値より電力変換装置連系点電圧が大きく、電力変換装置の出力指令値が負となっているためである。

以上より、電力変換装置の電圧指令値を無負荷時の標準電圧より下げれば、電源変電所に逆潮流を発生させる懸念はないと判断できるが、電力変換装置が回生運転となる領域が存在し、対策を講じる必要がある。

4. 3. 2 電力変換装置の電圧指令値と有効電力潮流の関係

前項で検証したとおり、電源変電所への逆潮流を防止するため電力変換装置の電圧指令値を無負荷時の標準電圧より下げていると、軽負荷時に電力変換装置が回生運転となる課題がある。この対策として、電力変換装置の電圧指令値を、無負荷時の標準電圧に近づけることで電力変換装置の回生運転を防止できるか検証する。

まず、無限大母線電圧を標準の 30 kV とし、電力変換装置容量 30 MVA, 出力力率 0.8, 電圧指令値を無限大母線電圧と同じ 30 kV, スロープ特性 10 % としたときの負荷の有効電力と電力変換装置の有効電力出力の関係を計算する。計算結果を図 4. 3. 3 に示す。

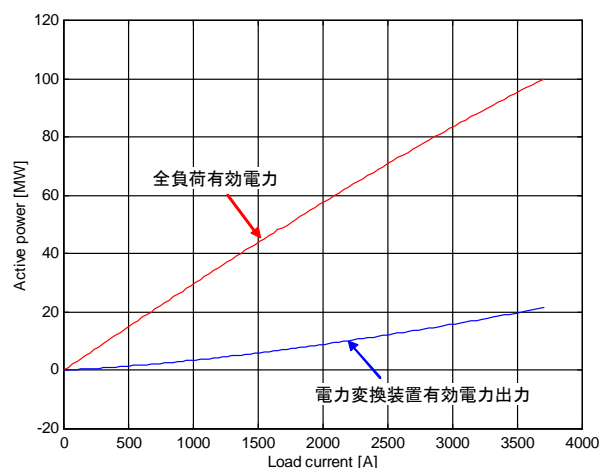


図 4. 3. 3 負荷の有効電力と電力変換装置の有効電力出力の関係
(無限大母線電圧 30 kV, 電力変換装置 : 容量 30 MVA, 出力力率 0.8, 電圧指令値 30 kV)

電圧指令値を無限大母線電圧と同じ 30 kV とすることで軽負荷時の電力変換装置の回生運転を防止できていることがわかる。つまり、電力変換装置の回生運転を防止するためには、電圧指令値を無負荷時の電圧と一致させる必要があるということになり、無限大母線電圧が何らかの原因で変動した場合には、図 4. 3. 2 の場合と同じく電力変換装置の回生運転は避けられないということになる。

電力系統の無限大母線電圧は、実際には標準電圧で一定ではなく、5%程度の変動はありと見なければならぬ電力変換装置の容量を 30 MVA, 出力力率を 0.8, 電圧指令値を 30 kV, スロープ特性を 10% とし、無限大母線電圧を標準電圧 30 kV より 3% 高い 30.9 kV としたときの負荷の有効電力と電力変換装置の有効電力出力の関係の計算結果を図 4. 3. 4 に、無限大母線電圧を標準電圧 30 kV より 3% 低い 29.1 kV としたときの計算結果を図 4. 3. 5 に示す。

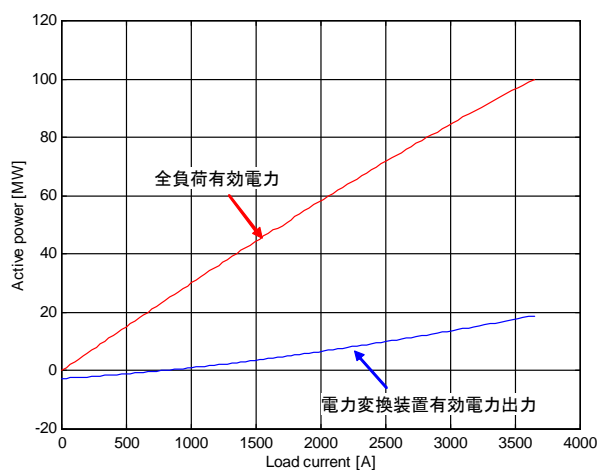


図 4. 3. 4 負荷の有効電力と電力変換装置の有効電力出力の関係
(無限大母線電圧 30.9 kV, 電力変換装置 : 容量 30 MVA, 出力力率 0.8, 電圧指令値 30 kV)

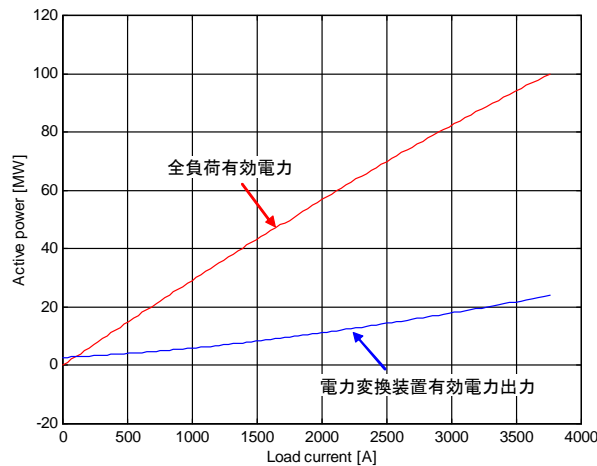


図4. 3. 5 負荷の有効電力と電力変換装置の有効電力出力の関係
(無限大母線電圧 29.1 kV, 電力変換装置:容量 30 MVA, 出力力率 0.8, 電圧指令値 30 kV)

図4. 3. 4に示すとおり，無限大母線電圧が標準電圧より高くなってしまった場合は，電力変換装置の電圧指令値を無負荷時の標準電圧まで引き上げても，軽負荷時の電力変換装置の回生運転を防止できない。また，図4. 3. 5に示すとおり，無限大母線電圧が標準電圧より低くなってしまった場合は，電力変換装置の有効電力出力が全負荷の有効電力を上回ってしまい，電源変電所への逆潮流を発生させてしまっていることがわかる。

以上より，電圧指令値の調整だけでは電力変換装置の回生運転や電源変電所への逆潮流を防ぐことはできず，別の対策が必要となることがわかる。

4. 3. 3 電圧指令値の上下限值設定による電力変換装置の回生運転防止

電力変換装置の回生運転防止対策として，電力変換装置の電圧指令値に上下限值を設けることを考える。電力変換装置の電圧指令値に上下限值を設けたときの電圧指令値を演算する部分のブロック線図を図4. 3. 6に示す。

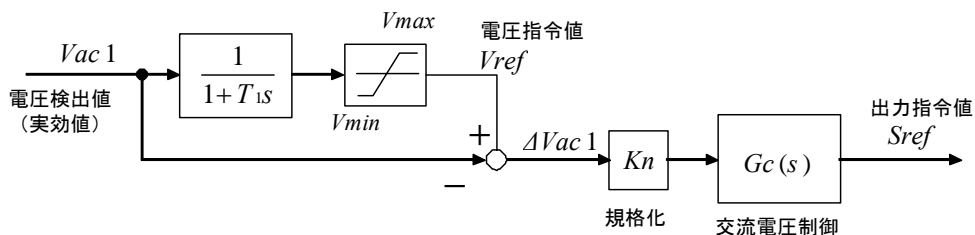


図4. 3. 6 電力変換装置の電圧指令値演算部分のブロック線図

電圧検出値 $Vac1$ をローパスフィルタに通したものに，上限値 $Vmax$ ，下限値 $Vmin$ でリミッタを設け，電圧指令値 $Vref$ を演算する。こうすることで，定常的に上限値 $Vmax$ と下限値 $Vmin$ の間に電圧検出値 $Vac1$ がある場合には，電力変換装置の出力指令値は $0pu$ となる。電圧検出値 $Vac1$ が定常的に上限値 $Vmax$ より高くなった場合に初めて電力変換装置が負の出力，つまり，回生運転を行うこととなる。また，電圧検出値 $Vac1$ が定常的

に下限値 V_{min} より低くなった場合に初めて電力変換装置が正方向に出力することとなり、下限値 V_{min} を適正に決めれば電源変電所への逆潮流も防ぐことができる。

電圧指令値演算部の制御を図 4. 3. 6 に示すとおりとし、電圧指令値の上限値を 31.5 kV、下限値を 28 kV とし、無限大母線電圧を標準より 3 % 高い 30.9 kV、電力変換装置容量 30 MVA、出力力率 0.8、スロープ特性 10 % としたときの負荷の有効電力と電力変換装置の有効電力出力の関係の計算結果を図 4. 3. 7 に示す。また、電力変換装置は同じ条件で、無限大母線電圧を標準より 3 % 低い 29.1 kV としたときの負荷の有効電力と電力変換装置の有効電力出力の関係の計算結果を図 4. 3. 8 に示す。

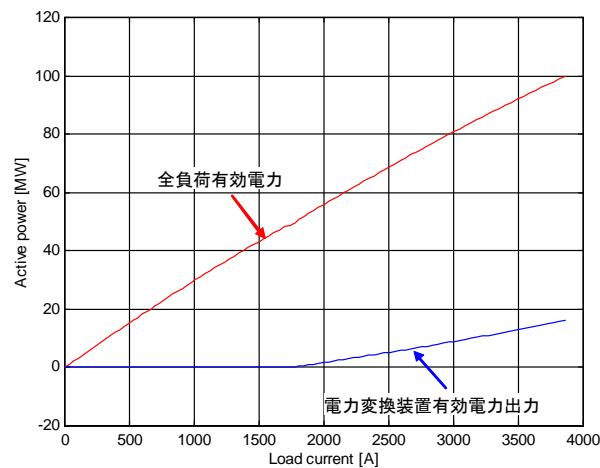


図 4. 3. 7 負荷の有効電力と電力変換装置の有効電力出力の関係
(無限大母線電圧 30.9 kV, 電力変換装置の電圧指令値: 上限値 31.5 kV, 下限値 28 kV)

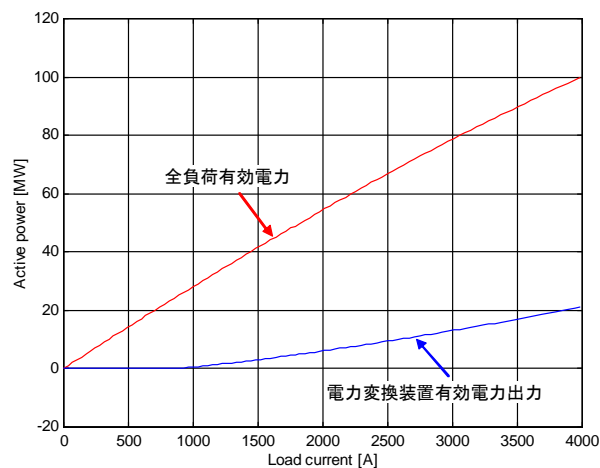


図 4. 3. 8 負荷の有効電力と電力変換装置の有効電力出力の関係
(無限大母線電圧 29.1 kV, 電力変換装置の電圧指令値: 上限値 31.5 kV, 下限値 28 kV)

図 4. 3. 7 では、無限大母線電圧が標準電圧より高くなっていることで電力変換装置が出力し始める負荷領域が大きいほうに移っているが、軽負荷時の電圧指令値が上限値である 31.5 kV に張り付いているため、電力変換装置の回生運転は防止できていることがわかる。

また、図 4. 3. 8 では、無限大母線電圧が標準電圧より低くなっているため、軽負

荷時の電源変電所への逆潮流に注意しなければならない状況であるが、電圧指令値の下限値を無限大母線の変動より低い 28 kV に設定しているため、逆潮流を防止できていることがわかる。

このように、電圧指令値の上限値及び下限値を、電源変電所の系統状態により変動する可能性のある電圧範囲以上に設定することにより、電力変換装置の回生運転や電源変電所への逆潮流を防止することができることがわかる。

4. 3. 4 有効電力指令値の制限による電力変換装置の回生運転防止

前項に述べたように、電力変換装置の電圧指令値に上下限値を設定することで、電力変換装置の定常的な回生運転や電源変電所への逆潮流は防止することができる。しかし、電圧に外乱が加わり、過渡的に電圧検出値が電圧指令値の上限値を上回った場合は、短時間ではあるが電力変換装置は回生運転となる。車両負荷が電力変換装置の連系している電区間から抜けた場合などには、過渡的に電圧が上昇するため、このような事象が起こり得る。

一方で、過渡的な過電圧は、地上機器や車両に対する影響を考えると極力抑えたいため、電力変換装置による電圧下げ方向の制御は必要である。このため、過渡的な電圧上昇時の電力変換装置の回生運転防止と過渡過電圧抑制のための制御を両立させる対策として、電力変換装置の有効電力指令値に制限を加えることを併用することを考える。そこで、電力変換装置が回生運転とならないよう、電力変換装置の有効電力指令値 P_{ref} に、図 4. 3. 9 のブロック線図に示すリミッタを付加する。

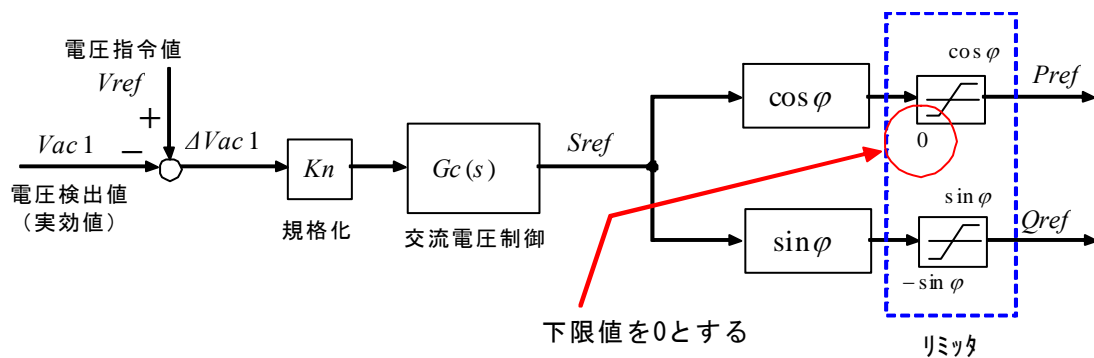


図 4. 3. 9 電力変換装置の電圧制御ブロック線図 (回生運転防止リミッタ付)

図 4. 3. 9 に示すように、有効電力指令値の下限値を 0 とし、電圧制御部の出力にかかわらず、電力変換装置の回生方向の有効電力出力を許可しないこととする。これにより、電力変換装置連系点電圧が過渡的に電圧指令値の上限値を上回り、電力変換装置を電圧下げ方向に運転する要求があったとしても、電力変換装置を介しての有効電力の逆潮流は発生させない仕組みとすることができる。

また、有効電力指令値の下限値を 0 とする場合、電力変換装置を電圧下げ方向に運転するときは有効電力の出力を行わないことから、電力変換装置の出力に対し容量に余裕が出ることとなる。一方で過渡的な電圧は極力抑えたい必要性があることから、電力変換装置の電圧下げ方向運転の場合は、無効電力出力の下限リミッタを変更し、進相無効

電力を出力することが有効である。

電圧下げ方向運転の場合に、無効電力指令値の下限を変更する電圧制御ブロック図を図4. 3. 10に示す。図中の「LVG」は最小値選択回路を示す。

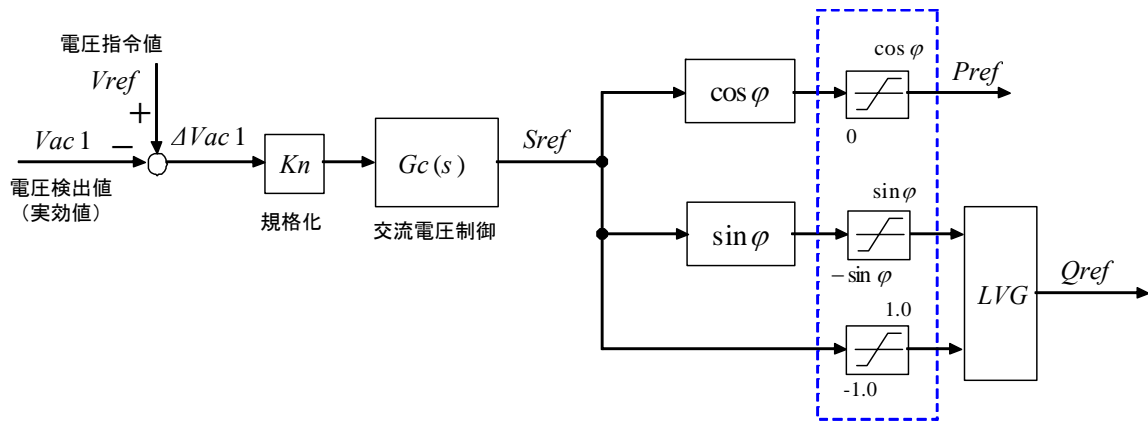


図4. 3. 10 電力変換装置の電圧制御ブロック線図 (Q_{ref} 最小値選択回路付加)

また、図4. 3. 9のように有効電力指令値の下限値を0とすることで、電圧検出値が過渡的にどのような状態にあっても電力変換装置を介しての有効電力の逆潮流は発生しないことから、電圧指令値の上限値を下げ、き電回路の定常的な高め電圧を積極的に下げる制御も考えることができる。日本の新幹線の電車線最高電圧（トロリ線-レール間の最高電圧）は30000Vという値を用いてきた経緯があるため^[27]、電圧指令値の上限値も30kVを超えて設定すべきではないと考える。

4. 4 負荷電流変化時のき電電圧の安定性

インバータ制御車両の定電力特性と、電力変換装置の電圧制御特性との協調がとれていない場合、電圧制御が安定せず、き電電圧の実効値を数Hzの周期で振動させることがある。東海道新幹線のき電系統において、静止形無効電力補償装置の電圧制御とインバータ制御車両の定電力特性との協調がとれず、き電電圧の振動を引き起こした事例もある。

この事例は、東海道新幹線において最もインピーダンス条件の厳しいき電系統において発生し、その他のき電系統での発生は報告されていないことから、電圧振動現象は電力変換装置の電圧制御設計のみに依存するわけではなく、インバータ制御車両の負荷電流変化や電力変換装置の出力変化に対するき電系統の電圧応答特性も密接に関係してくると考えられる。

ここでは、P-Vカーブを用いて、有効電力出力を行う電力変換装置の電圧制御に求められる要件を考察する。

4. 4. 1 電力変換装置の出力と電圧変化の関係

まず、電力変換装置を接続しない場合のP-Vカーブの一般的な傾向を見るため、図3. 4. 7に示す回路モデルに基づき、電力変換装置の出力を0とした場合の電力変換装置連系点におけるP-Vカーブを計算する。負荷電流は図3. 4. 7に示す負荷を同比率で

変化させ、き電電圧は3.4.4項で述べた反復法による数値計算手法により計算する。計算結果を図4.4.1に示す。

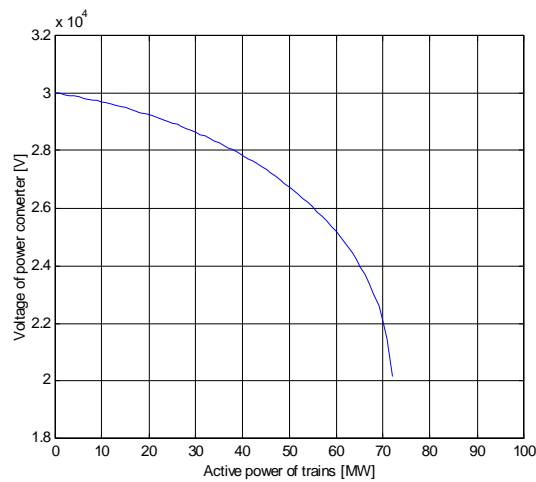


図4.4.1 電力変換装置連系点のP-Vカーブ

図4.4.1に示すとおり、負荷がインバータ制御車のように定電力特性を持つ場合、き電電圧の変化量は負荷の有効電力の増加に伴い徐々に大きくなる。また、き電電圧範囲が下がってくると、単位有効電力変化あたりのき電電圧変化幅が大きくなっていくということもできる。

次に、電力変換装置を容量30MVA、電圧指令値の上限値を30kV、下限値を28kVとし、出力力率を0及び0.8、スローブ特性を10%としたときの電力変換装置連系点のP-Vカーブを図4.4.2に示す。

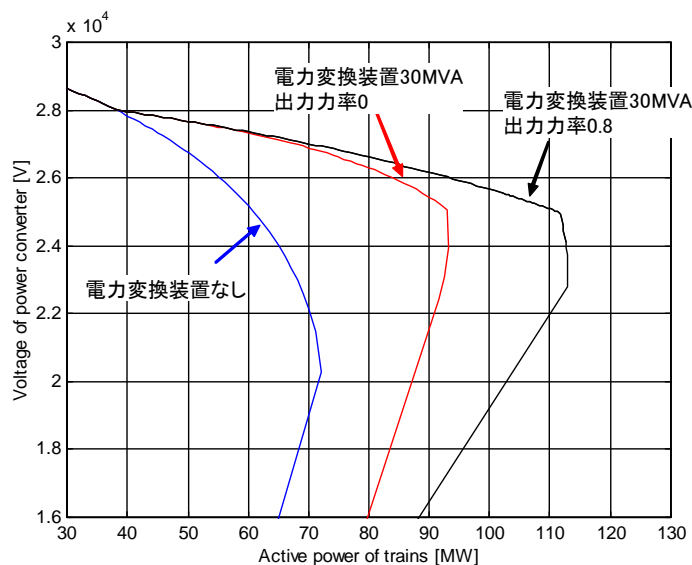


図4.4.2 電力変換装置連系点のP-Vカーブ

電圧指令値の下限値を28kVとして計算したので、電力変換装置連系点電圧が28kVより下がる領域で電力変換装置が出力し、電力変換装置連系点電圧が改善されている。

電力変換装置がないときの有効電力供給限界が約 72 MW なのに対し、遅相無効電力供給のみによる電圧制御を行った場合は約 93 MW、有効電力供給も合わせて行った場合は約 112 MW と有効電力供給限界が引き上げられている。つまり、電力変換装置から有効電力供給も行う場合、電力系統が本来持っている有効電力供給限界を大幅に超えたところでき電圧を安定させる必要があるということが言える。

4. 4. 2 負荷変化時の電圧制御の安定性

有効電力供給も可能な電力変換装置を導入する必要があるき電区間は、当該き電区間の負荷量がき電系統のインピーダンスに比して大きく、遅相無効電力供給だけではき電電圧が維持できない場合であるといえることができる。図 4. 4. 2 からわかるように、有効電力供給を行う電力変換装置は、電力系統が本来持っている有効電力供給限界を大幅に超えたところでの運転を行う必要があり、電力変換装置の安定な電圧制御を行うことは、従来の遅相無効電力供給のみで電圧制御を行う場合と比べて困難であることが考えられる。つまり、電力変換装置の電圧制御の制御器設計により、き電電圧の安定性に重大な影響が出る可能性を考慮しなければならないということである。このことは、従来の電力変換装置にはない、新しい技術課題であるといえることができる。

従来の遅相無効電力供給により新幹線き電システムの電圧制御を行う電力変換装置の制御器設計は、応答速度が速すぎる場合と、インピーダンスの大きな電力系統でゲインを大きくし過ぎる場合は、電圧制御が不安定になるということが経験的に知られていたが、具体的な安定限界を設計段階で見極めることはされておらず、実験的に安定領域を探っていた。しかし、想定される負荷電力の大きさがますます大きくなり、事前の実負荷試験においても想定負荷電力に近づけることが難しくなっている状況では、設計段階での安定性評価が不可欠となってきた。

以上より、固定力率出力方式の電圧制御を行う電力変換装置の制御器設計のためには、き電系統と列車負荷を含めたき電システム全体の電圧変化の過渡特性を明らかにしたうえで、具体的な安定限界を見極め、各種制御定数を決定する手法を構築することが必要であるといえることができる。

4. 5 第 4 章のまとめ

固定力率出力方式の交流電圧制御を行う電力変換装置について、き電システムにおける制約条件に対する課題と解決手法をまとめた。

まず、遅相無効電力供給に加え有効電力供給も行って交流電圧制御を行う新しい手法が、回路各部に過電圧を発生させることがないかを静的解析により確認した。その結果、出力力率にかかわらず、過電圧を発生させることがないことを明らかにした。

次に、全負荷の有効電力を計測しないで電力変換装置接続点の電圧計測だけで有効電力供給量を決定する新しい手法が、電源への逆潮流や電力変換装置を介しての逆潮流を発生させることがないかを静的解析により確認した。その結果、低負荷領域において、電圧指令値の設定や無限大母線電圧の変動によって、電源への逆潮流や電力変換装置を介しての逆潮流が発生することを明らかにした。この対策手法として、電圧指令値に上下限值を設定する方法が有効であることを確認した。また、負荷急減時の過渡過電圧発生時には、電

力変換装置を介して逆潮流が発生することを述べた。その対策として、有効電力指令値の下限値を 0 とすることでこれを防ぐことができることを述べた。

次に、電圧維持のために有効電力供給も行う必要のある電力系統条件と負荷条件においては、電力系統が本来持っている有効電力供給限界を大幅に超えたところで電力変換装置を運転する必要がある、電力変換装置の安定な電圧制御を行うことは、従来の遅相無効電力供給のみで電圧制御を行う場合と比べて困難であることを述べた。このことから、提案する固定力率出力方式の電力変換装置の電圧制御の制御器設計においては、き電系統と列車負荷を含めたき電システム全体の電圧変化の過渡特性を明らかにしたうえで、具体的な安定限界を見極め、各種制御定数を決定する手法を構築することが必要である。

電力変換装置の電圧制御の制御器設計方法を構築するため、次章では、まず、き電系統と列車負荷を含めたき電システム全体の電圧変化の過渡特性を求める手法について述べる。

第5章 新幹線き電システムの過渡特性の解析

5.1 き電システムの過渡特性解析の重要性

前章で述べたとおり，有効電力供給を行う電力変換装置は本来電力系統が持っている有効電力供給限界を大幅に超えた領域での運転を行うため，電圧制御を安定に行うことが困難であることが考えられる。つまり，電圧の安定制御が従来の遅相無効電力だけを供給するシステムよりも難しいことが考えられる。

したがって，電力変換装置の交流電圧制御を含むき電システム全体の安定性評価方法および過渡応答性も含めた交流電圧制御の制御器設計方法の確立を行い，き電電圧の安定性評価を確実に行うことが必要となってくる。以下に，き電システム全体の安定性評価方法および交流電圧制御の制御器設計方法の確立の基礎となる，き電システムの過渡特性の解析手法を述べていく。

なお，本章に記載する文字，記号については，以下のとおり定義する。

V_{dis}	電力変換装置の出力が電力変換装置の連系点電圧に与える電圧外乱
V_{ac}	電力変換装置連系点の電圧検出値（実効値）
V_{ref}	電力変換装置の交流電圧制御の電圧指令値
K_n	き電電圧を定格電圧により規格化するための係数
G_c	電力変換装置の交流電圧制御の伝達関数
S_{ref}	電力変換装置の出力指令値
G_p	電力変換装置の出力に対する電力変換装置連系点の電圧応答の伝達関数
V_0	電力変換装置連系点電圧の電圧外乱が加わる前の定常値
K_v	き電電圧応答を2次遅れシステムで近似したときのゲイン
ζ	き電電圧応答を2次遅れシステムで近似したときの減衰係数
ω_n	き電電圧応答を2次遅れシステムで近似したときの固有角周波数
u	入力変数
y	出力変数
x	状態変数
\dot{x}	状態変数の1階微分
\ddot{x}	状態変数の2階微分
K_p	スロープ付比例積分制御の比例ゲイン
K_i	スロープ付比例積分制御の積分ゲイン
X_{sl}	スロープ付比例積分制御のスロープリアクタンス
K_2	1次遅れ制御のゲイン
T_2	1次遅れ制御の時定数
\mathbf{x}	多入力多出力システムにおける状態変数行列
$\dot{\mathbf{x}}$	多入力多出力システムにおける状態変数行列の1階微分
\mathbf{u}	多入力多出力システムにおける入力変数行列
\mathbf{y}	多入力多出力システムにおける出力変数行列
j	$=\sqrt{-1}$

5. 2 き電システムの線形モデル化の必要性と手順概要

5. 2. 1 き電システムの線形モデル化の必要性

き電システムの過渡応答を計算する方法として EMTP による計算がよく用いられており、実際のき電システムの過渡現象ともよく一致することが知られている^{[45]-[49]}。しかし、EMTP による計算では計算時間が膨大となり、複数の制御方法や各種制御定数の組み合わせを EMTP で計算して電力変換装置の交流電圧制御の評価を行うことは、計算時間の面で現実的でない。また、制御安定性が問題となる電力変換装置の制御設計を行うためには、システムの極配置を確かめながら制御を設計することが必要であり^{[37][50]-[52]}、EMTP を用いた計算ではそれができない。

このため、電力変換装置を含んだき電システムを線形モデルで近似して状態空間表現することにより、制御設計の評価を行う手法を確立する。これにより、比較的短時間での過渡応答計算や評価関数の作成が可能となり、また、極の配置を確認しながらの制御設計が可能となる。

5. 2. 2 き電システムの線形モデル化の手順概要

き電システムを線形モデルで近似し、最終的に状態方程式で表現するまでの手順の概要は以下のとおりである。

(1) き電システム全体のブロック線図化

まず、き電システム全体をブロック線図で表し、電力変換装置の交流電圧制御や電力変換装置の出力がき電システムに及ぼす影響を図式化する。

(2) 電力変換装置出力に対するき電電圧応答の伝達関数算出

電力変換装置の交流電圧制御は通常伝達関数で表現できているが、電力変換装置の出力に対するき電電圧応答は伝達関数化できていない。この部分を伝達関数化する。

(3) き電システムの回路実現

き電システム全体のブロック線図および各部の伝達関数をもとに、き電システム全体の回路実現を行う。

(4) き電システムの状態方程式算出

き電システムの回路実現をもとに、き電システムの状態方程式を算出する。

5. 3 き電システム全体のブロック線図

交流電圧制御を行う電力変換装置を含むき電システムの状態空間表現によるモデル化の第1ステップとして、電力変換装置を含んだき電システム全体をブロック線図で表す。

負荷変化に伴うき電システムの過渡現象を求めることが目的であるが、負荷変化に伴うき電電圧変化をき電電圧の外乱のかたちでき電システムに入力し、そのき電電圧の過渡変化を解析するという手法をとることとする。

5. 3. 1 2箇所電力変換装置があるき電システムのブロック線図

まず、2箇所に電圧制御を行う電力変換装置が設備されているき電システムのブロック線図を図5. 3. 1に示す。2箇所の電力変換装置それぞれの電圧制御が相互に影響

を及ぼすため、ブロック線図は図5.3.1のように表すことができる。ここで、 V_{dis11} は電力変換装置1連系点の電圧外乱入力[V]を、 V_{dis22} は電力変換装置2連系点の電圧外乱入力[V]を示し、 G_{c1} 、 G_{c2} はそれぞれ電力変換装置1および2の交流電圧制御の伝達関数を示す。また、 G_{p11} 、 G_{p12} はそれぞれ電力変換装置1の出力が電力変換装置1連系点および電力変換装置2連系点に与えるき電圧応答の伝達関数を、 G_{p21} 、 G_{p22} はそれぞれ電力変換装置2の出力が電力変換装置1連系点および電力変換装置2連系点に与えるき電圧応答の伝達関数を示す。

また、最終的には、電力変換装置の交流電圧制御の最適な設計を行うことが目的であり、そのためには、き電電圧の定常状態からの過渡変化に着目して解析をすることが必要となってくる。そこで、き電システムの過渡現象解析の計算を容易にするため、定常状態のき電電圧実効値 V_o （き電電圧の初期値）を0V、それぞれの電力変換装置の電圧指令値 V_{ref} も0Vとにおいて、き電電圧の過渡変化分のみに着目した解析を行う。

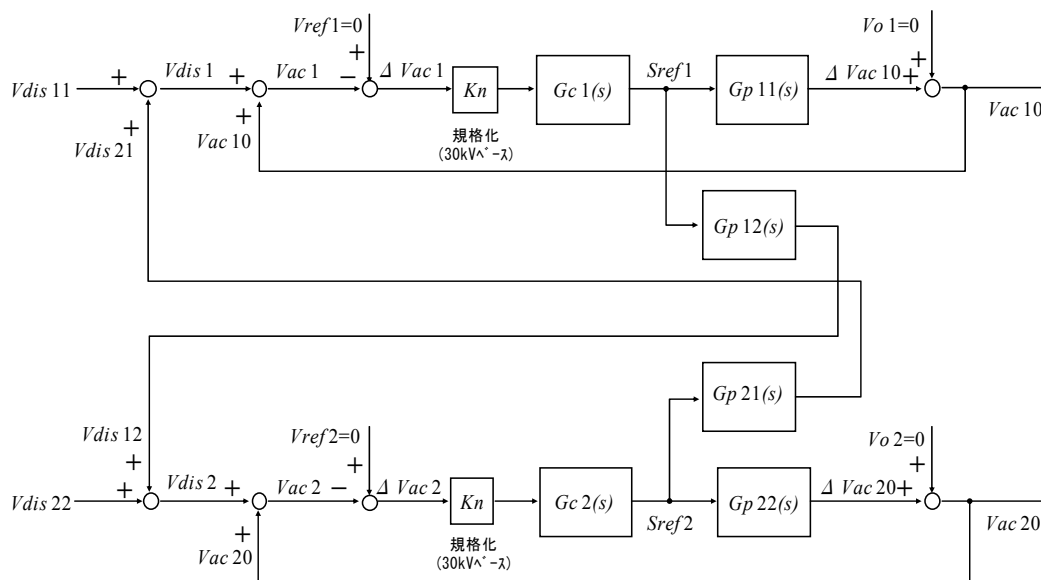


図5.3.1 2箇所電力変換装置があるき電システムのブロック線図

5.3.2 複数箇所電力変換装置があるき電システムのブロック線図

前項に述べた2箇所電力変換装置があるき電システムのブロック線図と同様に、各々の電力変換装置は相互に電圧変化の影響を及ぼすと考えられるため、複数箇所（ n 箇所）に電圧制御を行う電力変換装置が設備されているき電システムのブロック線図を一般化すると、図5.3.2のように表すことができる。

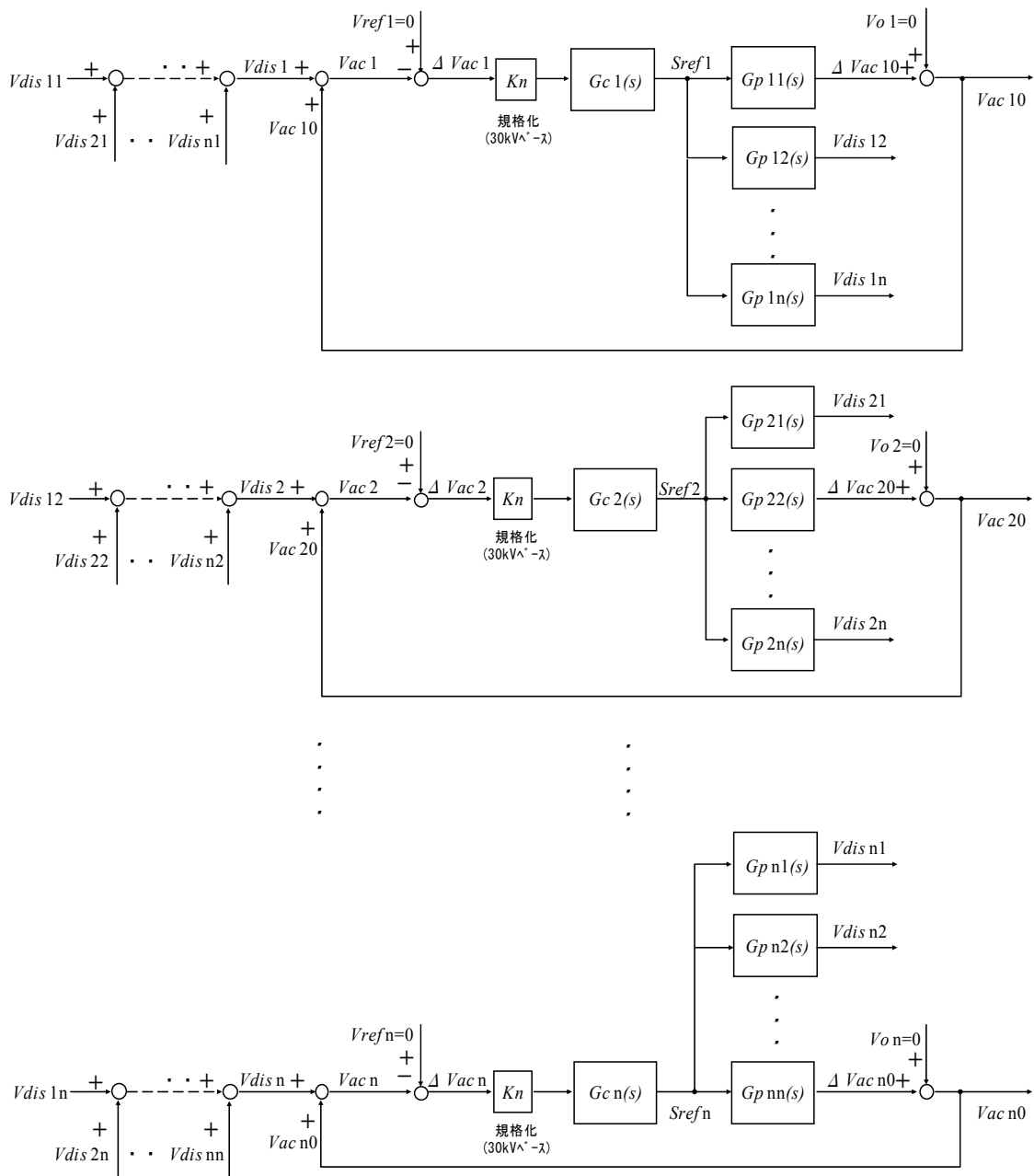


図5. 3. 2 複数箇所（n箇所）に電力変換装置があるき電システムのブロック線図

5. 4 電力変換装置の出力に対するき電電圧応答特性の伝達関数^{[53][54]}

5. 4. 1 き電電圧応答の伝達関数算出方法の概要

図5. 3. 1及び図5. 3. 2のうち、伝達関数のかたちで求められていないのは、電力変換装置の出力に対するき電電圧応答 Gp の部分である。電力変換装置の出力に対するき電電圧応答の伝達関数を算出するために、電力変換装置の出力をステップ入力のかたちで電回路に加え、その応答を関数近似する。関数近似にあたっては高次遅れシステムで近似すればより正確な近似とすることができると考えられるが、ここでは計算簡略化のため2次遅れシステムで近似することとし、その妥当性については後にEMTPと

の比較検証により判断することとする。

また、実際のき電回路に電力変換装置のステップ入力を与え、き電電圧応答を実測することができれば、より実システムに近い伝達関数を求めることができるが、列車負荷が大きいときの電力変換装置出力のステップ入力に対するき電電圧応答の実測を行うことは非常に困難であり現実的ではないため、EMTPによる解析で求めることとする。

5. 4. 2 き電電圧応答の解析条件

電力変換装置出力のステップ入力に対するき電電圧応答をEMTPにより解析するための条件を以下に示す。なお、ここでは、2組の電力変換装置が連系されているき電回路の標準的な例を用いる。

2組の電力変換装置が連系されている電力システムの例を図5. 4. 1に示す。

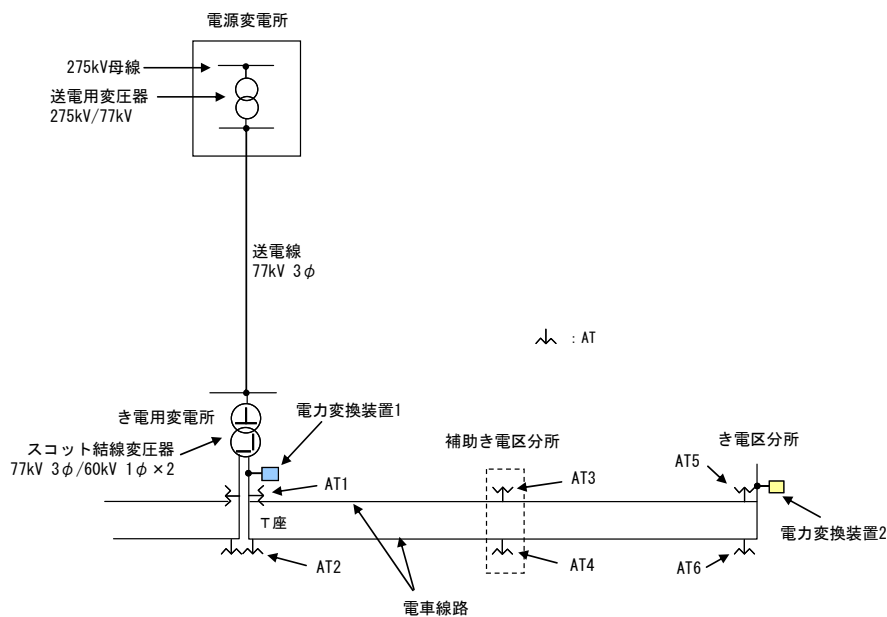


図5. 4. 1 2組の電力変換装置が連系されている電力システムの例

図5. 4. 1において、各部のインピーダンス条件を以下のとおり設定する。

(1) 電源変電所の条件

275 kV母線短絡容量12270 MVA

送電用変圧器インピーダンス $\%Z=j0.685$ (10 MVAベース)

(2) 送電線

送電線インピーダンス $\%Z=0.38+j1.326$ (10 MVAベース)

(3) き電用変電所

・き電用変圧器 スコット結線 100 MVA (片座50 MVA)

$\%Z=9.76$ (50 MVAベース)

・単巻変圧器 AT1 線路容量20 MVA $\%Z=j0.701$ AT2 線路容量20 MVA $\%Z=j0.699$

(4) き電回路

AT3 線路容量20 MVA $\%Z=j0.682$ AT4 線路容量20 MVA $\%Z=j0.683$

AT5 線路容量15 MVA $\%Z=j0.527$ AT6 線路容量15 MVA $\%Z=j0.528$

電車線路インピーダンスは表 5. 4. 1 に示す値を用いる^[28]。

表 5. 4. 1 電車線路インピーダンス

線別	自己インピー ダンス (Ω/km)	相互インピーダンス (Ω/km)		
		トロリ線	レール	き電線
トロリ線	$0.1214+j0.7243$	—	$0.0583+j0.3542$	$0.0574+j0.3981$
レール	$0.1918+j0.6542$	$0.0583+j0.3542$	—	$0.0580+j0.3230$
き電線	$0.1552+j0.8420$	$0.0574+j0.3981$	$0.0580+j0.3230$	—

電力変換装置1は自励式の電力変換装置を想定して、装置の定格電流以下であれば、電力変換装置1連系点の電圧にかかわらず出力指令値どおりの電力を出力するタイプの電力変換装置とし、定格容量を50 MVAとする。電力変換装置2はTCT (Thyristor Controlled Transformer) 方式の他励式電力変換装置とし、定格容量を35 MVAとする。

次に、負荷条件は図 5. 4. 2 に示すとおりとする。なお、EMTPでのシミュレーション上の負荷起動時間は、図 5. 4. 2 において、

No.1: 0.2 s→0.35 s No.2: 0.4 s→0.55 s No.3: 0.6 s→0.75 s

No.4: 0.8 s→0.95 s No.5: 1.0 s→1.15 s No.6: 9.0 s→10.0 s

とする。

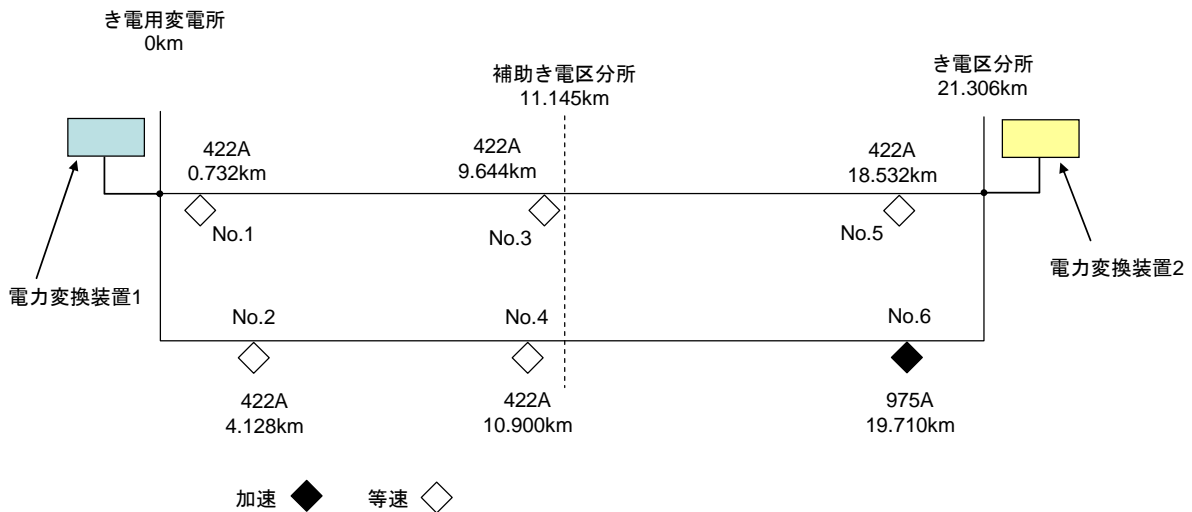


図 5. 4. 2 列車負荷条件

5. 4. 3 き電電圧応答の関数近似

図 5. 3. 1 のき電電圧応答の伝達関数である G_{p11} , G_{p12} , G_{p21} , G_{p22} を求めるため、電力変換装置1連系点、電力変換装置2連系点のそれぞれに遅相無効電力のステップ入力を与え、そのき電電圧応答を関数近似する。

また、PVカーブの一般的な形状から、き電電圧応答はき電電圧範囲によって異なってくると考えられる。き電システムの有効電力供給量が大きく、き電電圧範囲が低いほど、

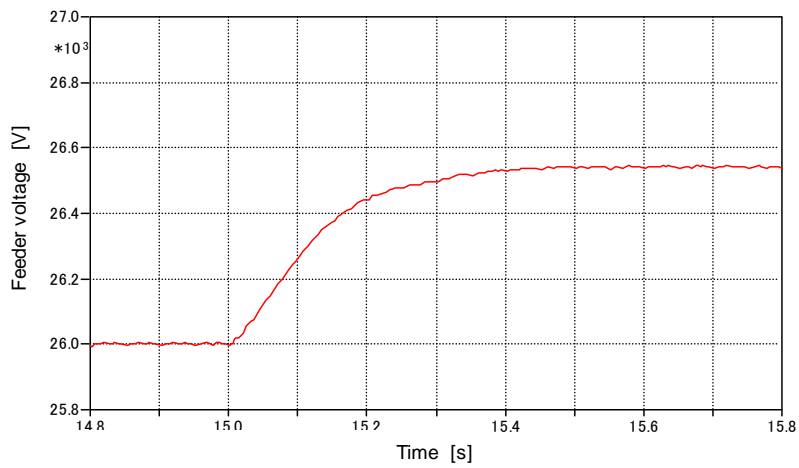
き電電圧応答は大きくなる傾向にある。このため、電力変換装置により電圧補償した後のき電電圧範囲を26 kV以上とすることを想定し、26.0 kV～26.5 kVの範囲でのき電電圧応答特性を求めることとする。き電電圧の高い領域はき電電圧の感度は小さくなるため、上記の範囲より高い電圧領域では、電力補償装置をより安定に動作させることができる。つまり、厳しい条件下で制御器設計を行う。

まず、図5.4.2に示す列車負荷を全て起動させた状態で、電力変換装置1連系点および電力変換装置2連系点の電圧が約26.0 kVとなるような電力変換装置1、電力変換装置2の遅相無効電力出力を求める。EMTPによる計算の結果、電力変換装置1の出力が0.387 pu、電力変換装置2の出力が0.48 puでそれぞれの連系点の電圧が約26.0 kVとなった。

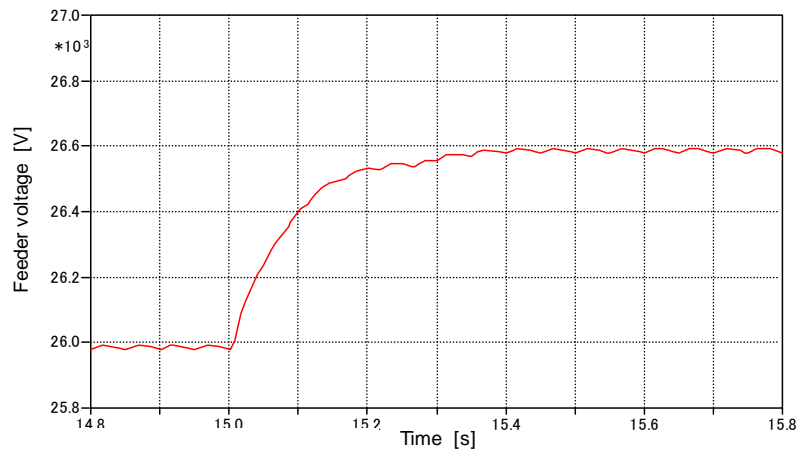
次に、それぞれの電力補償装置の連系点電圧が26.5 kVとなるような遅相無効電力出力をEMTPの計算により求める。計算の結果、電力変換装置1の出力が0.407 puで26.0 kV時より+0.020 pu、電力変換装置2の出力が0.508 puで+0.028 puとなった。

そこで、列車負荷を全部起動させ、電力変換装置1の出力を0.387 puに、電力変換装置2の出力を0.48 puに固定した状態から、上記で求めた電力変換装置の出力差を、それぞれの電力変換装置にステップ的に与え、このときの電力変換装置連系点電圧を解析する。

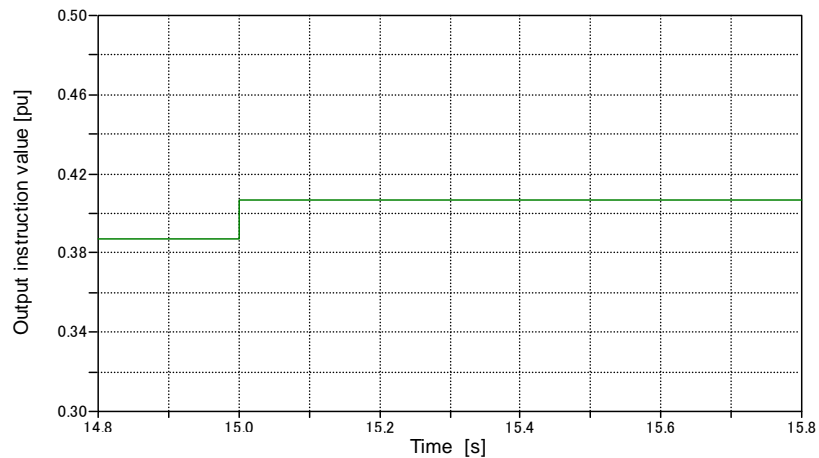
電力変換装置1の出力を0.387 puに、電力変換装置2の出力を0.48 puに固定した状態で、図5.4.2の列車負荷を全て起動させ、定常状態となった後、電力変換装置1に+0.02 puの遅相無効電力のステップ入力を与えたときの電力変換装置1連系点および電力変換装置2連系点のき電電圧実効値の応答波形と電力変換装置1の出力指令値を図5.4.3に示す。また、同様の定常状態から電力変換装置2に+0.028 puの遅相無効電力のステップ入力を与えたときの電力変換装置1連系点および電力変換装置2連系点のき電電圧実効値の応答波形と電力変換装置2のTCTの出力指令値を図5.4.4に示す。



(a) 電力変換装置1連系点き電電圧実効値

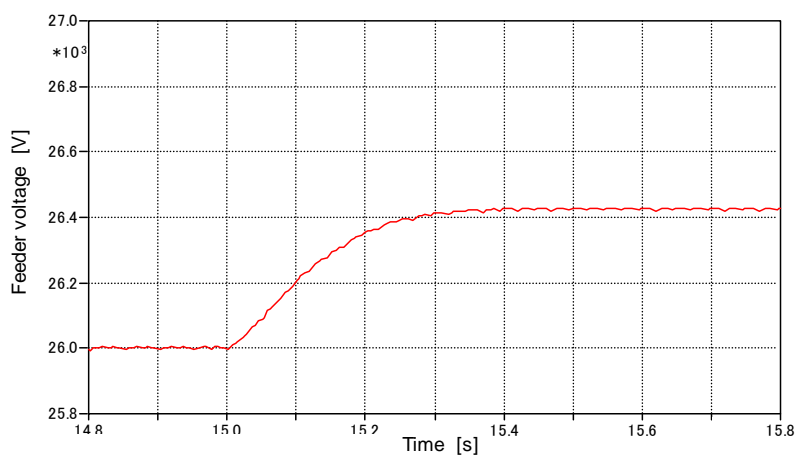


(b) 電力変換装置2連系点き電電圧実効値

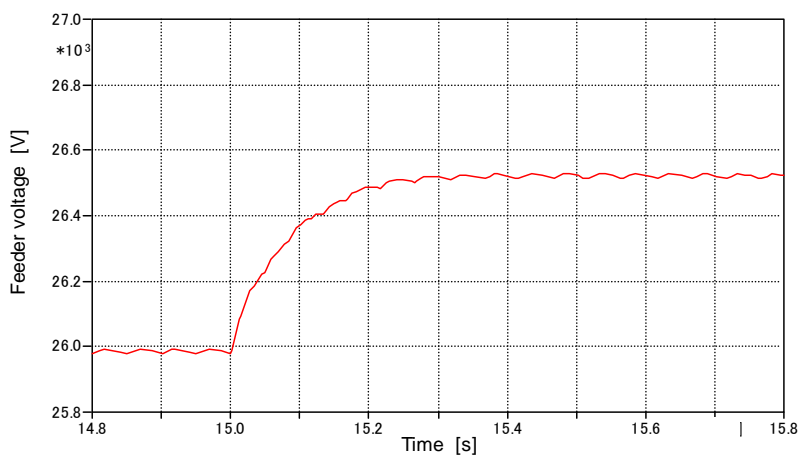


(c) 電力変換装置1の出力指令値

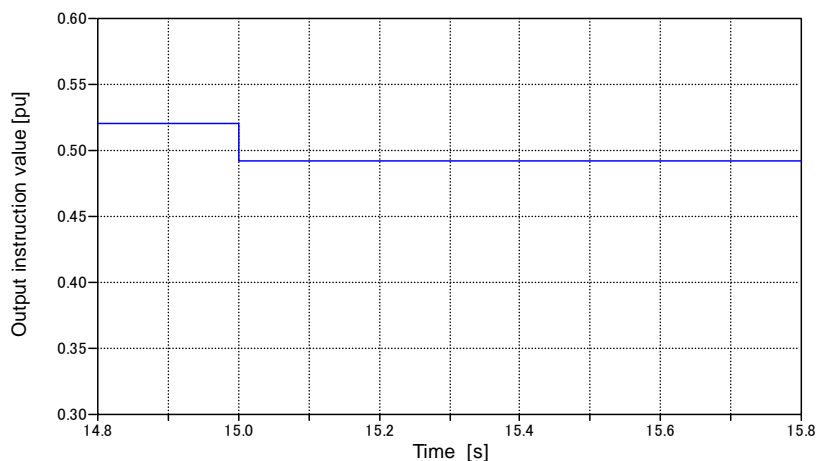
図5.4.3 き電電圧応答波形と電力変換装置1の出力指令値
(電力変換装置1 : 0.387 pu \rightarrow 0.407 pu, 電力変換装置2 : 0.48 pu固定)



(a) 電力変換装置1連系点き電電圧実効値



(b) 電力変換装置2連系点き電電圧実効値



(c) 電力変換装置2のTCT出力指令値

図5.4.4 き電電圧応答波形と電力変換装置2のTCT出力指令値
(電力変換装置1 : 0.387 pu固定, 電力変換装置2 : 0.48 pu \rightarrow 0.508 pu)

ここで、図 5. 4. 3 及び図 5. 4. 4 のように EMTP による計算で得られたき電電圧応答波形を 2 次遅れシステムで関数近似する。それぞれのき電電圧応答波形から、ゲイン、減衰係数、固有角周波数を求める。図 5. 4. 3 及び図 5. 4. 4 の応答波形から算定したゲイン Kv 、減衰係数 ζ 、固有角周波数 ω_n をそれぞれ表 5. 4. 2 にまとめた。

表 5. 4. 2 き電電圧応答特性の 2 次遅れシステムでの近似

ステップ変化させる電力変換装置	き電電圧応答地点	ゲイン Kv	減衰係数 ζ	固有角周波数 ω_n
電力変換装置 1	電力変換装置 1 連系点	27200	0.99	15
	電力変換装置 2 連系点	30000	0.99	19
電力変換装置 2	電力変換装置 1 連系点	15179	0.99	16
	電力変換装置 2 連系点	19179	0.99	21

5. 5 き電システムの回路実現

前項までに求めたき電システム全体のブロック線図および各部の伝達関数をもとに、き電システムの回路実現を行う。き電電圧応答特性部分や交流電圧制御部分といった個々の部分に分けて、回路実現を行っていく。

5. 5. 1 き電電圧応答部分の回路実現

まず、2 次遅れシステムで近似したき電電圧応答部分の回路実現を行う。

き電電圧応答特性の伝達関数 $Gp(s)$ は以下の式(5.5.1)で表される。ここで、 $Y(s)$ は出力、つまり、き電電圧応答を表し、 $U(s)$ はき電電圧応答特性への入力、つまり、電力変換装置の出力を表す。

$$Gp(s) = \frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{Kv \cdot \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n \cdot s + \omega_n^2} \quad \cdots(5.5.1)$$

これを变形して、

$$\frac{Y(s)}{X(s)} \cdot \frac{X(s)}{U(s)} = Kv \cdot \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n \cdot s + \omega_n^2}$$

これより、

$$\begin{aligned} (s^2 + 2\zeta\omega_n \cdot s + \omega_n^2)X(s) &= \omega_n^2 \cdot U(s) \\ \ddot{x}(t) + 2\zeta\omega_n \cdot \dot{x}(t) + \omega_n^2 \cdot x(t) &= \omega_n^2 \cdot u(t) \end{aligned}$$

ここで、 $x(t) = x_1$ 、 $\dot{x}(t) = x_2$ とすると、

$$\dot{x}_2 = -\omega_n^2 \cdot x_1 - 2\zeta\omega_n \cdot x_2 + \omega_n^2 \cdot u(t) \quad \cdots(5.5.2)$$

また、

$$\begin{aligned} Y(s) &= Kv \cdot X(s) \\ y(t) &= Kv \cdot x_1 \quad \cdots(5.5.3) \end{aligned}$$

以上より, 式(5.5.2)の状態方程式及び式(5.5.3)の出力方程式からを2次遅れシステムで近似したとき電圧応答部分を回路実現すると, 図5.5.1のようになる。

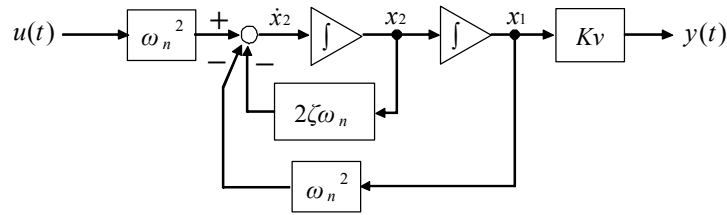


図5.5.1 き電圧応答部分の回路実現

5.5.2 スロープ付比例積分制御の回路実現

次に, 交流電圧制御部分の回路実現を行う。電力変換装置に用いられている交流電圧制御の例には, 比例制御要素を含むスロープ付比例積分制御と, 1次遅れ制御とがある。ここでは, 電力変換装置1の交流電圧制御にスロープ付比例積分制御を, 電力変換装置2に1次遅れ制御を適用するという前提条件とする。

スロープ付比例積分制御をブロック線図で表すと, 図5.5.2のようになる。ここでは比例ゲインを K_p , 積分ゲインを K_i , スロープリアクタンスを X_{sl} としている。実際の制御回路では電力変換装置の出力 $Y(s)$ を電流値として検出し, それを電力変換装置の定格電流で規格化したものに X_{sl} を乗じて交流電圧制御の入力, つまり, 電力変換装置の定格電圧で規格化された電圧検出値 $U(s)$ に減算している。

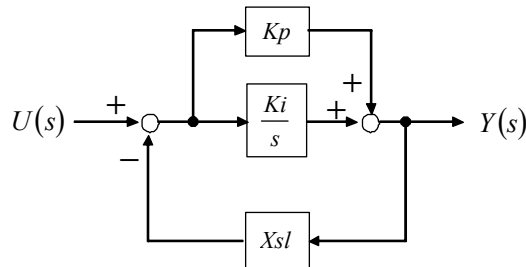


図5.5.2 スロープ付比例積分制御のブロック線図

スロープ付比例積分制御の伝達関数 $G_{c1}(s)$ は以下のように整理できる。

$$\begin{aligned}
 G_{c1} &= \frac{K_p + \frac{K_i}{s}}{1 + X_{sl} \cdot \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right)} \\
 &= \frac{K_p \cdot s + K_i}{(1 + X_{sl} \cdot K_p)s + X_{sl} \cdot K_i} \\
 &= \frac{K_p}{1 + X_{sl} \cdot K_p} s + \frac{K_i}{1 + X_{sl} \cdot K_p} \\
 &= s + \frac{X_{sl} \cdot K_i}{1 + X_{sl} \cdot K_p}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{Kp}{1+Xsl \cdot Kp} \cdot \left(s + \frac{Xsl \cdot Ki}{1+Xsl \cdot Kp} \right) + \frac{Ki}{(1+Xsl \cdot Kp)^2} \\
&= \frac{Kp}{1+Xsl \cdot Kp} + \frac{\frac{Xsl \cdot Ki}{1+Xsl \cdot Kp}}{s + \frac{Xsl \cdot Ki}{1+Xsl \cdot Kp}} \\
&= \frac{Kp}{1+Xsl \cdot Kp} + \frac{1}{1 + \frac{Xsl \cdot (1+Xsl \cdot Kp)}{Xsl \cdot Ki} s} \quad \dots (5.5.4)
\end{aligned}$$

ここで,

$$Kp_1 = \frac{Kp}{1+Xsl \cdot Kp}$$

$$K_1 = \frac{1}{Xsl(1+Xsl \cdot Kp)}$$

$$T_1 = \frac{1+Xsl \cdot Kp}{Xsl \cdot Ki}$$

とおくと, 式(5.5.4)は,

$$Gcl = Kp_1 + \frac{K_1}{1+T_1s} \quad \dots (5.5.5)$$

となり, 比例制御 + 1次遅れ制御のかたちで表すことができる。

$$Gcl(s) = \frac{Y(s)}{U(s)}$$

とすると, 式(5.5.5)は以下のとおりに変形できる。

$$Y(s) = Kp_1 \cdot U(s) + \frac{K_1}{1+T_1s} U(s) \quad \dots (5.5.6)$$

ここで,

$$Y_1(s) = \frac{K_1}{1+T_1s} U(s)$$

とおく。これを変形して以下の式(5.5.7)を得る。

$$\frac{Y_1(s)}{U(s)} = \frac{Y_1(s)}{X(s)} \cdot \frac{X(s)}{U(s)} = K_1 \cdot \frac{1}{1+T_1s} \quad \dots (5.5.7)$$

式(5.5.7)より,

$$\frac{X(s)}{U(s)} = \frac{1}{1+T_1s}$$

$$(1+T_1s)X(s) = U(s)$$

$$T_1 \cdot \dot{x}(t) + x(t) = u(t)$$

$$\dot{x}(t) = -\frac{1}{T_1} x(t) + \frac{1}{T_1} u(t) \quad \dots (5.5.8)$$

また, 式(5.5.7)より,

$$\frac{Y_1(s)}{X(s)} = K_1$$

$$y_1(t) = K_1 \cdot x(t) \quad \dots(5.5.9)$$

式(5.5.6)及び式(5.5.9)より,

$$Y(s) = Kp_1 \cdot U(s) + Y_1(s)$$

$$y(t) = Kp_1 \cdot u(t) + y_1(t)$$

$$= K_1 \cdot x(t) + Kp_1 \cdot u(t) \quad \dots(5.5.10)$$

式(5.5.8)の状態方程式及び式(5.5.10)の出力方程式からスロープ付比例積分制御を回路実現すると図5.5.3のようになる。

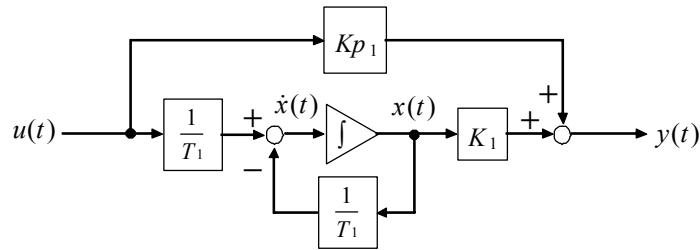


図5.5.3 スロープ付比例積分制御の回路実現

5.5.3 1次遅れ制御の回路実現

次に、1次遅れ制御の回路実現を行う。

1次遅れ制御の伝達関数は以下のとおりである。

$$Gc2(s) = \frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{K_2}{1 + T_2s}$$

これを変形して,

$$\frac{Y(s)}{X(s)} \cdot \frac{X(s)}{U(s)} = K_2 \cdot \frac{1}{1 + T_2s} \quad \dots(5.5.11)$$

式(5.5.11)より,

$$\frac{X(s)}{U(s)} = \frac{1}{1 + T_2s}$$

$$(1 + T_2s) \cdot X(s) = U(s)$$

$$T_2 \cdot \dot{x}(t) + x(t) = u(t)$$

$$\dot{x}(t) = -\frac{1}{T_2} x(t) + \frac{1}{T_2} u(t) \quad \dots(5.5.12)$$

また、同じく式(5.5.11)より,

$$\frac{Y(s)}{X(s)} = K_2$$

$$Y(s) = K_2 \cdot X(s)$$

$$y(t) = K_2 \cdot x(t) \quad \dots (5.5.13)$$

式(5.5.12)の状態方程式及び式(5.5.13)の出力方程式から1次遅れ制御を回路実現すると図5.5.4のようになる。

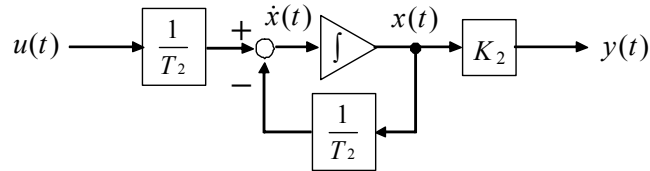


図5.5.4 1次遅れ制御の回路実現

5.5.4 き電システム全体の回路実現

図5.3.1に示すような2箇所電力変換装置を持つき電システムのブロック線図と、前項までに求めた各部の回路実現とから、2箇所電力変換装置があるき電システム全体の回路実現を行うと、図5.5.5のようになる。

ここで、 Kp_1 , K_1 , T_1 はそれぞれ、電力変換装置1の交流電圧制御（スロープ付比例積分制御）の等価的な比例ゲイン、1次遅れゲイン、1次遅れ時定数を、 K_2 , T_2 はそれぞれ、電力変換装置2の交流電圧制御の1次遅れゲイン、1次遅れ時定数を表す。

また、電力変換装置1の出力が電力変換装置1連系点に与えるき電電圧応答の特性を、ゲイン、減衰係数、固有角周波数の順に、 Kv_{11} , ζ_{11} , ω_{n11} とし、同様に、電力変換装置1の出力が電力変換装置2連系点に与えるき電電圧応答特性の各定数を Kv_{12} , ζ_{12} , ω_{n12} , 電力変換装置2の出力が電力変換装置1に与えるき電電圧応答特性の各定数を Kv_{21} , ζ_{21} , ω_{n21} , 電力変換装置2の出力が電力変換装置2連系点に与えるき電電圧応答特性の各定数を Kv_{22} , ζ_{22} , ω_{n22} としている。

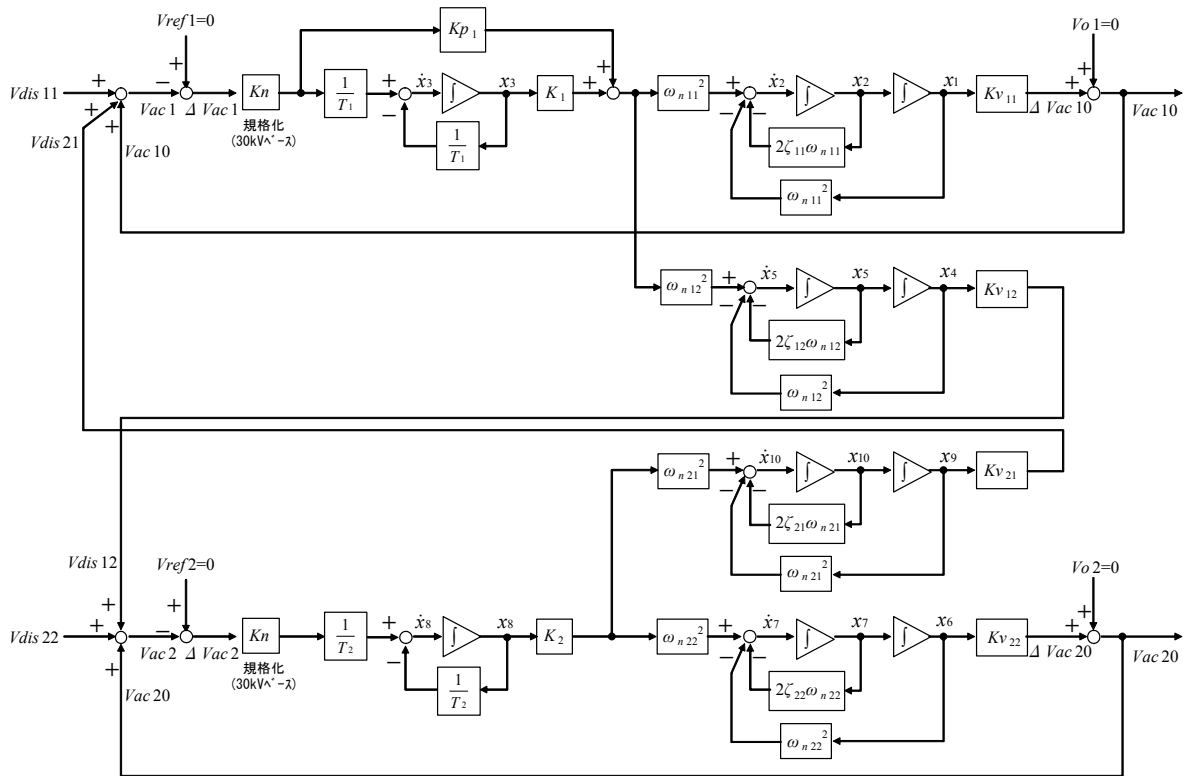


図 5. 5. 5 2 箇所に電力変換装置があるき電システムの回路実現

5. 6 き電システムの状態空間表現と極の算出

前項までに算定したき電システムの回路実現に基づき、き電システム全体の状態方程式の算出を行っていく。

5. 6. 1 回路実現をもとにした連立 1 次方程式の算出

図 5. 5. 5 から、各状態変数には以下の 10 元連立 1 次方程式が成り立つ。

$$\dot{x}_1 = x_2$$

$$\dot{x}_2 = -\omega_{n11}^2 \cdot x_1 - 2\zeta_{11}\omega_{n11} \cdot x_2 + \omega_{n11}^2 K_1 \cdot x_3 - \omega_{n11}^2 K_{p1}Kn \cdot (K_{V11} \cdot x_1 + K_{V21} \cdot x_9 + V_{dis11})$$

$$\dot{x}_3 = -\frac{1}{T_1} \cdot x_3 - \frac{Kn}{T_1} \cdot (K_{V11} \cdot x_1 + K_{V21} \cdot x_9 + V_{dis11})$$

$$\dot{x}_4 = x_5$$

$$\dot{x}_5 = \omega_{n12}^2 K_1 \cdot x_3 - \omega_{n12}^2 \cdot x_4 - 2\zeta_{12}\omega_{n12} \cdot x_5 - \omega_{n12}^2 K_{p1}Kn \cdot (K_{V11} \cdot x_1 + K_{V21} \cdot x_9 + V_{dis11})$$

$$\dot{x}_6 = x_7$$

$$\dot{x}_7 = -\omega_{n22}^2 \cdot x_6 - 2\zeta_{22}\omega_{n22} \cdot x_7 + \omega_{n22}^2 K_2 \cdot x_8$$

$$\dot{x}_8 = -\frac{1}{T_2} \cdot x_8 - \frac{Kn}{T_2} \cdot (K_{V22} \cdot x_6 + K_{V12} \cdot x_4 + V_{dis22})$$

$$\dot{x}_9 = x_{10}$$

$$\dot{x}_{10} = \omega_{n21}^2 K_2 \cdot x_8 - \omega_{n21}^2 \cdot x_9 - 2\zeta_{21}\omega_{n21} \cdot x_{10} \quad \cdots(5.6.1) \sim (5.6.10)$$

一般的に n 箇所に電力変換装置があるき電システムの場合は $n(2n+1)$ 個の状態変数が存在し、 $n(2n+1)$ 元連立 1 次方程式が成り立つこととなる。

5. 6. 2 き電システムの状態空間表現

式(5.6.1)~(5.6.10)より，以下の状態方程式を導き出すことができる。

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{Ax} + \mathbf{Bu} \quad \cdots(5.6.11)$$

ここで， \mathbf{A} は以下の式(5.6.12)で表される10行10列の行列となる。

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\omega_{h11}^2(1+Kp_1KnKv_{11}) & -2\xi_{11}\omega_{h11} & \omega_{h11}^2K_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\omega_{h11}^2Kp_1KnKv_{21} & 0 \\ -\frac{KnKv_{11}}{T_1} & 0 & -\frac{1}{T_1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{KnKv_{21}}{T_1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\omega_{h12}^2Kp_1KnKv_{11} & 0 & \omega_{h12}^2K_1 & -\omega_{h12}^2 & -2\xi_{12}\omega_{h12} & 0 & 0 & 0 & -\omega_{h12}^2Kp_1KnKv_{21} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\omega_{h22}^2 & -2\xi_{22}\omega_{h22} & \omega_{h22}^2K_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{KnKv_{12}}{T_2} & 0 & -\frac{KnKv_{22}}{T_2} & 0 & -\frac{1}{T_2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \omega_{h21}^2K_2 & -\omega_{h21}^2 & -2\xi_{21}\omega_{h21} \end{bmatrix} \quad \cdots(5.6.12)$$

また， \mathbf{B} は以下の式(5.6.13)で表される10行2列の行列となる。

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ -\omega_{h11}^2Kp_1Kn & 0 \\ -\frac{Kn}{T_1} & 0 \\ 0 & 0 \\ -\omega_{h12}^2Kp_1Kn & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & -\frac{Kn}{T_2} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad \cdots(5.6.13)$$

入力 \mathbf{u} は以下の式(5.6.14)で表される2行1列の行列となる。

$$\mathbf{u} = \begin{bmatrix} Vdis11 \\ Vdis22 \end{bmatrix} \quad \cdots(5.6.14)$$

また，図 5. 5. 5 より，き電電圧検出値 $Vac1$ ， $Vac2$ と各状態変数との間には以下の関係が成り立つ。

$$Vac1 = Kv_{11} \cdot x_1 + Kv_{21} \cdot x_9 + Vdis11 \quad \cdots(5.6.15)$$

$$Vac2 = Kv_{22} \cdot x_6 + Kv_{12} \cdot x_4 + Vdis22 \quad \cdots(5.6.16)$$

式(5.6.15)，(5.6.16)より，以下の出力方程式を導き出すことができる。

$$\mathbf{y} = \mathbf{Cx} + \mathbf{Du} \quad \cdots(5.6.17)$$

ここで， \mathbf{C} は以下の式(5.6.18)で表される2行10列の行列となる。

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} Kv_{11} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Kv_{21} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Kv_{12} & 0 & Kv_{22} & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad \cdots(5.6.18)$$

また、 \mathbf{D} は以下の式(5.6.19)で表される2行2列の単位行列となる。

$$\mathbf{D} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad \cdots(5.6.19)$$

出力 \mathbf{y} は以下の式(5.6.20)で表される2行1列の行列となる。

$$\mathbf{y} = \begin{bmatrix} Vac1 \\ Vac2 \end{bmatrix} \quad \cdots(5.6.20)$$

5. 6. 3 き電システムの極の算出^[55]

式(5.6.11)~(5.6.13)により、き電システムの状態方程式を算出したので、き電システムの極は行列 \mathbf{A} の固有値として求めることができる。

ここで、表5. 4. 2のき電電圧応答特性計算結果例をもとに、き電システムの極を算出する。

まず、電力変換装置1の交流電圧制御をスロープ付比例積分制御とし、その比例ゲインを $Kp=2$ 、積分ゲインを $Ki=20$ 、スロープリアクタンスを $Xsl=0.05$ とし、また、電力変換装置2の交流電圧制御を1次遅れ制御とし、そのゲインを $K_2=10$ 、時定数を $T_2=1$ としたときの、き電システムの極の算出例を図5. 6. 1に示す。このように、各電力変換装置の交流電圧制御の制御定数が与えられることでき電システムの極を算出でき、き電システムの安定性を判断することができる。図5. 6. 1の算出例では、極と原点とを結ぶ線と虚軸との角度が最も小さいものでも約0.4 radあり、安定なシステムであることがわかる。

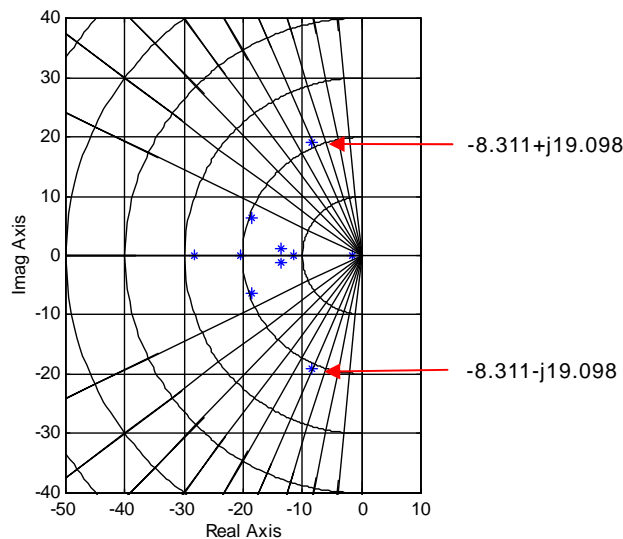


図5. 6. 1 き電システムの極の算出例 (1)

(電力変換装置 1: $Kp=2$, $Ki=20$, $Xsl=0.05$, 電力変換装置 2: $K_2=10$, $T_2=1$)

次に、電力変換装置1の交流電圧制御の制御定数のうち、比例ゲインを $Kp=0$ とし、その他の制御定数および電力変換装置2の交流電圧制御の制御定数は図5. 6. 1の場合と同じとしたときの極の算出例を図5. 6. 2に示す。電力変換装置の比例制御要素がない

と、極と原点とを結ぶ線と虚軸との角度の最小値が約 0.1rad と顕著に小さくなる。これより、このき電システムの場合は、電力変換装置の交流電圧制御に比例制御要素を入れたほうがき電システムは安定的になるということが出来る。

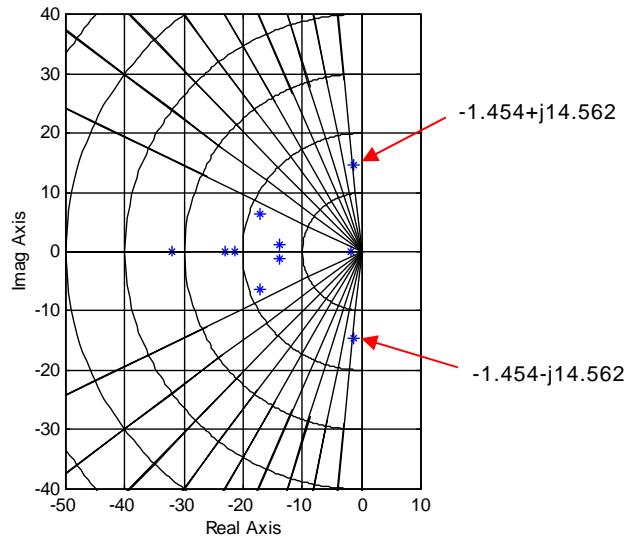


図 5. 6. 2 き電システムの極の算出例 (2)

(電力変換装置 1: $Kp=0, Ki=20, Xsl=0.05$, 電力変換装置 2: $K2=10, T2=1$)

また、電力変換装置 1 の交流電圧制御の各制御定数を $Kp=0, Ki=200, Xsl=0.05$ として等価的な時定数を小さくし、電力変換装置 2 の交流電圧制御の制御定数は図 5. 6. 1 の場合と同じとしたときの、き電システムの極の算出例を図 5. 6. 3 に示す。実数部が正となる極が存在するため、システムが不安定であることがわかる。これより、電力変換装置の電圧制御の応答を速くしすぎると、システムが不安定になるということが出来る。

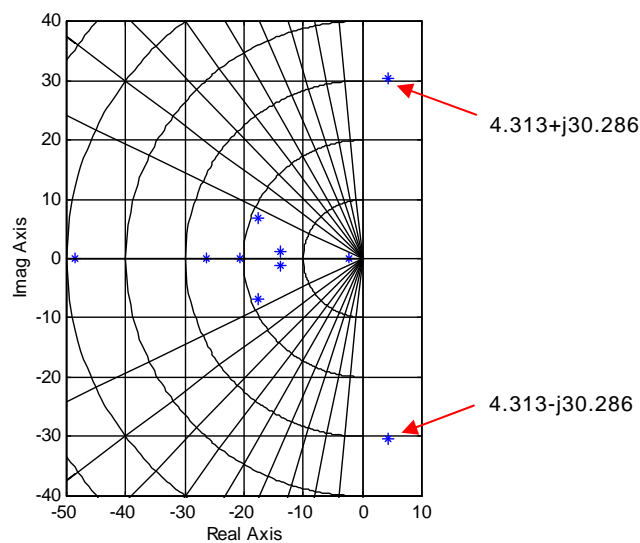


図 5. 6. 3 き電システムの極の算出例 (3)

(電力変換装置 1: $Kp=0, Ki=200, Xsl=0.05$, 電力変換装置 2: $K2=10, T2=1$)

5.7 き電システムの極算出結果の EMTP による検証

前項に示したように、き電システムの状態方程式を導いてき電システムの極を算出することにより、き電システムの安定性を判断することができる。ここで、き電電圧の応答を2次遅れシステムで近似することやこれまでに述べた手法によるき電システムの極の算出結果の妥当性を判断するために、EMTPにより列車負荷起動に伴う過渡現象を計算する。

各電力変換装置の交流電圧制御以外の解析条件は5.4.2項に述べた条件とする。また、電力変換装置1の電圧指令値はトロリ線ーき電線間で53kV（トロリ線ーレール間26.5kV）、電力変換装置2の電圧指令値はトロリ線ーレール間で25.5kVとして、表5.4.2のき電電圧応答特性を求めたき電電圧範囲に相当する電圧範囲となるように設定した。

まず、各電力変換装置の交流電圧制御の制御定数を、図5.6.1に示したき電システムの極算出例と同じとしたときの、EMTPによるき電電圧（トロリ線ーレール間電圧）の過渡現象の計算結果を図5.7.1に示す。全列車負荷起動後も安定してき電電圧が制御されており、図5.6.1のき電システムの極算出結果が妥当であることがわかる。

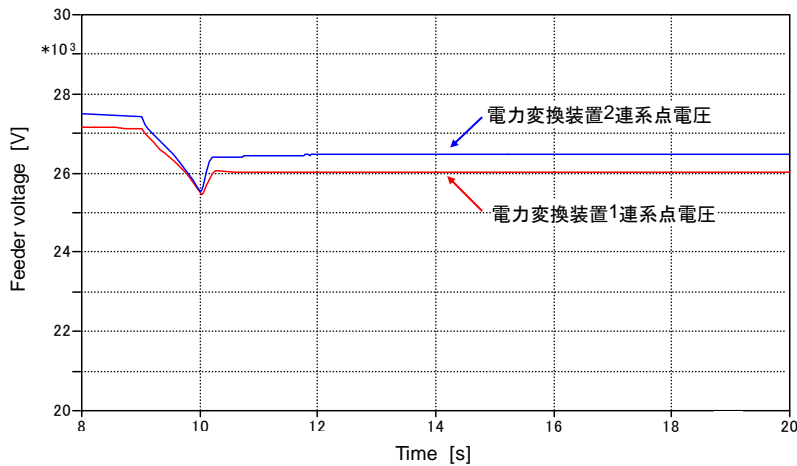


図5.7.1 EMTPによるき電電圧計算結果（1）

（電力変換装置1: $Kp=2$, $Ki=20$, $Xsl=0.05$, 電力変換装置2: $K2=10$, $T2=1$ ）

次に、各電力変換装置の交流電圧制御の制御定数を、図5.6.2に示したき電システムの極算出例と同じとしたときの、EMTPによるき電電圧の過渡現象の計算結果を図5.7.2に示す。全列車負荷起動後のき電電圧に振動が見られ、その後の安定度も悪い。図5.6.2に示したように、減衰係数の小さい極があることとEMTPの計算結果が概ね一致していると言える。

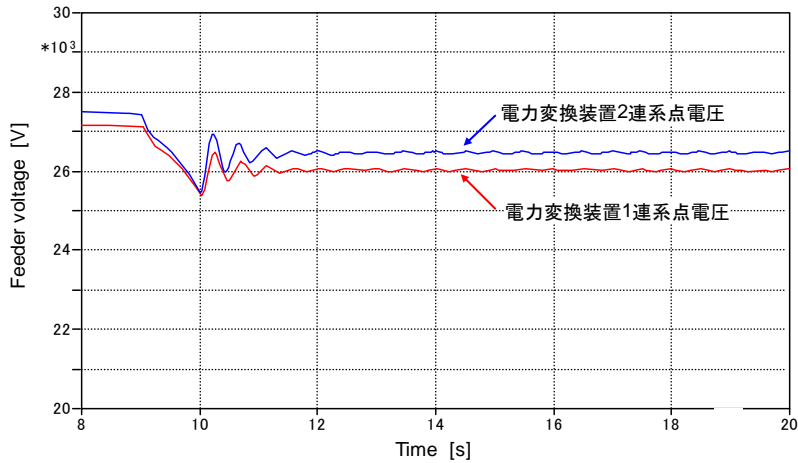


図5.7.2 EMTPによるき電電圧計算結果(2)
 (電力変換装置1: $Kp=0$, $Ki=20$, $Xsl=0.05$, 電力変換装置2: $K2=10$, $T2=1$)

最後に、各電力変換装置の交流電圧制御の制御定数を、図5.6.3に示したき電システムの極算出例と同じとしたときの、EMTPによるき電電圧の過渡現象の計算結果を図5.7.3に示す。全列車負荷起動後にき電電圧が発散振動しており、電圧崩壊に至っている。図5.6.3に示す不安定な極の存在とEMTPの計算結果が一致していることがわかる。

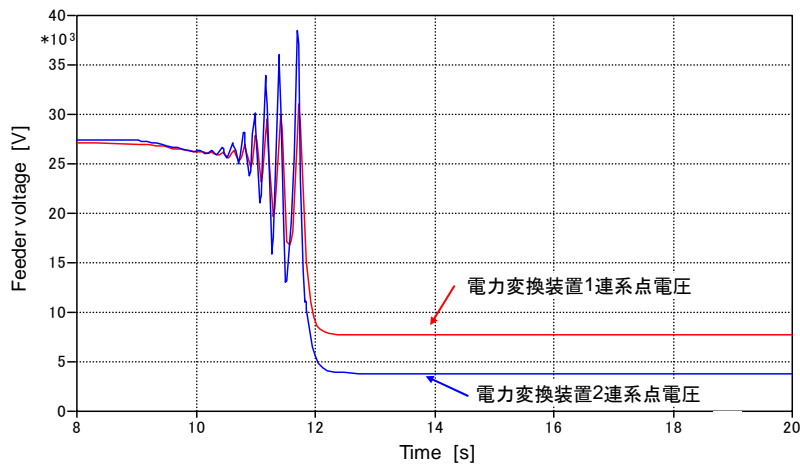


図5.7.3 EMTPによるき電電圧計算結果(3)
 (電力変換装置1: $Kp=0$, $Ki=200$, $Xsl=0.05$, 電力変換装置2: $K2=10$, $T2=1$)

5.8 第5章のまとめ

有効電力供給を行う電力変換装置は、電力変換装置のき電電圧に与える影響が大きく、交流電圧制御を適正に行わないと電圧不安定現象を引き起こす。このため、電力変換装置の交流電圧制御を含むき電システム全体の安定性評価方法および過渡応答性も含めた交流電圧制御の制御器設計方法の確立が重要となってくる。

そこで、き電システム全体の安定性評価方法および交流電圧制御の制御器設計方法の確立の基礎となる、き電システムの過渡特性の解析手法を以下のとおり確立した。

- (1) 電力変換装置の出力に対するき電電圧の応答特性を EMTP を用いて計算した。
- (2) EMTP で計算したき電電圧の応答特性を 2 次遅れシステムとして近似し、き電システム全体のブロック線図と伝達関数を算定した。
- (3) き電システムのブロック線図をもとにき電システムの回路実現を行った。
- (4) き電システムの回路実現から、き電システムの状態空間表現モデルを算出した。
- (5) き電システムの状態空間表現モデルから、き電システムの極配置を算出することができ、き電システムの安定性判断を行うことができるようになった。

また、EMTP により検証し、上記手法にて算出した極配置は妥当であることを示した。

次章では、本章で得られたき電システムの状態空間表現モデルを用い、交流電圧制御の制御器設計に必要な、制御器の評価手法について述べていく。

第6章 新幹線き電システムに適用する電力変換装置の電圧制御設計

6.1 はじめに

前章では、電力変換装置を含めたき電システム全体を状態方程式で表す手法と、その状態方程式からき電システムの極を算出し、システムの安定性を解析する手法を述べた。き電システムを状態方程式で線形モデル化することにより、EMTPによる解析に比べ、電力変換装置の電圧制御の制御定数をパラメータとしたき電システムの特徴が短時間で解析できるようになった。

そこで、き電システムの特徴を比較的短時間で解析できるといったき電システムの線形モデル化の利点を利用し、過渡応答性、き電電圧安定性の面で最適な電力変換装置の制御器設計を行う手法を確立する。以下に、第5章で取り扱った電力系統条件と列車負荷条件を例にとり、き電システムにおける電力変換装置の電圧制御設計の評価手法について述べる。

なお、本章に記載する文字、記号については、以下のとおり定義する。

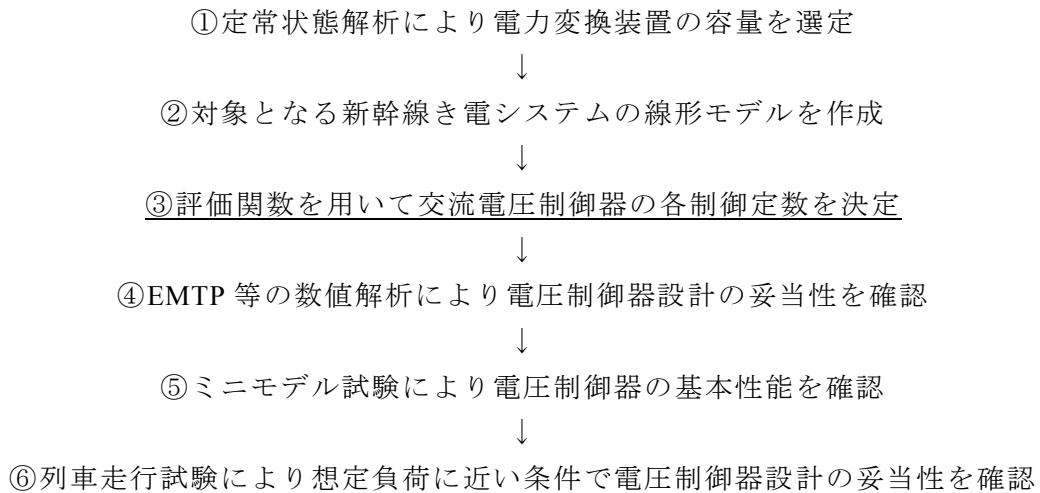
- $u(t)$ 電力変換装置連系点における電圧外乱入力
- $\mathbf{j1}$ 電力変換装置の電圧制御のき電電圧の応答速度に関する評価値行列
- \mathbf{m} き電システムにおける電圧制御を行う電力変換装置の数、または電力変換装置のインデックス
- $\mathbf{j1}_m$ 電力変換装置 m の電圧制御のき電電圧の応答速度に関する評価値
- α_m 電力変換装置 m の電圧制御のき電電圧の応答速度に関する評価の重み付け係数
- E_o き電システムの定格電圧
- Δt き電システムの線形モデルによる解析の刻み時間
- t_o き電システムの線形モデルによる解析の開始時刻
- t_f き電システムの線形モデルによる解析の終了時刻
- \mathbf{n} き電システムの線形モデルによる解析の刻み数
- $E(i, m)$ 電力変換装置 m の連系点電圧と電圧指令値の差。 i は解析上の時系列のインデックスを、 m は電力変換装置のインデックスを示す。
- V_{refm} 電力変換装置 m の電圧制御の電圧指令値
- $Vac(i, m)$ 電力変換装置 m 連系点電圧の解析値。インデックスの定義は $E(i, m)$ に同じ。
- $\mathbf{j2}$ 電力変換装置の電圧制御の安定性に関する評価値行列
- \mathbf{P} き電システムの極行列
- \mathbf{Z} き電システムの減衰係数行列
- J_{sys} 電力変換装置群の電圧制御の評価値
- S_{refm} 電力変換装置 m の出力指令値[pu]

6.2 電力変換装置の制御器設計評価の基本的考え方

電力変換装置の電圧制御に関して、以下の基本的な考え方に基づき評価することとする。

6.2.1 電力変換装置の制御器設計の全体構成

電力変換装置の交流電圧制御器の設計の全体構成を以下のように提案する。



この全体構成において、第3段階の交流電圧制御器の各制御定数を決定するにあたり、新幹線き電システムの交流電圧制御に関する評価関数を作成する。この評価関数とき電システムの線形モデルによるき電システム特性の解析結果から各制御定数をパラメータとした評価値を算出することにより、交流電圧制御器の各制御定数を決定する。

交流電圧制御器の評価関数には、「き電電圧の応答速度に関する評価」と「き電電圧の安定性に関する評価」を盛り込むこととする。

6. 2. 2 き電電圧の応答速度に関する評価

ある時点において列車負荷電流が変化する場合、き電電圧は過渡的な応答を経て定常状態へと落ち着く。一般的なシステムにおいては応答速度が速いほどよいとされるが、き電電圧についても、過渡的な電圧低下あるいは電圧上昇の持続時間はできるだけ短くしたい。

また、電力変換装置の電圧制御は電圧指令値に追随させるようき電電圧を制御することが求められるが、定常状態になったときのき電電圧と電圧指令値との偏差が大きすぎることは好ましくない。したがって、電圧指令値からのき電電圧の偏差も評価の対象とする必要がある。

6. 2. 3 き電電圧の安定性に関する評価

き電システムの極が虚軸に近づくとつれ、き電電圧の過渡応答は振動的になる。前項に述べたき電電圧の応答速度は電圧指令値とき電電圧との差により評価できるが、信号システムや車両システムに影響を及ぼす危険を防ぐ目的から、電圧振動を発生させないという面でも評価する必要がある。

また、実際のき電システムには、解析に用いている回路モデルと実際のき電回路との乖離、電力変換装置の電圧検出の誤差、車両の電圧検出の誤差などが想定される。き電電圧の振動を発生させないためには、き電システムの極と原点とを結ぶ線と虚軸との角度はある程度の余裕を持つておきたい。

このため、き電システムの極と原点を結ぶ線と虚軸との角度から導出される減衰係数(damping factor)により重み付けして評価できるような評価手法を作成する。

6. 2. 4 電圧制御器の制御定数の有効評価範囲

「き電電圧の応答速度に関する評価」と「き電電圧の安定性に関する評価」から算出される評価値には、新幹線き電システムに適用するうえで評価値としての有効範囲を絞らなければならない。

(1) スロープ付比例積分制御の制御定数の有効評価範囲

スロープ付比例積分制御の比例ゲイン K_p については、列車が切替セクションを通過する際に発生する車両変圧器の励磁突入電流などによる瞬時電圧低下時の過敏な応答を防止するため、

$$0 \leq K_p \leq 2.0 \quad \dots(6.2.1)$$

の範囲で決定する必要があると考える。

次に、積分ゲイン K_i については、電力変換装置の応答をある程度速くし、き電電圧の過渡的な低下を極力速く回復させる必要があることから、列車の安定走行に影響を及ぼさないと考えられる、

$$K_i \geq 10 \quad \dots(6.2.2)$$

の範囲で決定する必要があると考える。

次に、電圧制御のスロープ特性を決めるスロープリアクタンス X_{sl} については、小さくすれば、少しのき電電圧変化で電力変換装置の出力リミッタに到達し、き電電圧安定化に有効な比例制御が有効に動作しなくなるおそれがある。逆に大きくすれば、電圧指令値に対する偏差が発生しても電力変換装置が出力しにくくなり、結果的にき電電圧の低下を招く。電力変換装置の交流電圧制御器にはリミッタ到達防止機能を設けることが可能であるが、このリミッタ到達防止機能がない場合はスロープ特性を 5 %以上に、リミッタ到達防止機能がある場合でもスロープ特性を 2.5 %以上に設定する必要があると考える。

また、スロープリアクタンスを大きくすることは、電力変換装置が出力する電圧範囲を広げることと同じである。スロープリアクタンス X_{sl} と電力変換装置の出力指令値を 1[pu]となるときの電力変換装置連系点電圧 V_{ac} 、電圧指令値 V_{ref} 、定格電圧 V_0 には以下の式(6.2.3)の関係がある。

$$V_{ac} = V_{ref} - V_0 \cdot X_{sl} \quad \dots(6.2.3)$$

き電電圧維持の観点から電圧指令値を基準に 3000 V (定格電圧 30 kV の 0.1 倍) までの変動内にき電電圧変化を抑えたいことから、式(6.2.3)より、 $X_{sl} = 0.1$ 以下の範囲で評価することが妥当である。以上より、スロープリアクタンス X_{sl} は、

$$0.05 \leq K_p \leq 0.1 \quad (\text{リミッタ到達防止機能がない場合}) \quad \dots(6.2.4)$$

$$0.025 \leq K_p \leq 0.1 \quad (\text{リミッタ到達防止機能がある場合}) \quad \dots(6.2.5)$$

の範囲で決定する必要があると考える。

(2) 1次遅れ制御の制御定数の有効評価範囲

TCT方式の電力変換装置の電圧制御に1次遅れ制御を適用している場合、ゲイン K_2 、TCTの出力指令値を 1[pu]すなわち電力変換装置の出力を 0[pu]とするときの電力変換装置連系点電圧 V_{ac} 、電圧指令値 V_{ref} 、定格電圧 V_0 には以下の式(6.2.6)の関係がある。

$$V_{ac} = V_{ref} + \frac{V_o}{K_2} \quad \dots(6.2.6)$$

つまり、TCT方式の電力変換装置のゲインを小さくし過ぎると、無負荷時のき電電圧が高くなってしまふ。電圧指令値をトロリ線-レール間電圧 27.0 kV 程度で運用し、無負荷時のトロリ線-レール間電圧を 30.0 kV 以下に抑えなければならないことを考えると、TCT方式の電力変換装置のゲインは $K_2=10$ 以上の範囲で評価しなければならない。以上より、1次遅れ制御のゲイン K_2 は、

$$K_2 \geq 10 \quad \dots(6.2.7)$$

の範囲で決定する必要があると考える。

また、1次遅れ制御の時定数 T_2 については、電力変換装置の応答をある程度速くし、き電電圧の過渡的な低下を極力速く回復させる必要があることから、列車の安定走行に影響を及ぼさないと考えられる、

$$0 \leq T_2 \leq 1 \quad \dots(6.2.8)$$

の範囲で決定する必要があると考える。

6. 3 列車負荷電流変化によるき電電圧変化のモデル作成

電力変換装置の電圧制御の制御器設計を評価する際の評価項目を前節で述べたが、どの評価項目も電力変換装置の電圧制御の静的特性だけでは評価できず、動的特性も加えたうえでの評価が必要となる。したがって、列車負荷電流を変化させ、き電電圧が過渡的に変化する状況での電力変換装置の電圧制御の挙動を評価することを考える。

列車負荷電流が変化するとき、電力変換装置連系点電圧も変化する。その電力変換装置連系点電圧の変化をき電システムに電圧外乱入力として与え、その際の過渡現象を評価する手法をとることとする。

そこで、列車負荷電流の変化に伴うき電電圧の変化を、線形モデル化したき電システムに入力し解析可能となるように関数近似する。以下にその手法を述べる。

6. 3. 1 列車負荷電流変化の設定の考え方

列車の力行時の負荷電流変化は、加速度の最も大きい車種で約 40 秒で最大の負荷電流（パンタグラフ点電圧 25 kV 時に 975 A）に到達する特性となっている。最大負荷電流を 1.0 pu とすると、力行に伴う列車負荷の変化速度は 0.025 pu/s となる。

一方、列車が切替セクションを通過するときの電源切替による瞬時停電の際、車両主変換器は一旦停止し、復電後再起動を行う。このとき、車両主変換器は約 2 秒で再起動を完了させる。つまり、このときの負荷電流変化は最大で 0.5 pu/s であり、力行時より電流変化速度が大きい。

電力変換装置のき電電圧制御は、その制御特性からして、ゆっくりした電圧変化には問題なく追従可能である。き電電圧制御の追従しにくい電圧変化は、時間的に速い電圧変化である。したがって、列車負荷変化も有り得る最も速い負荷変化を想定することが妥当である。

以上により、負荷変化のモデルとしては、最も厳しい車両主変換器の再起動時に安全率 2 を考慮して、1.0 pu/s の負荷電流変化を想定することとする。

6. 3. 2 列車負荷電流変化時のき電電圧変化の解析

第5章で述べたように、き電システム全体の負荷量により、負荷電流変化時のき電電圧変化の大きさが変わる。列車負荷は定電力特性であるので、車両変換器の出力指令値が同じでも、き電電圧の変化に伴い列車負荷電流値が変化する。このため、き電システム全体の負荷量を想定し得る最も厳しい負荷条件に合わせ、き電電圧範囲を想定負荷電流時に維持目標としたいき電電圧範囲に合わせる必要がある。

そこで、図5. 4. 1に示した電力系統条件及び図5. 4. 2に示した負荷電流条件を用い、以下の電圧外乱入力関数近似算出例を述べていくこととする。図5. 4. 2において、No.1 から No.5 までの5編成の負荷起動完了状態から、定常状態を長くとるために、最後のNo.6の列車をシミュレーション上の時刻の14.0 s から15.0 sの間で0 A から975 Aまで負荷変化させることとする。

また、負荷起動時には、電力変換装置の電圧制御の影響をなくすため、電力変換装置の出力を一定値に固定して解析する。固定する出力の設定値は、列車負荷が全部起動完了した状態において電力変換装置の電圧制御を評価したいいき電電圧範囲となるように選ぶ。5. 4. 3項に述べた解析結果から、ここでは電力変換装置1および電力変換装置2の出力をそれぞれ0.387 pu, 0.48 puに固定し、列車負荷電流が全て起動した後のき電電圧を、電力変換装置1および電力変換装置2の電圧制御を評価したいいき電電圧範囲の約26.0 kVに合わせる。

負荷電流の変化に伴うき電電圧変化は、EMTPを用いて解析することとする。

まず、図5. 4. 2のNo.1からNo.5までの列車負荷を起動させた後、No.6の列車負荷をシミュレーション解析時刻の14.0 sから15.0 sの間で起動させたときのき電システム全体の負荷電流変化を図6. 3. 1に示す。

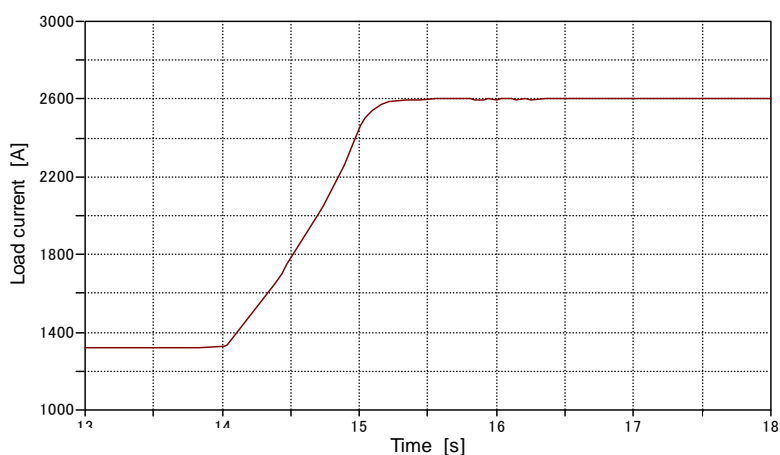


図6. 3. 1 き電システム全体の負荷電流変化

次に、図6. 3. 1に示した負荷電流変化に伴うき電電圧変化の解析結果を示す。電力変換装置1連系点のき電電圧変化を図6. 3. 2に、電力変換装置2連系点のき電電圧変化を図6. 3. 3に示す。

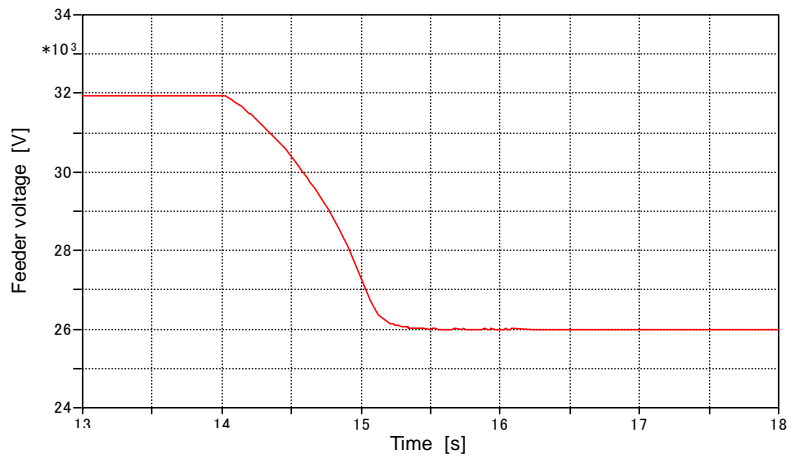


図 6. 3. 2 電力変換装置 1 連系点におけるき電電圧応答解析結果

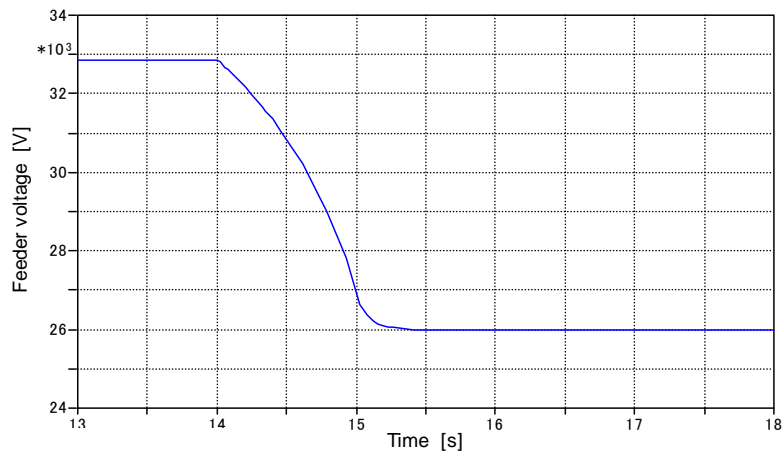


図 6. 3. 3 電力変換装置 2 連系点におけるき電電圧応答解析結果

6. 3. 3 き電電圧変化の関数近似

図 6. 3. 2 及び図 6. 3. 3 に示したき電電圧変化は EMTP の解析刻み時間ごとのデータとして算出されているが、このデータを状態方程式に入力し計算することは膨大な作業量となる。このため、図 6. 3. 2 及び図 6. 3. 3 の電圧変化を関数近似する。なお、関数近似にあたっては、5 編成の負荷が起動完了した状態での定常状態におけるき電電圧を基準とし、そこからのき電電圧変化分を電力変換装置連系点の電圧外乱入力とし、これを関数近似する。

また、EMTP 解析上は $t=14.0$ s から 6 編成目の負荷起動を開始したが、状態空間表現による線形モデルを用いた解析の計算時間短縮のため、EMTP 解析上の時刻の $t=13.0$ s を線形モデルによる解析上の時刻の $t=0$ s と読み替えることとする。

以下の時間表記は状態方程式での計算時間の表記とする。

まず、電力変換装置連系点の電圧外乱入力を 3 つの部分に分割して考える。

① $0 \leq t \leq 1.0$

電圧は一定値と見ることができる。この電圧値を基準とするため、電力変換装置連系点の電圧外乱入力 $u(t)$ は、

$$u(t) = 0 \quad \dots(6.3.1)$$

となる。

② $1.0 < t \leq 2.0$

α を有理数として、 t の α 次関数で近似できると推測される。 $t=1.0$ s 時の電圧基準値 (=0) を通過すること、 $t=2.0$ s 時の電圧値から関数を特定する。

③ $t > 2.0$

1 次遅れ制御のステップ応答で近似できると推測される。

②及び③の関数は解析的に近似することが難しいので、前項で求めた EMTP によるき電電圧変化の解析波形に、関数のグラフを重ね合わせるにより近似する手法をとる。EMTP の解析結果と関数のグラフを重ね合わせた例を図 6. 3. 4 に示す。赤線が EMTP の解析の波形、青線が近似した関数のグラフである。

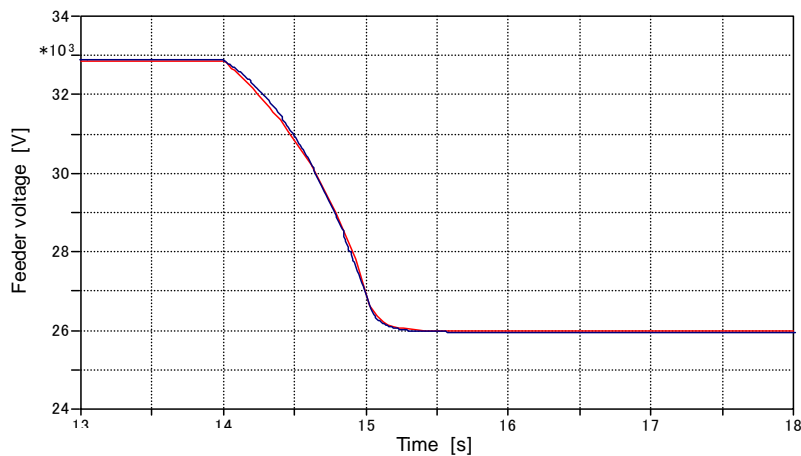


図 6. 3. 4 き電電圧変化の関数近似の例（電力変換装置 1 連系点の電圧変化）

また、線形モデルによる解析において、①～③の時間で場合分けして解析することは煩雑なので、①と②はその最小値をとることで連続化し、②と③はその最大値をとることで連続化する。

このようにして各点のき電電圧変化を以下の式(6.3.2)及び式(6.3.3)のように関数近似することができる。

① 電力変換装置 1 連系点

$$u(t) = \max(\min(0, -563t^{3.2} + 563), -2000 \cdot (1 - e^{-\frac{|t-1.92|}{0.12}}) - 3937) \quad \dots(6.3.2)$$

② 電力変換装置 2 連系点

$$u(t) = \max(\min(0, -726t^{3.2} + 726), -2014 \cdot (1 - e^{-\frac{|t-1.9|}{0.1}}) - 4864) \quad \dots(6.3.3)$$

6. 3. 4 解析手法の妥当性検証^[55]

前項で求めたき電電圧変化モデルをき電システムの状態空間表現モデルに入力し、その出力を電力変換装置の電圧制御の制御器設計評価に用いる手法の妥当性を検証する

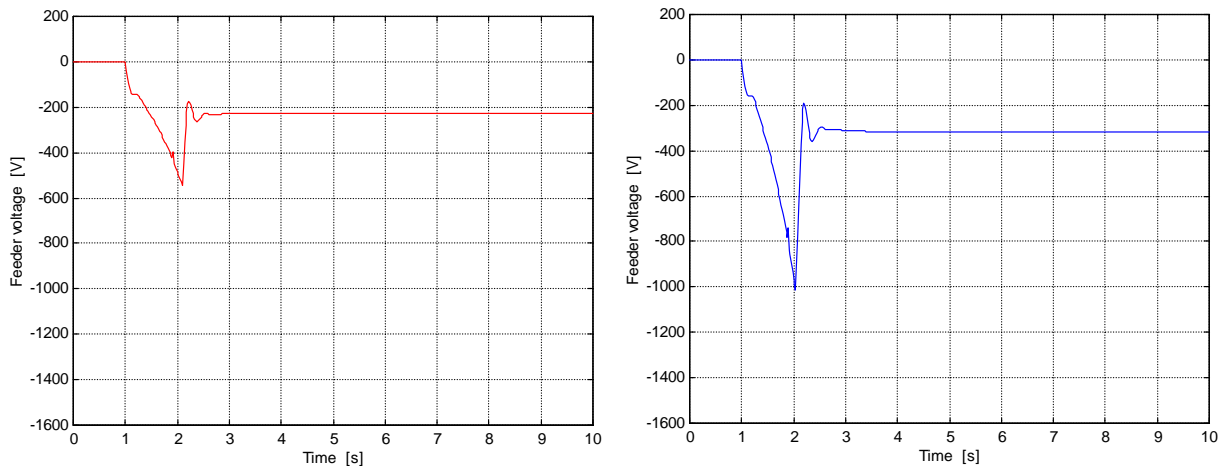
ため、この手法による電力変換装置連系点電圧の算出結果と EMTP による解析結果との比較を行う。

き電電圧の応答速度に関する評価値の算出にあたり、計算を簡単にするため、電圧外乱は負荷変化前のき電電圧を基準とした偏差で与えることとし、各電力変換装置の電圧指令値も負荷変化前のき電電圧と等しいとして $V_{ref_m}=0$ として計算する。

き電システムの状態空間表現モデルを用いた解析では、解析時間の刻みを $\Delta t=0.02$ s、解析開始時刻を $t_0=0$ s、解析終了時刻を $t_f=10$ s として計算する。列車負荷の起動は解析上の時刻の $t=1$ s から $t=2$ s の間の 1 s で行われる想定であり、負荷起動完了の数秒後には定常状態に落ち着くことを目標としたいため、解析終了時刻を $t_f=10$ s として評価することとした。

以上により、式(6.3.2)、(6.3.3)で関数近似表現した電圧外乱入力を状態方程式(5.6.11)、出力方程式(5.6.17)に入力して、電力変換装置連系点電圧 $V_{ac}(i,m)$ を計算する。

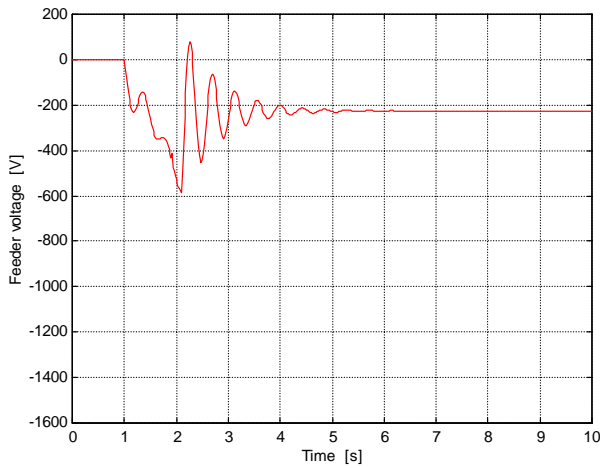
まず、電力変換装置の電圧制御の制御器設計を図 5. 7. 1 に示した EMTP による電力変換装置連系点電圧の算出条件と同じ(電力変換装置 1 の電圧制御の比例ゲイン $K_p=2$ 、積分ゲイン $K_i=20$ 、スロープリアクタンス $X_{sl}=0.05$ 、電力変換装置 2 の電圧制御の 1 次遅れゲイン $K_2=10$ 、1 次遅れ時定数 $T_2=1$) としたときの、電力変換装置連系点電圧の計算結果を図 6. 3. 5 に示す。



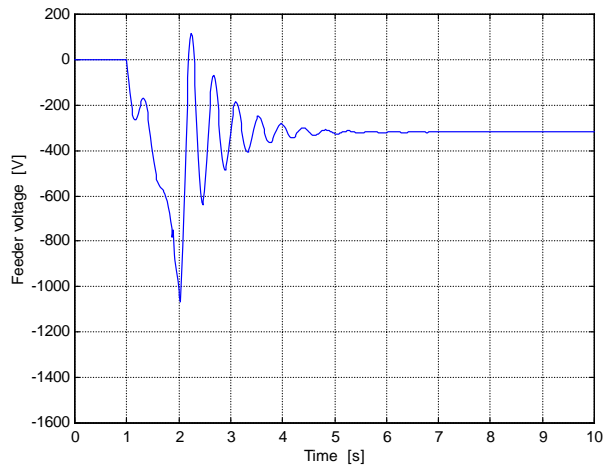
(a) 電力変換装置 1 連系点

図 6. 3. 5 電力変換装置連系点電圧の計算結果(電力変換装置 2 連系点
(電力変換装置 1: $K_p=2$, $K_i=20$, $X_{sl}=0.05$, 電力変換装置 2: $K_2=10$, $T_2=1$)

次に、電力変換装置の電圧制御の制御器設計を図 5. 7. 2 に示した EMTP による電力変換装置連系点電圧の算出条件と同じ(電力変換装置 1 の電圧制御の比例ゲイン $K_p=0$ 、積分ゲイン $K_i=20$ 、スロープリアクタンス $X_{sl}=0.05$ 、電力変換装置 2 の電圧制御の 1 次遅れゲイン $K_2=10$ 、1 次遅れ時定数 $T_2=1$) としたときの、電力変換装置連系点電圧の計算結果を図 6. 3. 6 に示す。



(a) 電力変換装置 1 連系点

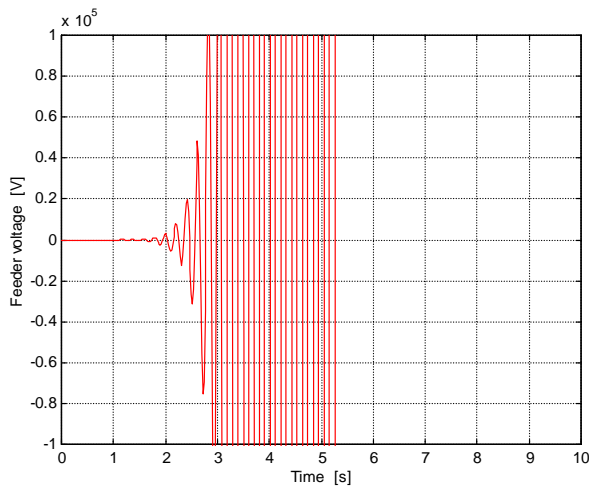


(b) 電力変換装置 2 連系点

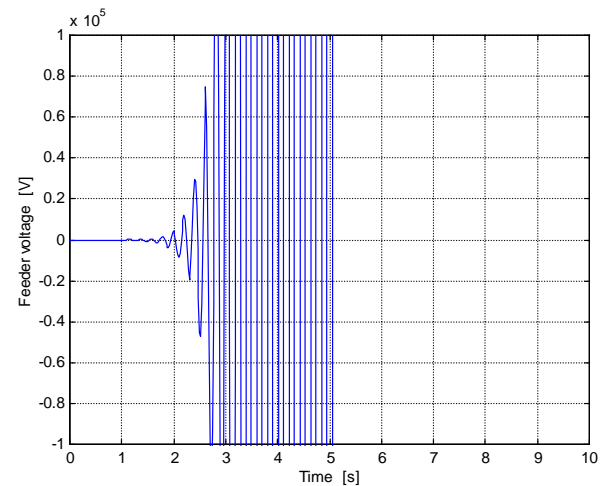
図 6. 3. 6 電力変換装置連系点電圧の計算結果例 (2)

(電力変換装置 1: $Kp=0, Ki=20, Xsl=0.05$, 電力変換装置 2: $K2=10, T2=1$)

次に、電力変換装置の電圧制御の制御器設計を図 5. 7. 3 に示した EMTP による電力変換装置連系点電圧の算出条件と同じ(電力変換装置 1 の電圧制御の比例ゲイン $Kp=0$, 積分ゲイン $Ki=200$, スロープリアクタンス $Xsl=0.05$, 電力変換装置 2 の電圧制御の 1 次遅れゲイン $K2=10$, 1 次遅れ時定数 $T2=1$) としたときの、電力変換装置連系点電圧の計算結果を図 6. 3. 7 に示す。



(a) 電力変換装置 1 連系点



(b) 電力変換装置 2 連系点

図 6. 3. 7 電力変換装置連系点電圧の計算結果例 (3)

(電力変換装置 1: $Kp=0, Ki=200, Xsl=0.05$, 電力変換装置 2: $K2=10, T2=1$)

図 6. 3. 5 ~ 図 6. 3. 7 の計算結果より、EMTP での解析結果と状態空間表現モデルを用いた解析結果の傾向が一致している。以上より、関数近似したき電圧変化をき電システムの状態空間表現モデルに電圧外乱として入力し、その出力を電力変換装置の電圧制御の制御器設計評価に用いる手法が妥当であるといえる。

6. 4 電力変換装置の制御器設計の評価関数の定義

き電システムの状態空間表現モデルによる解析結果を用いて電力変換装置の電圧制御の制御器設計評価を行うための評価関数を作成する。6. 2節に述べた電力変換装置の制御器設計評価の基本的考え方にに基づき、以下のとおり、評価関数を定義することとする。

6. 4. 1 き電電圧の応答速度に関する評価関数の定義

き電電圧の応答速度を評価するため、き電電圧の過渡応答波形に対し、電力変換装置の連系点電圧と電圧指令値との差を評価の対象とする。ここでは電力変換装置連系点電圧の過渡応答の部分と定常偏差の部分の両方を評価対象としたいので、解析開始時刻から解析終了時刻までの間の電力変換装置の連系点電圧と電圧指令値との差の二乗平均値をもとに評価を行うこととする。評価値はこの二乗平均値の逆数により評価を行い、大きいほど適しているというように定義する。

以上の考え方により、評価の対象となるき電回路に接続されている電圧制御を行う電力変換装置の総数を m とした場合、評価値行列 $\mathbf{j1}$ を、1行 m 列の行列として以下の式(6.4.1)で定義することとする。

$$\mathbf{j1} = [j1_1 \quad j1_2 \quad \dots \quad j1_m] \quad \dots(6.4.1)$$

ここで、 $j1_m$ は以下の式(6.4.2)で定義する。

$$j1_m = \alpha_m \cdot \frac{0.1E_o}{\sqrt{\frac{\Delta t}{t_f - t_0} \sum_{i=1}^{n+1} E(i,m)^2}} \quad \dots(6.4.2)$$

ここで、式(6.4.2)の α_m は、それぞれの電力変換装置の評価の重み付け係数を表す。ただし、

$$\sum_{k=1}^m \alpha_k = 1 \quad \dots(6.4.3)$$

となるよう、それぞれの α_m を定めることとする。また、 Δt はシミュレーションの刻み時間を、 t_0 はシミュレーションの開始時刻を、 t_f はシミュレーションの終了時刻を、 n はシミュレーションの時間刻みの総数を表す。

$E(i,m)$ はシミュレーションの時系列上のインデックス i と、電力変換装置のインデックス m とから定まる電力変換装置連系点電圧と電圧指令値との差を表し、電力変換装置 m の電圧指令値を $Vref_m$ 、電力変換装置 m の連系点電圧を $Vac(i,m)$ として次式(6.4.4)で定義する。なお、 $Vac(i,m)$ のインデックスは $E(i,m)$ と同じ定義とする。

$$E(i,m) = Vref_m - Vac(i,m) \quad \dots(6.4.4)$$

また、分子に $0.1E_o$ を乗じているのは、分母の電圧二乗平均値を規格化するためである。規格化係数は列車負荷変化で最大規模の電圧変化と予想される定格電圧 E_o の 0.1 倍の電圧を 1pu とするよう定める。

6. 4. 2 き電電圧の安定性に関する評価関数の定義

き電電圧の安定性を評価するため、システムの減衰係数 (damping factor) に着目して評価することとし、複数あるき電システムの極のうち、減衰係数が最も小さいものを求めて評価関数に用いることとする。

極の行列を \mathbf{P} とすると、システムの減衰係数行列 \mathbf{Z} は、以下の式(6.4.5)により求めることができる。ここで $\text{Re}()$ は行列の各要素の実数部を、 $\text{Im}()$ は各要素の虚数部を算出する関数として記述している。

$$\mathbf{Z} = -\frac{\text{Re}(\mathbf{P})}{\sqrt{\text{Re}(\mathbf{P})^2 + \text{Im}(\mathbf{P})^2}} \quad \cdots(6.4.5)$$

このシステムの減衰係数行列 \mathbf{Z} により、き電電圧の振動抑制の評価値行列 $\mathbf{j2}$ を 1 行 m 列の行列として、以下の式(6.4.6)で定義する。ここで、 $\min(\mathbf{Z})$ は \mathbf{Z} の各要素の最小値を示す。き電電圧安定性は列車を安定に走行させるための重要な評価要素となるので、極と虚軸との角度を 5° の余裕を見るべく、減衰係数の最小計算値から $\cos(85\pi/180)$ を減じて評価値とする。

$$\mathbf{j2} = \left[\min(\mathbf{Z}) - \cos\left(\frac{85}{180}\pi\right) \quad \min(\mathbf{Z}) - \cos\left(\frac{85}{180}\pi\right) \quad \cdots \quad \min(\mathbf{Z}) - \cos\left(\frac{85}{180}\pi\right) \right] \quad \cdots(6.4.6)$$

6. 4. 3 電力変換装置の制御器設計の評価関数の定義

電力変換装置群の制御器設計の評価値 J_{sys} を、き電電圧の応答特性に関する評価値行列 $\mathbf{j1}$ 、き電電圧の振動抑制に関する評価値行列 $\mathbf{j2}$ により、式(6.4.7)で定義する。

また、 $\mathbf{j2}$ はき電電圧制御の安定度を示す最も重要な評価値であり、負の値、すなわち極が複素平面の右半分の不安定領域に入ることの評価を確実にするため、乗算して評価することとする。

$$J_{\text{sys}} = \mathbf{j1} * \mathbf{j2}^T \quad \cdots(6.4.7)$$

6. 5 電力変換装置の制御器設計の評価値の算出事例

前節に述べた電力変換装置の制御器設計の評価関数の定義に基づき、5. 4. 2 項に述べた電力系統条件と列車負荷条件の例により、評価値を算出する。

6. 5. 1 き電電圧の応答速度に関する評価値の算出

式(6.3.2)及び式(6.3.3)で関数近似表現した列車負荷電流変化に伴うき電電圧変化は、5. 4. 2 項に述べた電力系統条件と列車負荷条件におけるき電電圧変化であるので、これを状態方程式(5.6.11)、出力方程式(5.6.17)に入力して、電力変換装置連系点電圧 $V_{ac}(i,m)$ を計算する。

また、ここでは、それぞれの電力変換装置のき電電圧の応答速度に関する評価の重み付けは均等とする。この解析事例では電圧制御を行う電力変換装置が 2 箇所接続されているため、

$$\alpha_1 = \alpha_2 = \frac{1}{2} \quad \dots(6.5.1)$$

となる。

電力変換装置連系点電圧の解析結果を式(6.4.1)及び式(6.4.2)に入力し、き電電圧の応答速度に関する評価値行列 **j1** を算出する。

6. 5. 2 き電電圧の安定性に関する評価値の算出

き電電圧の安定性に関する評価値行列 **j2** は、式(6.4.5)及び式(6.4.6)から、き電システムの極を算出することにより求めることができる。

き電システムの極は、状態方程式(5.6.11)の行列 **A** の固有値である。電力変換装置の電圧制御の制御定数と表 5. 4. 2 のき電電圧応答特性を示す定数を式(5.6.12)に入力し、行列 **A** を算出することでき電電圧の振動抑制に関する評価値行列 **j2** を算出する。

6. 6 電力変換装置の電圧制御の制御器設計の評価事例^[55]

前節に引き続き 5. 4. 2 項に述べた電力系統条件と列車負荷条件により、電力変換装置 1、電力変換装置 2 の電力制御の各制御定数をパラメータとして変化させ、式(6.4.7)で定義した評価値 J_{sys} を計算することで、2箇所での電力変換装置の電圧制御の適正な制御器設計を求める。なお、ここでは、電力変換装置 1 の電圧制御は比例要素も含むことのできるスロープ付比例積分制御とし、リミッタ防止機能を持たない電圧制御として評価する。電力変換装置 2 は既存であり、電圧制御は 1 次遅れ制御として比例要素は盛り込めないことを前提として評価を行う。

6. 6. 1 スロープ付比例積分制御の比例ゲインによる評価

まず、電力変換装置 1 の電圧制御の比例ゲイン K_p のみをパラメータとして変化させ、制御器の設計を評価する。電力変換装置 1 の電圧制御の他の制御定数は積分ゲイン $K_i=10$ 、スロープリアクタンス $X_{sl}=0.05$ 、電力変換装置 2 の電圧制御はゲイン $K_2=10$ 、時定数 $T_2=1$ として評価する。

評価値 J_{sys} の計算結果を図 6. 6. 1 に示す。電力変換装置 1 の比例ゲイン $K_p=1.72$ で評価値が最大となる。また、比例ゲイン $K_p=0$ に近づくとつれ、評価値が小さくなっている。このことは、電力変換装置 1 の電圧制御には、一定の比例要素を加えることが適していることを示している。6. 2. 4 項で述べたとおり、スロープ付比例積分制御の比例ゲイン K_p の評価有効範囲を $0 \leq K_p \leq 2$ としているので、 $K_p=1.72$ が最も適しているということになる。

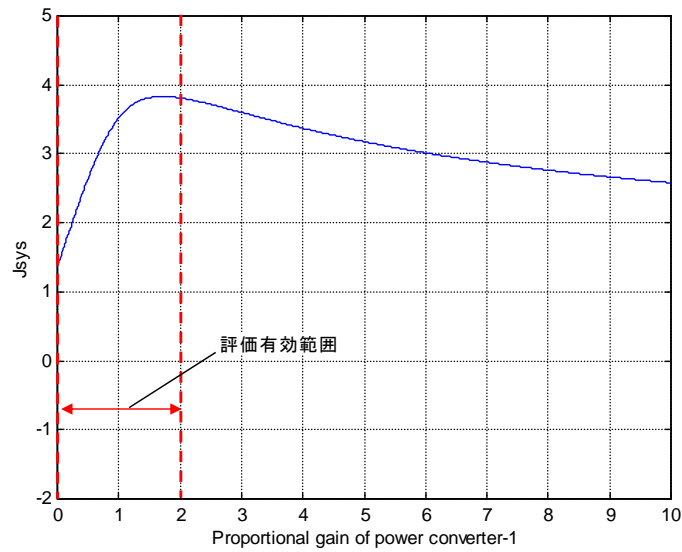


図 6. 6. 1 電力変換装置 1 の電圧制御設計の評価値
 (電力変換装置 1: K_p 可変, $K_i=10$, $X_{s/l}=0.05$, 電力変換装置 2: $K_2=10$, $T_2=1$)

6. 6. 2 スロープ付比例積分制御の積分ゲインによる評価

次に電力変換装置 1 の電圧制御の積分ゲイン K_i のみをパラメータとして変化させ、制御器の設計を評価する。電力変換装置 1 の電圧制御の他の制御定数は比例ゲイン $K_p=1.72$ 、スロープリアクタンス $X_{s/l}=0.05$ とし、電力変換装置 2 の電圧制御はゲイン $K_2=10$ 、時定数 $T_2=1$ として評価する。

評価値 J_{sys} の計算結果を図 6. 6. 2 に示す。 $K_i=9$ 付近で評価値が最大となる。6. 2. 4 項で述べたとおり、スロープ付比例積分制御の積分ゲイン K_i の評価有効範囲を $K_i \geq 10$ としているので、評価有効範囲では $K_i=10$ が最も適しているということになる。

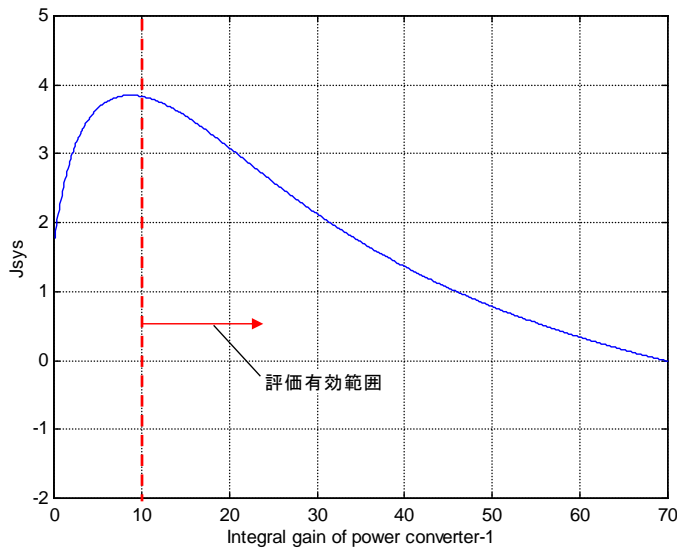


図 6. 6. 2 電力変換装置 1 の電圧制御設計の評価値
 (電力変換装置 1: $K_p=1.72$, K_i 可変, $X_{s/l}=0.05$, 電力変換装置 2: $K_2=10$, $T_2=1$)

6. 6. 3 スロープ付比例積分制御のスロープリアクタンスによる評価

次に電力変換装置 1 の電圧制御のスロープリアクタンスのみをパラメータとして変化させ、制御器の設計を評価する。電力変換装置 1 の電圧制御の他の制御定数は比例ゲイン $Kp=1.72$ 、積分ゲイン $Ki=10$ とし、電力変換装置 2 の電圧制御はゲイン $K2=10$ 、時定数 $T2=1$ として評価する。

評価値 J_{sys} の計算結果を図 6. 6. 3 に示す。

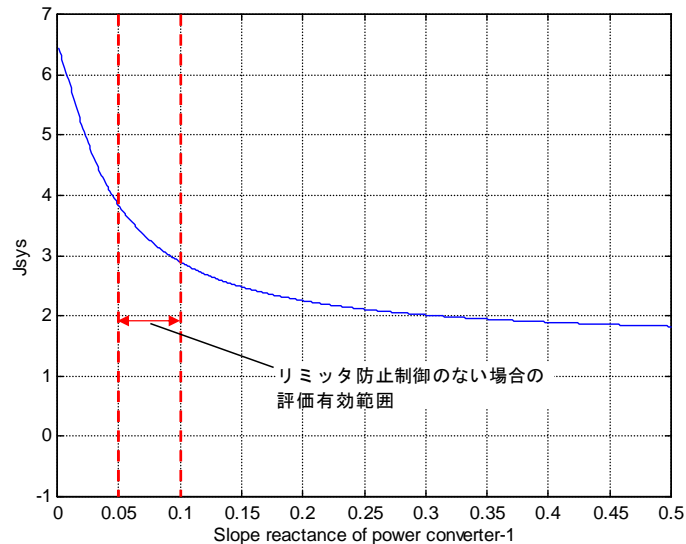


図 6. 6. 3 電力変換装置 1 の電圧制御設計の評価値

(電力変換装置 1: $Kp=1.72$, $Ki=10$, Xsl 可変, 電力変換装置 2: $K2=10$, $T2=1$)

$Xsl=0$ のときが最も評価値が大きくなっている。6. 2. 4 項で述べたとおり、リミッタ防止機能がない場合のスロープ付比例積分制御のスロープリアクタンス Xsl の評価有効範囲を $0.05 \leq Xsl \leq 0.1$ としているので、 $Xsl=0.05$ が最も適しているということになる。

6. 6. 4 1 次遅れ制御のゲインによる評価

電力変換装置 2 の電圧制御のゲインをパラメータとした評価を行う。電力変換装置 1 の電圧制御の各制御定数を $Kp=1.72$ 、 $Ki=10$ 、 $Xsl=0.05$ とし、電力変換装置 2 の電圧制御の時定数は $T2=1$ として評価する。

評価値 J_{sys} の計算結果を図 6. 6. 4 に示す。 $K2=10$ で評価値が最大となっている。6. 2. 4 項で述べたとおり、1 次遅れ制御の評価有効範囲を $K2 \geq 10$ としているので、評価有効範囲でも $K2=10$ が最も適しているということになる。

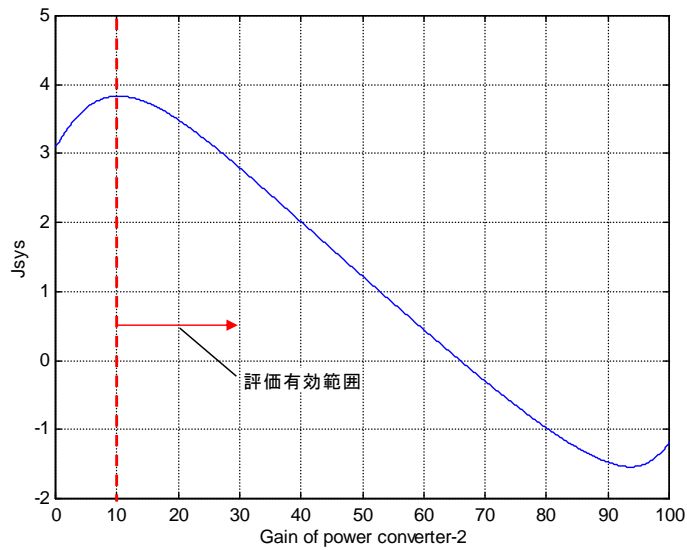


図 6. 6. 4 電力変換装置 2 の電圧制御設計の評価値
 (電力変換装置 1: $K_p=1.72$, $K_i=10$, $X_{sl}=0.05$, 電力変換装置 2: K_2 可変, $T_2=1$)

6. 6. 5 1次遅れ制御の時定数による評価

電力変換装置 2 の電圧制御の時定数をパラメータとした評価を行う。電力変換装置 1 の電圧制御の各制御定数を $K_p=1.72$, $K_i=10$, $X_{sl}=0.05$ とし, 電力変換装置 2 の電圧制御のゲインは $K_2=10$ として評価する。

評価値 J_{sys} の計算結果を図 6. 6. 5 に示す。 $T_2=2.3$ 付近で評価値が最大となっているが, 6. 2. 4 項で述べたとおり 1 次遅れ制御の時定数 T_2 の評価有効範囲を $0 \leq T_2 \leq 1$ としているので, 評価有効範囲では $T_2=1$ が最も適しているということになる。

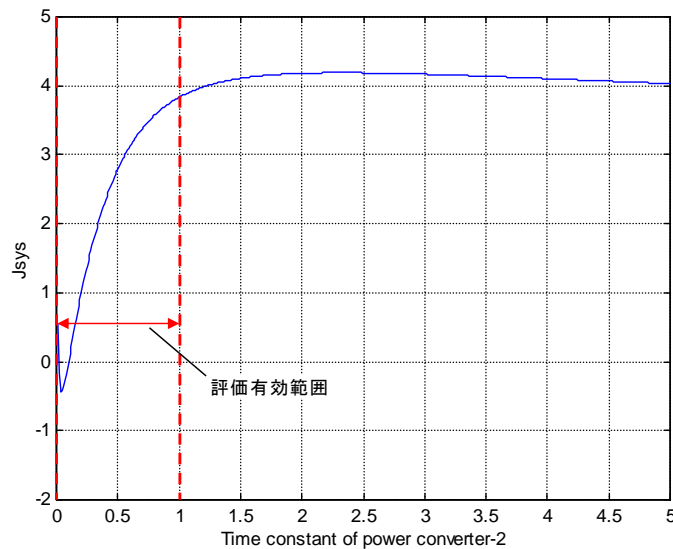


図 6. 6. 5 電力変換装置 2 の電圧制御設計の評価値
 (電力変換装置 1: $K_p=1.72$, $K_i=10$, $X_{sl}=0.05$, 電力変換装置 2: $K_2=10$, T_2 可変)

6. 6. 6 評価結果の EMTP による検証

前項までの評価結果をまとめると、この事例では以下のとおりの制御定数の組み合わせで、評価値が最も高くなった。

(1) 電力変換装置 1

比例ゲイン $Kp=1.72$, 積分ゲイン $Ki=10$, スロープリアクアンス $Xsl=0.05$

(2) 電力変換装置 2

ゲイン $K2=10$, 時定数 $T2=1$

この評価結果の妥当性を検証するため、EMTP による解析結果との比較を行う。電力変換装置 1, 電力変換装置 2 の電圧指令値は、表 5. 4. 2 に示したき電電圧の応答特性の算出条件と近くなるよう、それぞれ 26.5 kV, 25.5 kV として解析する。

まず、電力変換装置 1 及び電力変換装置 2 の電圧制御の制御器設計を最適と評価した設計とした場合の電力変換装置連系点電圧の計算結果を図 6. 6. 6 に示す。

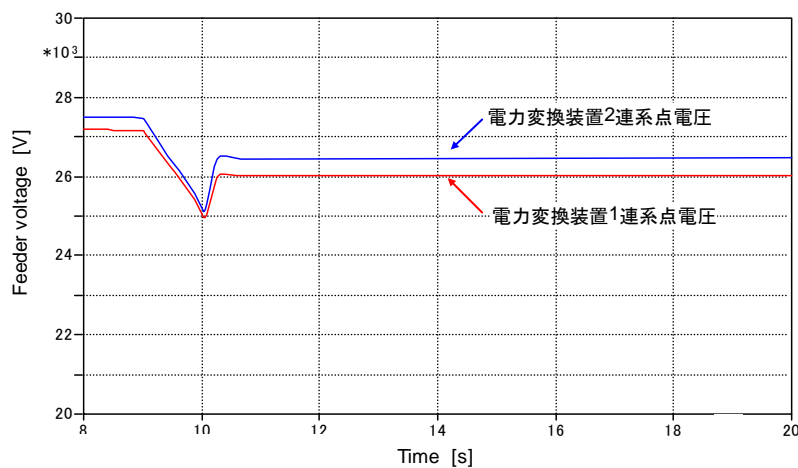


図 6. 6. 6 EMTP による電力変換装置連系点電圧の計算結果 (1)
(電力変換装置 1 : $Kp=1.72$, $Ki=10$, $Xsl=0.05$, 電力変換装置 2 : $K2=10$, $T2=1$)

き電電圧の応答速度や電圧振動有無の面で問題のない波形となっており、電圧制御の制御器が所期の性能を発揮しているということが出来る。EMTP 解析においても評価結果の妥当性が検証できた。

次に、評価値が高くない例として、電力変換装置 2 の時定数を $T2=0.1$ としたときの電力変換装置連系点電圧の計算結果を図 6. 6. 7 に示す。

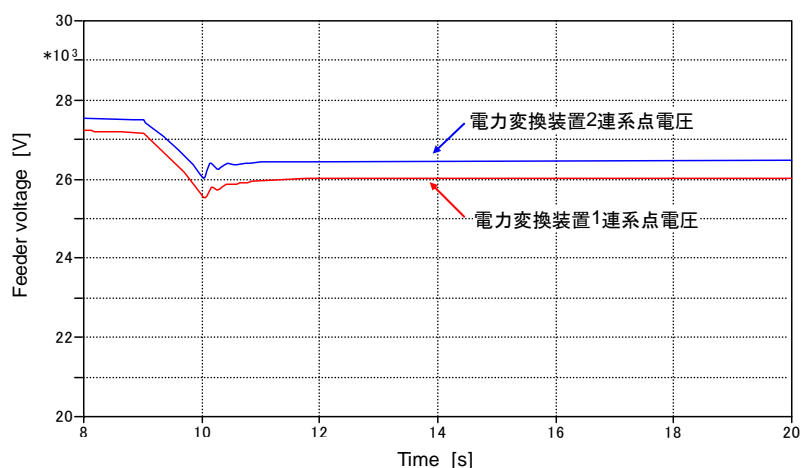


図 6. 6. 7 EMTP による電力変換装置連系点電圧の計算結果 (2)
(電力変換装置 1 : $K_p=1.72, K_i=10, X_{sl}=0.05$, 電力変換装置 2 : $K_2=10, T_2=0.1$)

列車負荷電流変化に伴う過渡的な電圧低下が最適な制御器設計と評価した図 6. 6. 6 の場合よりも小さく、定常状態の電圧値も図 6. 6. 6 の場合とほとんど変わらない。一見、最適と評価した制御器設計よりもこの場合のほうが優れているように見える。しかし、それは電圧変化の大きさが評価値として表れやすいき電電圧応答に関する評価値が大きい結果と考えられ、き電電圧振動抑制に関する評価値の小さいことが EMTP の解析結果からはわかりにくくなっているからと考えられる。以上より、EMTP の解析結果では電圧振動に関する余裕分の評価が難しく、本章で述べた制御器設計の評価手法がき電システムの極配置も適確に評価できるという点で優れているといえることができる。

6. 7 第 6 章のまとめ

き電システムを状態空間表現モデル化することにより、電力変換装置を複数持つき電システムの特徴を比較的短時間で計算することが可能となった。そこで、負荷電流変化に伴うき電電圧の変化を電圧外乱として、き電システムの線形近似状態空間表現モデルに入力し、き電電圧応答、き電システムの減衰係数を求めることにより、電力変換装置の電圧制御の制御器設計を評価する手法を確立した。電力変換装置の電圧制御の制御器設計の評価においては、き電電圧応答の速さ及びき電電圧制御の安定性を評価し、これらの中でもき電電圧を安定に制御できることを確実に評価値に反映できるよう、評価関数を定義した。

確立した評価手法に基づき、2箇所電力変換装置を持つき電システムにおいて、各電力変換装置の電圧制御の各制御定数をパラメータとして制御器設計の評価を行い、適正な制御定数の組み合わせが得られることを示した。

EMTP により制御器設計の評価結果を検証した結果、確立した評価手法による評価結果が妥当であることを示した。また、EMTP による解析では潜在化してしまうおそれのあるき電電圧制御の安定限界に対する余裕の有無に関しては、確立した評価手法により適確に評価できることがわかった。

以上により、電力変換装置を複数持つき電システムにおける電力変換装置の電圧制御の制御器設計のツールとして、本章に述べた評価手法を活用することが有効である。次章で

は、固定力率出力方式の電圧制御を行う電力変換装置にも、本手法による制御器設計が適用可能であることを示す。

第7章 東海道新幹線の電圧降下対策適用事例における提案手法の優位性検証

7.1 はじめに

前章では、き電システムの線形モデルに、負荷電流変化に伴うき電電圧の変化を電圧外乱として入力して、き電電圧応答、き電システムの減衰係数を求め、電力変換装置の電圧制御の制御器設計を評価することにより、系統的に適正な制御定数の組み合わせを求めることができることを示した。この評価手法は、電力変換装置を複数持つき電システムにおける電力変換装置の電圧制御の制御器に関し、暫定的に制御定数を定めてEMTPにより検証していた従来手法に比べ、体系的に設計できる優位性を持つ。

そこで、固定力率出力方式の電圧制御を行う電力変換装置を導入する東海道新幹線の電圧降下対策適用事例について、本手法を適用して実際の装置の制御器設計を行い、EMTPによる系統解析を通じて優位性を実証する。

7.2 東海道新幹線電圧降下対策事例の電力系統条件と負荷条件

まず、固定力率出力方式の電圧制御を行う電力変換装置を導入する東海道新幹線の電圧降下対策事例に関して、電力変換装置の制御器設計の前提条件となる、電源系統条件と負荷条件を以下に述べていく。

7.2.1 電力系統条件

固定力率出力有効電力制御を行う電力変換装置を導入する東海道新幹線の電力系統を図7.2.1に示す。

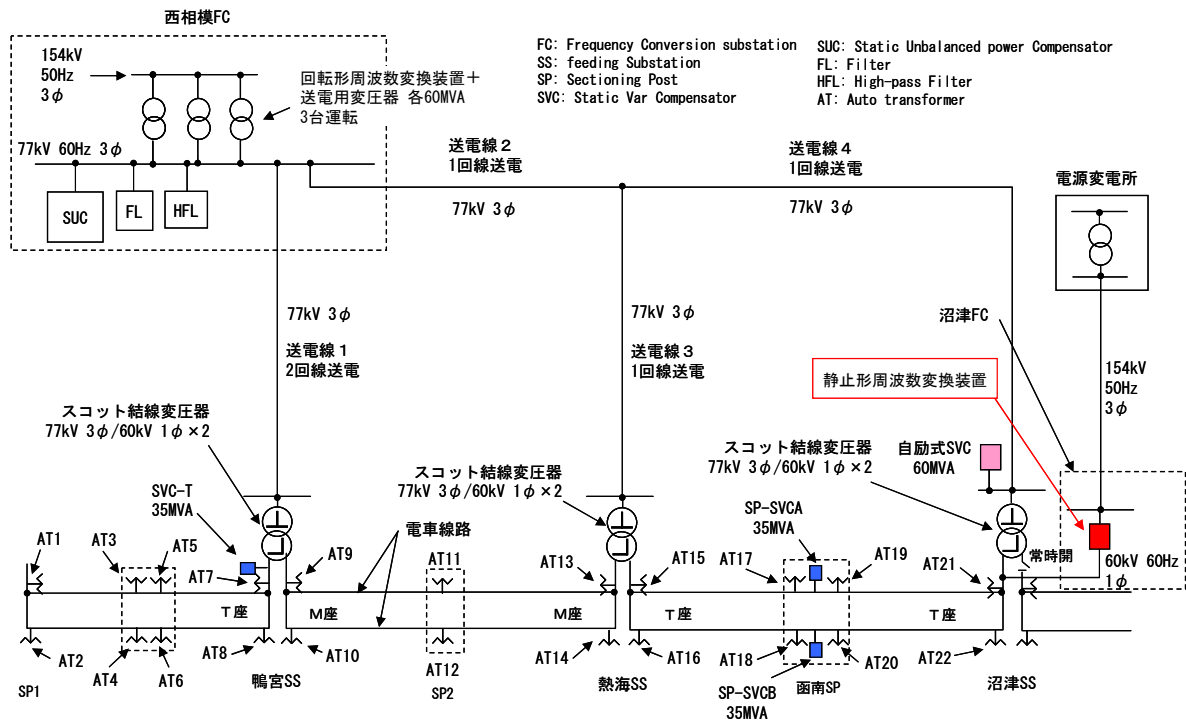


図7.2.1 固定力率出力電力変換装置を導入する電力系統

東海道新幹線のき電システムの周波数はすべて60Hzで統一されており、富士川以東の50

Hz 区間では周波数変換変電所 (Frequency Conversion substation, 以下, 「FC」という。)にて 60 Hz に周波数変換を行っている。本章で扱う対策事例は周波数変換区間における事例であり, 固定力率出力方式の電圧制御を行う電力変換装置は静止形周波数変換装置 (Electronic Frequency Converter, 以下, 「EFC」という。) の設備形式をとっている。

図 7. 2. 1 の電力系統において, 主たる電源変電所は西相模 FC であり, 西相模 FC の受電は 154 kV, 三相, 50 Hz の電力である。これを回転形周波数変換装置 (Rotary Frequency Changer, 以下, 「RFC」とする。) と送電用変圧器で 77 kV, 三相, 60 Hz の電力に変換し, 送電線を経由して各き電用変電所に送電している。また, 電圧降下対策の対象区間となるのは, 熱海変電所 (以下, 「熱海 SS」とする。) ~ 沼津変電所 (以下, 「沼津 SS」とする。) の区間である。このき電回路の電圧維持を目的として, 沼津 SS のき電線に接続するかたちで, EFC を連系する。両変電所の中間に位置する函南き電区分所 (以下, 「函南 SP」とする。) の上下線それぞれには交流電圧制御を目的とした TCT (Thyristor Controlled Transformer : サイリスタ制御変圧器) 方式の他励式 SVC が既に設備されており, 設備容量はそれぞれ 35 MVA である。さらに, 沼津 SS の受電母線には設備容量 60 MVA の自励式 SVC が設備されており, 沼津 SS の負荷の逆相電力と正相無効電力を補償している。

また, 図 7. 2. 1 のうち, 「SUC」は静止形不平衡電力補償装置 (Static Unbalanced power Compensator) を表し, V 結線変圧器の二次側にそれぞれ TCT を接続し, TCT により消費する進相無効電力の大きさを制御することにより, 逆相電力を補償する電力補償装置である。「FL」は RFC の負担する等価第 3 高調波を軽減するための高調波フィルタを, 「HFL」は電力系統の高調波共振現象を防止するための高調波フィルタを表す。

熱海 SS ~ 沼津 SS の区間の今後の想定負荷に対し, 既存の函南 SP の他励式 SVC に加えてさらに電圧降下対策を行う必要があった。

各部のインピーダンス及び各装置の設備容量をまとめると, 以下のとおりとなる。

(1) 西相模FC

RFC及び送電用変圧器3台運転 (1台あたり 60 MVA)

RFCの過渡リアクタンスと送電用変圧器インピーダンスの合計

$\%Z=j2.285$ / 台 (10 MVAベース)

SUC : TCT容量30 MVA, SC (Static Capacitor) 15 MVAをV結線二次側各座に設備

FL : 15 MVA HFL : 10 MVA

(2) 送電線

送電線1インピーダンス $\%Z=0.264+j0.489$ / 回線 2回線運用

送電線2インピーダンス $\%Z=0.689+j1.623$ / 回線 1回線運用

送電線3インピーダンス $\%Z=0.306+j0.568$ / 回線 1回線運用

送電線4インピーダンス $\%Z=0.912+j2.137$ / 回線 1回線運用

上記送電線インピーダンスはいずれも10MVAベース。

(3) 鴨宮変電所 (以下, 「鴨宮SS」という。)

・き電用変圧器 スコット結線 120 MVA (片座60MVA)

M座 $\%Z=8.27$ (60 MVAベース) T座 $\%Z=8.28$ (60 MVAベース)

・SVC-T TCT方式 35 MVA T座き電母線に接続

- ・単巻変圧器 AT7 線路容量20 MVA %Z=j0.74 AT8 線路容量20 MVA %Z=j0.737
AT9 線路容量20 MVA %Z=j0.74 AT10 線路容量20 MVA %Z=j0.74

(4) 熱海SS

- ・き電用変圧器1 スコット結線 60 MVA (片座30 MVA)
M座 %Z=4.16 (30 MVAベース) T座 %Z=4.06 (30 MVAベース)
 - ・き電用変圧器2 スコット結線 100 MVA (片座50 MVA)
M座 %Z=7.91 (50 MVAベース) T座 %Z=7.18 (50 MVAベース)
- 上記き電用変圧器1, き電用変圧器2を2台並列運転
- ・単巻変圧器 AT13 線路容量20MVA %Z=j0.84 AT14 線路容量20 MVA %Z=j0.84
AT15 線路容量20MVA %Z=j0.84 AT16 線路容量20 MVA %Z=j0.84

(5) 沼津SS

- ・き電用変圧器1 スコット結線 60 MVA (片座30 MVA)
T座 %Z=4.07 (30 MVAベース)
 - ・き電用変圧器2 スコット結線 100 MVA (片座50 MVA)
T座 %Z=7.21 (50 MVAベース)
- 上記き電用変圧器1, き電用変圧器2を2台並列運転 (等価的な変圧器容量はT座で58.2 MVA)
- ・単巻変圧器 AT21 線路容量20 MVA %Z=j0.83 AT22 線路容量20 MVA %Z=j0.82

(6) 函南SP

- ・SP-SVCA : TCT方式 35 MVA 函南SPの下り線に接続
- ・SP-SVCB : TCT方式 35 MVA 函南SPの上り線に接続

(7) き電回路

- ・単巻変圧器
AT1 線路容量20 MVA %Z=j0.74 AT2 線路容量20 MVA %Z=j0.74
AT3 線路容量15 MVA %Z=j0.558 AT4 線路容量15 MVA %Z=j0.558
AT5 線路容量15 MVA %Z=j0.558 AT6 線路容量15 MVA %Z=j0.558
AT11 線路容量20 MVA %Z=j0.74 AT12 線路容量20 MVA %Z=j0.742
AT17 線路容量20 MVA %Z=j0.65 AT18 線路容量20 MVA %Z=j0.64
AT19 線路容量20 MVA %Z=j0.65 AT20 線路容量20 MVA %Z=j0.64

- ・電車線路インピーダンス
表5.4.1に示す値を用いる。

7.2.2 負荷条件

電圧降下補償対象区間となる熱海SS～沼津SSの想定負荷条件は図7.2.2に示すとおりとする。図7.2.2に示す距離は熱海SSを起点とした距離を示す。なお、後にEMTPを用いて検証する場合のシミュレーション上の負荷起動時間は、図7.2.2において、

No. 1: 0.2 s→0.35 s No. 2: 0.4 s→0.55 s No. 3: 0.6 s→0.75 s

No. 4: 0.8 s→0.95 s No. 5: 1.0 s→1.15 s No. 6: 9.0 s→10.0 s

とする。図7.2.2は、熱海SS～沼津SSの区間における、最大想定負荷である。

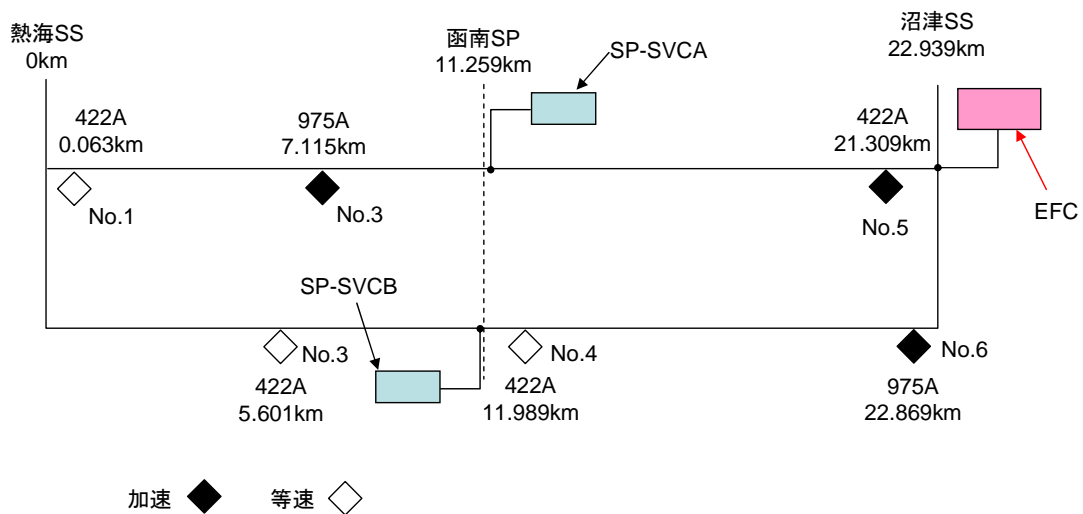


図 7. 2. 2 想定する列車負荷条件

7. 3 対策適用事例における電圧制御の制御器設計

前節に述べた電力系統条件及び負荷条件に基づき、EFCの電圧制御の制御器設計を行う。なお、EFCの電圧制御にはスロープ付比例積分制御を適用し、リミッタ防止機能を有するものとする。また、既設の函南SPのSVC-A、SVC-Bの電圧制御は1次遅れ制御を適用しており、既設の1次遅れ制御のまま適正な制御定数を選定するものとする。

対策適用事例の電力変換装置は有効電力供給も行うが、まず、き電電圧維持対策として有効電力供給が必要とこの電力系統における最適出力力率の検討結果について述べる。その後、第5章で述べたき電システムの線形モデル化手法、第6章で述べた交流電圧制御器の評価手法に基づいたEFCの電圧制御の制御器設計について述べる。

7. 3. 1 有効電力供給の必要性検証

図7. 2. 1の電力系統において、熱海SS～沼津SS間のき電回路のP-Vカーブを算出し、有効電力供給限界を求める。列車負荷の配置は図7. 3. 1に示すとおりとし、列車負荷の有効電力 P_L を0から徐々に増加させ、P-Vカーブを算出する。負荷の大きさは均衡速度で走行中のものと力行中のものとの2種類とし、後者は前者の2.3倍の電力を消費するものとする。負荷配置は図7. 2. 2の想定負荷条件と異なるが、P-Vカーブを算出するうえでは列車配置の多少の差異はほとんど影響しないため、計算を簡易にするために図7. 3. 1の負荷配置で計算を行う。

また、き電電圧は沼津SSのき電点の電圧をプロットする。き電電圧は反復法による数値計算で求めることとし、収束しない場合は0Vをプロットすることとする。函南SPのSVC-AおよびSVC-Bの交流電圧制御の電圧指令値はトロリ線電圧に換算して27kVとし、スロープ特性を10%として計算する。

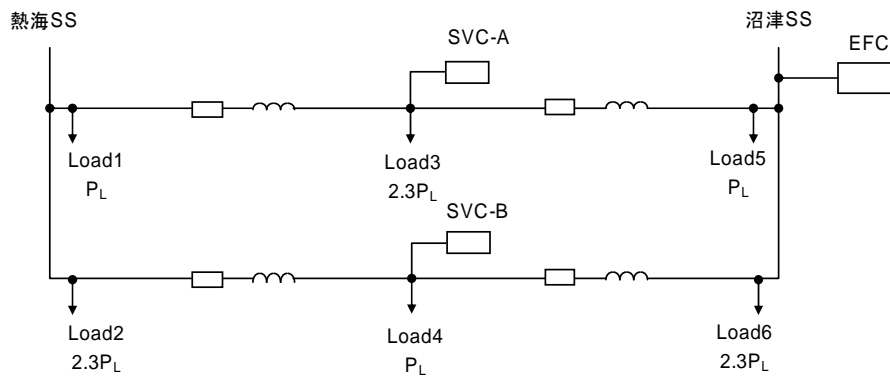


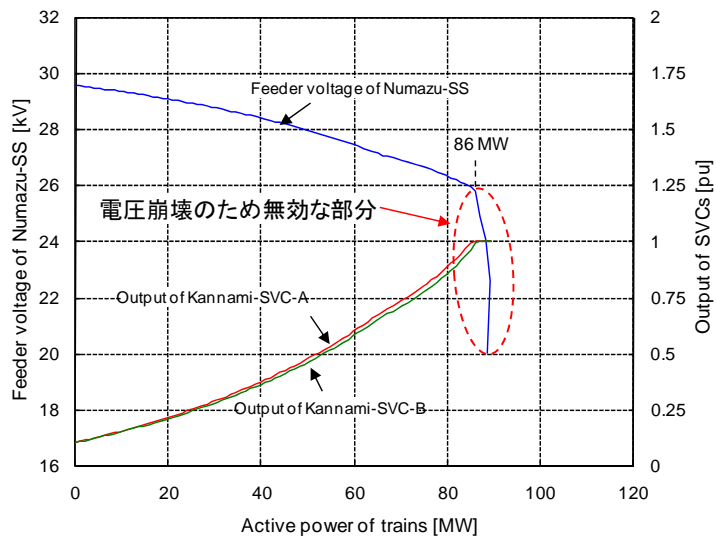
図 7. 3. 1 P-Vカーブ算出のために使用する列車負荷条件

以上の前提条件により、まず、EFCを設備しない場合のP-Vカーブを算出する。算出結果を図7. 3. 2に示す。(a)のP-Vカーブが函南SPのSVC-AおよびSVC-Bの設備容量をそれぞれ現在の35 MVAとした場合、(b)のP-Vカーブが函南SPのSVC-AおよびSVC-Bの設備容量を仮に現在の倍のそれぞれ70 MVAとした場合、(c)のP-Vカーブがさらに函南SPのSVC-AおよびSVC-Bの設備容量を増やしてそれぞれ100 MVAとした場合の計算結果である。それぞれ、参考のために、函南SPのSVC-AおよびSVC-Bの出力[pu]を示す。また、(a)と(b)の破線で囲った部分は電圧が崩壊している部分であり、実際には運転不可能のためP-Vカーブの計算結果として無効と考えられる部分である。

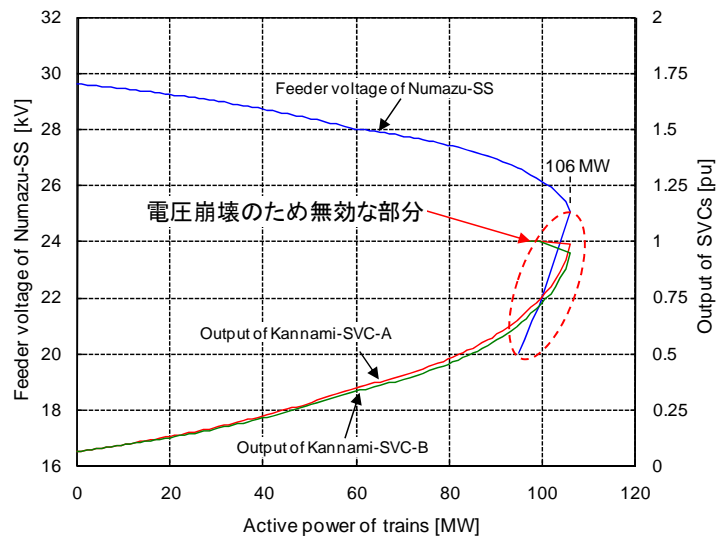
図7. 3. 2の(a)のP-Vカーブより、現在の設備条件で、EFCを設備しないときの有効電力供給限界は、約86 MWであることがわかる。有効電力が86 MW付近で急激に電圧が降下しているが、これは函南SPのSVC-AおよびSVC-Bの出力が上限値に達したためである。この場合、少しの有効電力の増加でも電圧が大きく変動するため、安定した列車走行ができない。つまり、EFCを設備しない場合はこの区間の有効電力の合計を86 MW以下に抑えなければ安定した電力供給ができないということである。

図7. 3. 2の(b)のP-Vカーブより、SVCの容量を増加させると有効電力供給限界を高めることができるといえる。しかし、SVC容量を現在の設備から合計で70 MVA増加させても、有効電力供給限界の増加は約20 MW程度であり、SVCの容量増に比較して大きくならない。また、函南SPのSVC-Bの出力が上限に達する前に電圧崩壊しており、無効電力補償による電圧維持が不可能な領域であることを示している。さらに、図7. 3. 2の(c)のP-VカーブのようにSVC容量をさらに合計で60 MVA増加させ、それぞれ100 MVAとしても、有効電力供給限界はほとんど変わらなくなり、函南SPのSVC-A、SVC-Bともに出力が上限に達していないにもかかわらず、P-Vカーブは有効電力供給限界の約108 MWまでしか有効な計算値が得られない結果となった。

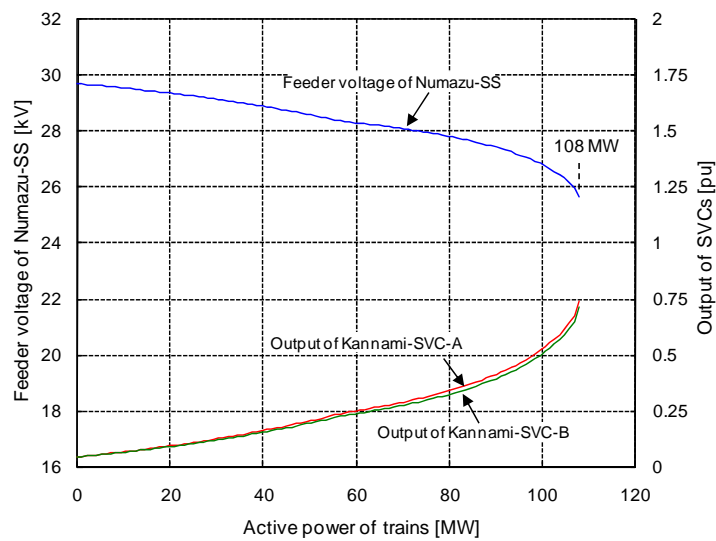
図7. 2. 2に示した想定負荷条件の有効電力は約105 MWであるが、図7. 3. 2の(b)や(c)のP-Vカーブの計算結果から、遅相無効電力供給を増やしても有効電力供給限界は想定負荷と同等の約108 MWまでしか上げることができないと考えられることから、対策後の有効電力供給限界はさらに余裕を持たせるべきことを考慮し、有効電力も供給できる電力変換装置を新たに設備することが必要であるといえることができる。



(a) SVC-A : 35 MVA, SVC-B : 35 MVA



(b) SVC-A : 70 MVA, SVC-B : 70 MVA



(c) SVC-A : 100 MVA, SVC-B : 100 MVA

図 7. 3. 2 EFCを設備しないときのP-Vカーブ

7. 3. 2 EFC 出力力率の決定

第3章に述べた反復法によるき電電圧の計算手法により、EFC 連系点電圧と EFC の出力力率との関係を求め、EFC の連系点電圧を最も高く維持できる EFC の出力力率を算定する。き電回路部分の電圧降下計算の簡略化のため、列車負荷の配置は図 7. 3. 1 に示す配置とし、合計の有効電力が図 7. 2. 2 の想定負荷と同じとなるように調整する。また、新設する EFC は沼津 SS のき電用変圧器の T 座容量の 51.5 % に相当する 30 MVA の設備容量とする。

以上の前提条件により、EFC の接続点となる沼津 SS の T 座き電母線電圧と EFC の出力力率との関係を計算する。まず、電圧制御の電圧指令値を EFC は 28 kV、函南 SP の SVC-A 及び SVC-B は 27 kV として、それぞれスロープ特性が 10 % となるよう、EFC のスロープ付比例積分制御のスロープリアクタンスを $X_{sl}=0.1$ 、函南 SP の SVC-A 及び SVC-B のゲインを $K_2=10$ として計算する。計算結果を図 7. 3. 3 に示す。EFC の出力力率が 0.8 の付近で最も EFC 連系点電圧が高くなっている。これにより、EFC の電圧制御のスロープ特性が 10 % のときには、出力力率を 0.8 付近で固定することが EFC 連系点電圧を高く維持するという面では最も適しているといえることができる。

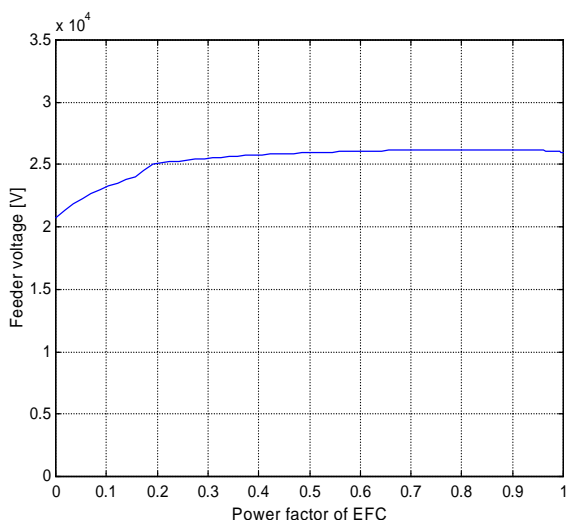


図 7. 3. 3 EFC 連系点電圧と EFC 出力力率の関係
(EFC: $V_{ref}=28$ kV, $X_{sl}=0.1$, 函南 SP-SVCA, B: $V_{ref}=27$ kV, $K_2=10$)

次に、函南 SP の SVC の電圧制御の制御定数は同じとし、EFC のスロープ特性を 40 % と大きくした場合の EFC 連系点電圧と EFC 出力力率の関係を計算する。計算結果を図 7. 3. 4 に示す。EFC の電圧制御のスロープ特性を大きくしたことにより EFC 連系点電圧は高くなっているが、出力力率による傾向はスロープ特性が 10 % の場合と大きな差はなく、EFC 連系点電圧維持の面では EFC の出力力率は 0.8 付近が最適であるといえることができる。また、スロープ特性が 10 % と 40 % のいずれの場合においても、EFC の出力力率が約 0.2 より小さい領域において EFC 連系点電圧が顕著に低下している。これは、熱海 SS～沼津 SS 間のき電回路において、電力変換装置による有効電力供給を行うことが優位であることを示している。

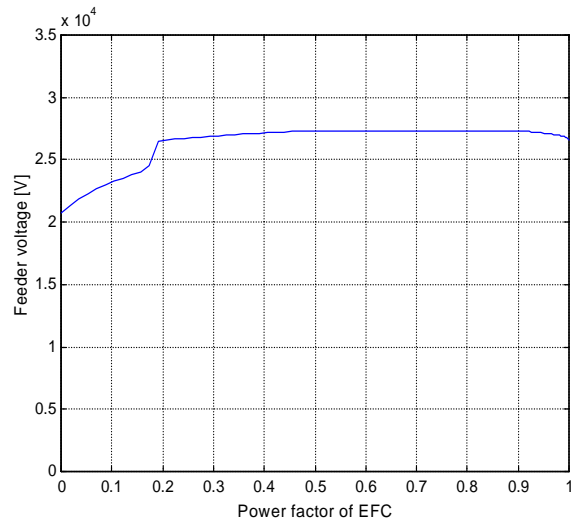


図 7. 3. 4 EFC 連系点電圧と EFC 出力力率の関係
 (EFC: $V_{ref}=28\text{kV}$, $X_{sl}=0.025$, SP-SVCA, B: $V_{ref}=27\text{kV}$, $K2=10$)

以上により、EFC 連系点電圧維持の面では EFC の最適出力力率は 0.8 付近であるとい
 うことができるが、EFC の出力力率を変えて、負荷の有効電力の大きさと EFC 連系点電
 圧の関係を P-V カーブとして算出し、負荷電流の大きさと EFC の最適出力力率の関係を
 確認したうえで EFC の出力力率を決定する。P-V カーブの算出方法は前項に述べた方法
 と同じとする。また、EFC の電圧制御の電圧指令値を 28 kV、スロープ特性を 10 %とし、
 函南 SP の SVC-A 及び SVC-B の電圧制御の電圧指令値を 27 kV、スロープ特性を 10 %
 とする。EFC の出力力率別の P-V カーブの計算結果を図 7. 3. 5 に示す。

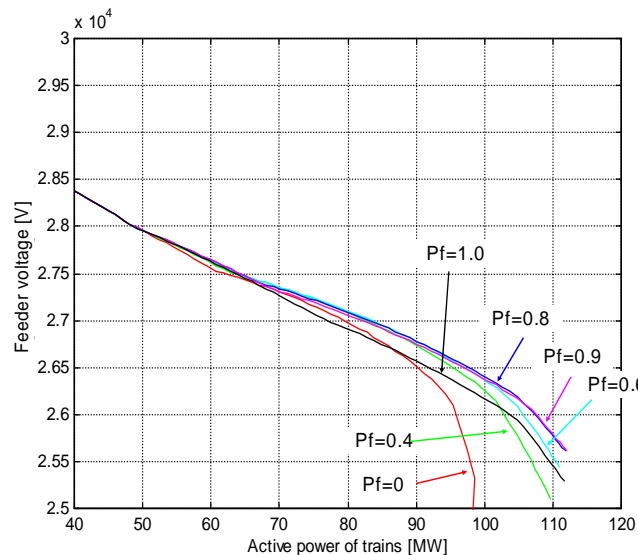


図 7. 3. 5 EFC 出力力率別の P-V カーブ

図 7. 3. 5 より、EFC の出力力率が 0.8 あるいは 0.9 であれば、負荷の大きさにか
 かわらず、電圧維持効果が最も高いか、他の出力力率の場合とほとんど差がないこ
 とがわかる。これらの結果より、EFC の出力力率を 0.8 に決定した。

7. 3. 3 き電回路の線形モデル化

次にき電電圧の過渡特性を踏まえたうえでの EFC の電圧制御の制御器設計に移る。

まず、その第 1 ステップとして、き電電圧応答を線形モデル化する。

図 7. 2. 1 において、鴨宮 SS の SVC-T、函南 SP の SVC-A 及び SVC-B、EFC の計 4 組の電力変換装置が電圧制御を行う。これら 4 組の電力変換装置は同じ T 座き電回路に属するため相互に影響を及ぼし合うが、熱海 SS～沼津 SS 間のき電回路におけるき電電圧を考えると、鴨宮 SS の SVC-T は遠方に位置し、EFC や函南 SP の SVC との相互影響は小さいと考えられるため、この SVC-T の相互影響は無視して考えることとする。以上により、熱海 SS～沼津 SS 間のき電回路に直接大きな影響を及ぼす電力変換装置は 3 箇所にあるということになる。

n 箇所にて電圧制御を行う電力変換装置を配置するき電回路の線形モデルは、第 5 章に示した手法で求めることができる。図 7. 3. 6 に 3 箇所にて電力変換装置を配置するき電回路の回路実現を示す。ここでは、地点 1 を EFC 連系点、地点 2 を函南 SP の SVC-A 接続点、地点 3 を函南 SP の SVC-B 接続点と定義する。

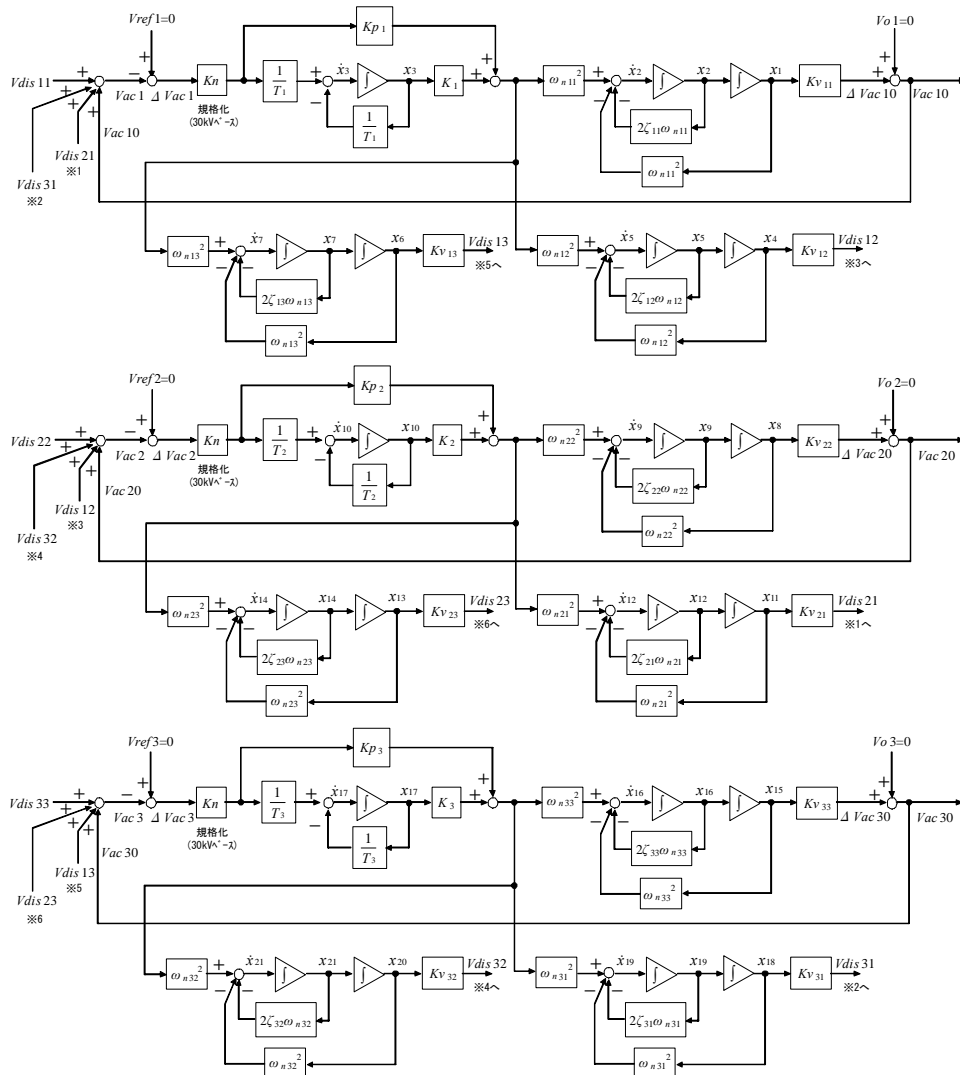


図 7. 3. 6 き電電圧過渡応答に着目したき電回路の回路実現
(電力変換装置を 3 箇所にて配置する場合)

図 7. 3. 6 に示すき電回路のうち、き電電圧の過渡応答特性を示す部分の各定数は、第 5 章に示したように、EMTP により各電力変換装置の出力をステップ変化させ、き電電圧の応答波形を 2 次遅れシステムで近似することで算定する。EMTP により計算したき電電圧の応答波形を 2 次遅れシステムで近似したときのゲイン K_v 、減衰係数 ζ 、固有角周波数 ω_n を表 7. 3. 1 にまとめた。

表 7. 3. 1 き電電圧過渡特性の各定数

ステップ変化させる電力変換装置	き電電圧応答地点	K_v	ζ	ω_n
EFC (連系点=地点 1)	地点 1	17097	0.27	25
	地点 2	17097	0.24	25
	地点 3	17419	0.24	25
函南 SP SVC-A (接続点=地点 2)	地点 1	9667	0.19	22
	地点 2	11111	0.22	22
	地点 3	10222	0.2	22
函南 SP SVC-B (接続点=地点 3)	地点 1	9778	0.2	23
	地点 2	10222	0.21	23
	地点 3	11778	0.25	23

図 7. 3. 6 のき電回路の回路実現と表 7. 3. 1 にまとめたき電電圧応答の 2 次遅れシステムでの近似に基づき、第 5 章に示した手法により、き電回路を状態空間表現する。3 箇所電力変換装置を配置する場合、状態空間表現は 21 次元の表現となる。つまり、このき電回路には 21 個の極が存在することとなる。

EFC の電圧制御の比例ゲインを $K_p=2$ 、積分ゲインを $K_i=10$ 、スロープリアクタンスを $X_{sl}=0.1$ 、函南 SP の SVC-A 及び SVC-B の電圧制御のゲインを $K_2=0$ 、時定数を $T_2=1$ としたときの極配置を図 7. 3. 7 に示す。右側のグラフは原点付近を拡大したグラフである。

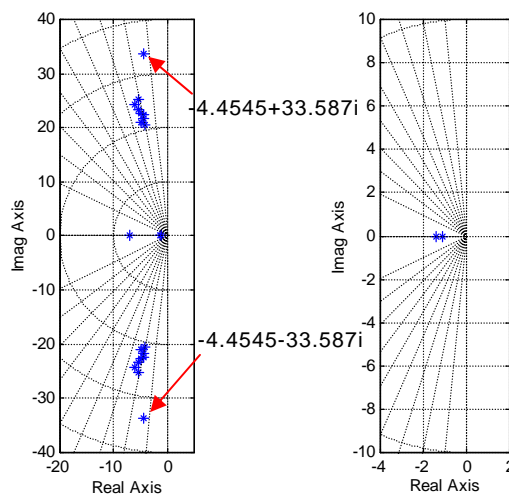
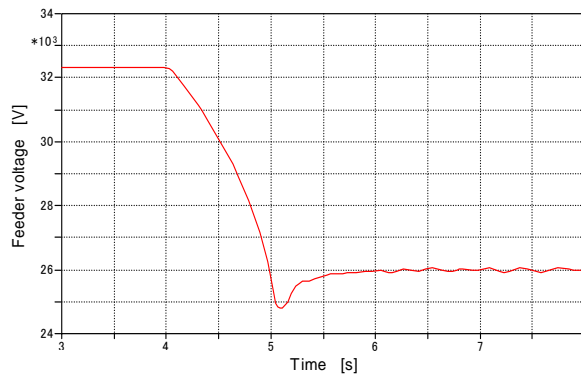


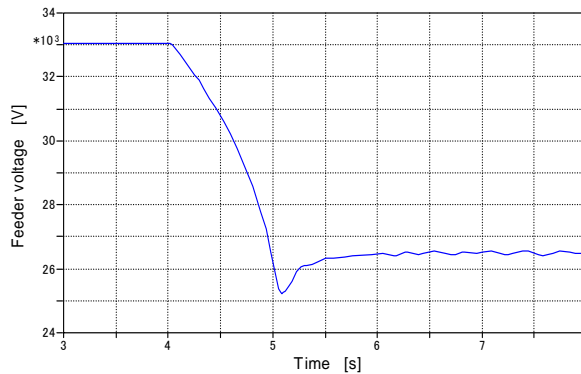
図 7. 3. 7 熱海 SS～沼津 SS 間のき電回路の極配置 (EFC: $K_p=2, K_i=10, X_{sl}=0.1$, 函南 SP SVC-A: $K_p=0, K_i=10, X_{sl}=0.1$, 函南 SP SVC-B: $K_p=0, K_i=10, X_{sl}=0.1$)

7. 3. 4 電圧外乱の関数近似

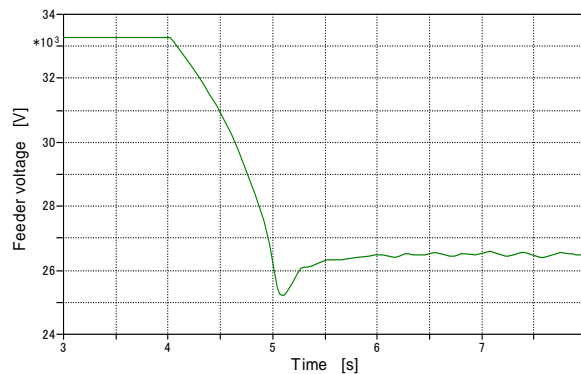
次に、第6章に述べた電圧制御の評価値算出手法に基づき評価値を算出するために、図7. 3. 6に示したき電回路の回路実現に入力する電圧外乱を関数近似する。電圧外乱のもととなる列車負荷電流変化のモデルは、図7. 2. 2に示した負荷条件において、No. 6の列車負荷を解析上の時刻の4 sから5 sにかけて0 Aから975 Aに変化させたモデルとする。この列車負荷電流変化時のき電電圧の変化をEMTPにより算出する。このとき、電力変換装置の電圧制御を動作させない状態でのき電電圧変化を算出するため、EFC、函南SPのSVC-A、同SVC-Bの出力をそれぞれ0.842 pu, 0.731 pu, 0.841 puに固定して算出する。EFC連系点、函南SPのSVC-A接続点、函南SPのSVC-B接続点のき電電圧変化の解析結果を、図7. 3. 8に示す。



(a) EFC 連系点電圧



(b) 函南 SP SVC-A 接続点電圧



(c) 函南 SP SVC-B 接続点電圧

図7. 3. 8 電圧制御しない場合のき電電圧変化解析結果

次に、図 7. 3. 8 に示したき電電圧変化を関数近似する。関数近似は、6. 3. 3 項に述べた手法に基づき行う。以下、図 7. 3. 8 における解析上の時刻の 3 s を $t=0[s]$ と置き換える。

① $0 \leq t \leq 1.0$

電圧は一定値と見ることができる。この電圧値を基準とするため、入力関数 $u(t)$ は、

$$u(t) = 0 \quad \dots(7.3.1)$$

となる。

② $1.0 < t \leq 2.1$

α を有理数として、 α 次関数で近似できると推測される。 $t=1.0[s]$ 時の電圧基準値 (=0) および関数のグラフの重ね合わせから関数を特定する。

③ $t > 2.1$

1 次遅れ制御のステップ応答で近似できると推測される。関数のグラフの重ね合わせから、時定数やゲインを決定する。

①～③の関数を時間で場合分けすることは煩雑なので、①と②はその最小値をとることで連続化し、②と③はその最大値をとることで連続化する。

図 7. 3. 9 に、EMTP の解析結果と関数のグラフを重ね合わせ、各定数を決定した例を示す。赤線が EMTP の解析結果、青線が関数の定数を調整してグラフをプロットした結果である。

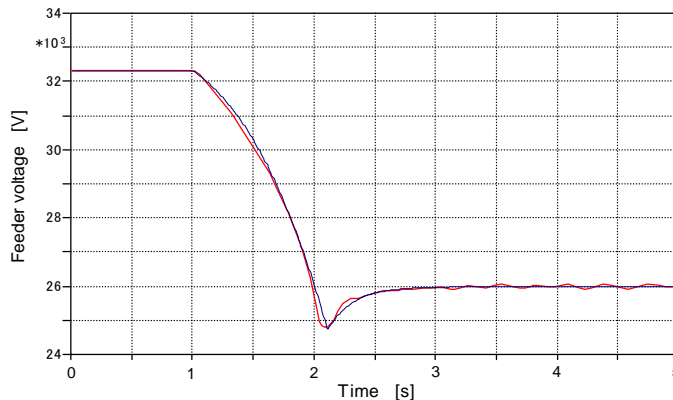


図 7. 3. 9 き電電圧変化の関数近似グラフとの重ね合わせ (EFC 連系点電圧変化)

このようにして各点のき電電圧変化を関数化すると、以下の式(7.3.2)～(7.3.4)のように表すことができる。

①EFC 連系点

$$u(t) = \max(\min(0, -775t^{3.2} + 775), 26000(1 - e^{-\frac{t-1.5}{0.2}}) - 32325) \quad \dots(7.3.2)$$

②函南 SP SVC-A 接続点

$$u(t) = \max(\min(0, -845t^{3.2} + 845), 26510(1 - e^{-\frac{t-1.5}{0.2}}) - 33055) \quad \dots(7.3.3)$$

③函南 SP SVC-B 接続点

$$u(t) = \max(\min(0, -876t^{3.2} + 876), 26510(1 - e^{-\frac{t-1.5}{0.2}}) - 33274) \quad \dots(7.3.4)$$

7. 3. 5 EFC 電圧制御の制御定数の決定

7. 3. 3 項で求めた熱海 SS～沼津 SS 間のき電回路の状態空間表現モデルに、式(7.3.2)～式(7.3.4)で関数近似した電圧外乱を入力し、EFC、函南 SP-SVCA、函南 SP-SVCB それぞれの連系点電圧の過渡応答を算出する。算出した連系点電圧の過渡応答を用いて電圧制御の制御器設計を評価し、各制御定数を決定する。

き電電圧応答に関する評価値の重み付けは 3 箇所の電力変換装置で均等とし、

$$\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3 = \frac{1}{3} \quad \dots(7.3.5)$$

とする。

EFC の電圧制御は、7. 3 節の冒頭に述べたとおり、電圧振動の抑制に有効と考えられる比例要素を盛り込むことのできるスロープ付比例積分制御とし、リミッタ防止制御を装備することとする。また、函南 SP-SVCA 及び函南 SP-SVCB は既存の設備であるため、既存の電圧制御のとおり 1 次遅れ制御とし、参考として比例要素を加味した場合の評価も実施することとする。

以上の前提により、まず、EFC の電圧制御の比例ゲインを決定する。

EFC の電圧制御の比例ゲイン K_p のみをパラメータとして変化させ、制御器の設計を評価する。EFC の電圧制御の他の制御定数は積分ゲイン $K_i=10$ 、スロープリアクタンス $X_{sl}=0.025$ とし、函南 SP-SVCA 及び函南 SP-SVCB の電圧制御のゲインは $K_2=10$ 、時定数は $T_2=1$ として評価する。

評価値 J_{sys} の計算結果を図 7. 3. 10 に示す。

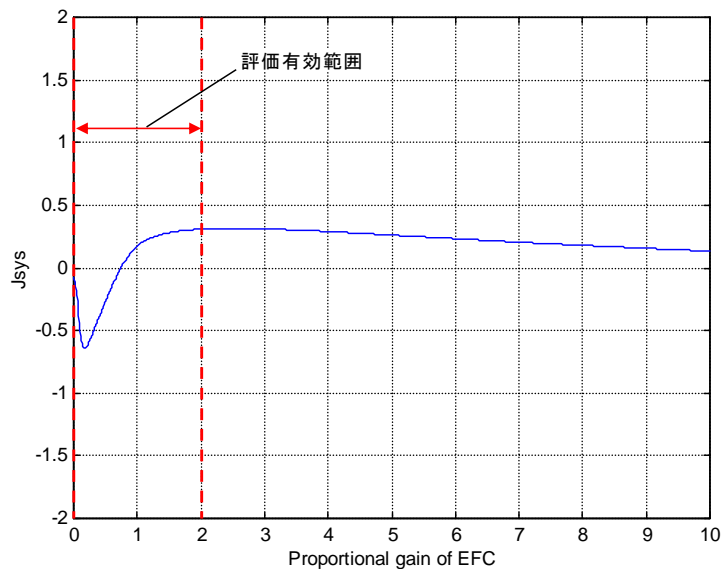


図 7. 3. 10 EFC の比例ゲインと評価値の関係
(EFC: $K_i=10$, $X_{sl}=0.025$, 函南 SP-SVCA, B: $K_2=10$, $T_2=1$)

EFC の比例ゲイン $K_p=2.6$ 付近で評価値が最大となっているが評価有効範囲における評価値の最大値は $K_p=2$ のときの評価値である。また、比例ゲインが $K_p=0$ に近づくにつれ、評価値が小さくなり、 $K_p=0.7$ 付近以下の範囲では評価値が負の値となっている。こ

のことは、EFCの電圧制御に比例ゲイン $Kp=0.7$ 以上を加えなければ、熱海 SS～沼津 SS 間のき電回路においては安定に電圧制御を行うことが難しいことを示している。以上により、EFCの電圧制御の制御器の比例ゲインは、 $Kp=2$ で設計することとする。

次に EFC の電圧制御の積分ゲイン Ki のみをパラメータとして変化させ、制御器の設計を評価し、適正な積分ゲインを決定する。EFC の電圧制御の他の制御定数は比例ゲイン $Kp=2$ 、スロープリアクタンス $Xsl=0.025$ とし、函南 SP-SVCA 及び函南 SP-SVCB の電圧制御のゲインは $K2=10$ 、時定数は $T2=1$ として評価する。

評価値 J_{sys} の計算結果を図 7. 3. 1 1 に示す。

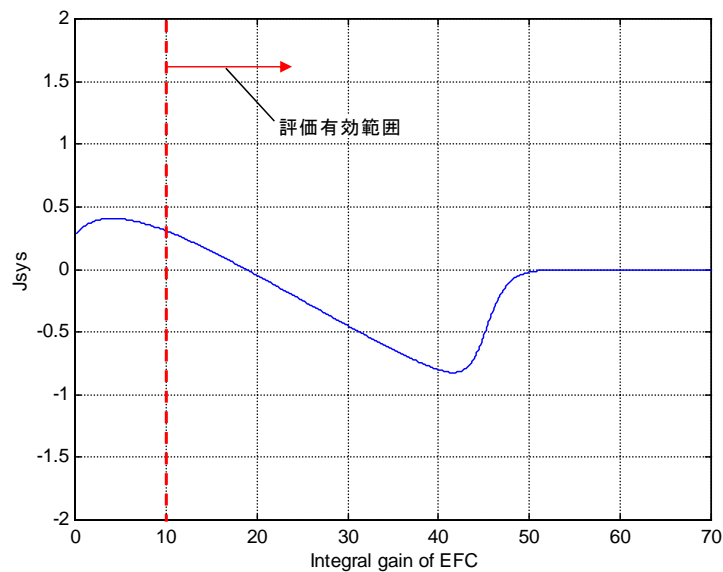


図 7. 3. 1 1 EFC の積分ゲインと評価値の関係
(EFC: $Kp=2$, $Xsl=0.025$, 函南 SP-SVCA, B: $K2=10$, $T2=1$)

$Ki=4$ 付近で評価値が最大となっているが、評価有効範囲においては $Ki=10$ のときが最大の評価値となっている。以上により、EFCの電圧制御の制御器の積分ゲインは、 $Ki=10$ で設計することとする。

次に EFC の電圧制御のスロープリアクタンスのみをパラメータとして変化させ、制御器の設計を評価し、適正なスロープリアクタンスを決定する。EFC の電圧制御の他の制御定数は比例ゲイン $Kp=2$ 、積分ゲイン $Ki=10$ とし、函南 SP-SVCA 及び函南 SP-SVCB の電圧制御のゲインは $K2=10$ 、時定数は $T2=1$ として評価する。

評価値 J_{sys} の計算結果を図 7. 3. 1 2 に示す。

$Xsl=0$ で評価値が最大となっているが、リミッタ防止制御を装備する場合の評価有効範囲は $0.025 \leq Xsl \leq 0.1$ としたので、この範囲においては $Xsl=0.025$ のときが最大の評価値となる。以上により、EFCの電圧制御のスロープリアクタンスは $Xsl=0.025$ として設計することとする。

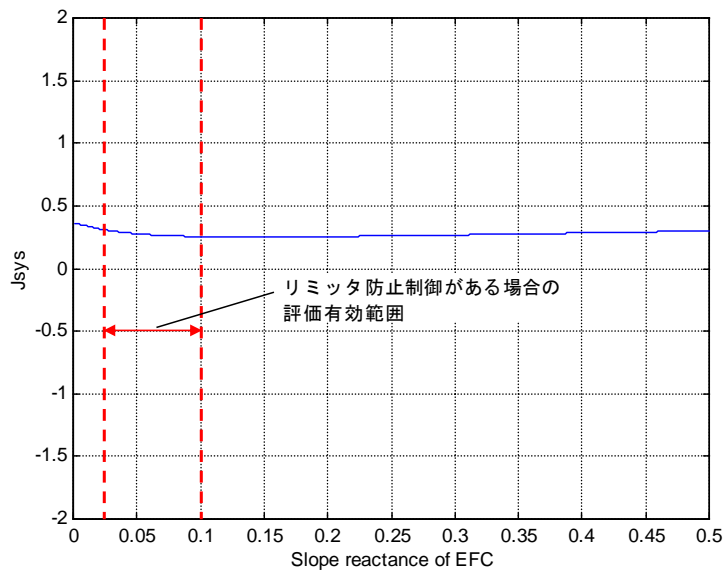


図 7. 3. 1 2 EFC のスローリアクタンスと評価値の関係
(EFC: $Kp=2$, $Ki=10$, 函南 SP-SVCA, B: $K2=10$, $T2=1$)

7. 3. 6 函南 SP の SVC 電圧制御の制御定数の決定

既設である函南 SP-SVCA 及び函南 SP-SVCB の電圧制御には 1 次遅れ制御が用いられているが、EFC が連系する場合の適正な電圧制御は既存の制御定数の設定では実現できない。このため、本論文で提案する評価手法にて、適正な制御を設計し直すこととする。

まず、既設である函南 SP-SVCA 及び函南 SP-SVCAB の電圧制御には 1 次遅れ制御が用いられているが、参考としてこれらの電圧制御に比例要素を加えることの適否を検討する。EFC の電圧制御の制御定数を $Kp=2$, $Ki=10$, $Xsl=0.025$ とし、函南 SP-SVCA 及び函南 SP-SVCB の電圧制御をスロー付比例積分制御に改良したと仮定して、その比例ゲイン Kp をパラメータとし、その他の制御定数は $Ki=10$, $Xsl=0.1$ ($Kp=0$ のとき 1 次遅れゲイン $K2=10$, 時定数 $T2=1$ 相当) として評価する。また、函南 SP-SVCA 及び函南 SP-SVCB は、西相模 FC から見た距離は等価の位置にあり、どちらも TCT 方式の SVC であることや、システム容量も同じであることから、制御定数については函南 SP-SVCA 及び函南 SP-SVCB と同じ設定を用いることとする。

評価値 J_{sys} の計算結果を図 7. 3. 1 3 に示す。 $Kp=0$ で評価値が最大となっていることがわかる。つまり、函南 SP-SVCA 及び函南 SP-SVCB の電圧制御には比例要素を加えないほうが、き電回路全体としては適しているということになる。

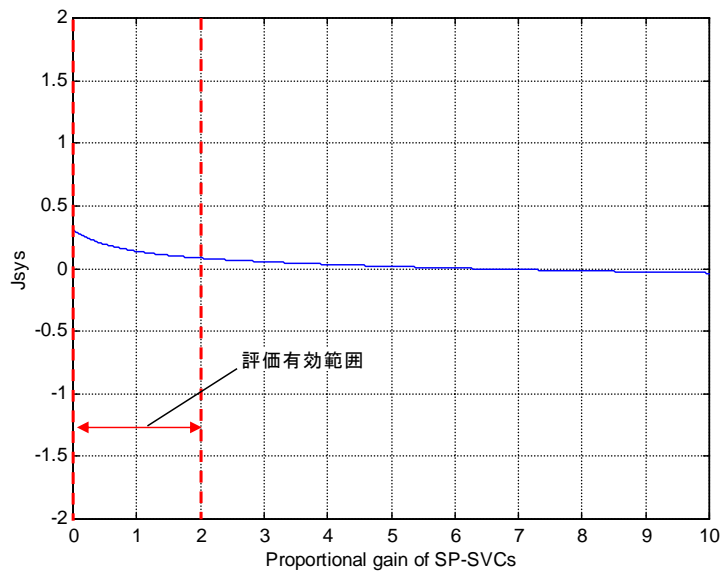


図 7. 3. 1 3 函南 SP-SVC の比例ゲインと評価値の関係
 (EFC: $K_p=2, K_i=10, X_{sl}=0.025$, 函南 SP-SVCA,B: $K_i=10, X_{sl}=0.1$)

次に、函南 SP-SVCA 及び函南 SP-SVCB の電圧制御のゲインをパラメータとした評価を行う。EFC の電圧制御の各制御定数を $K_p=2, K_i=10, X_{sl}=0.025$ とし、函南 SP-SVCA 及び函南 SP-SVCB の電圧制御の時定数は $T_2=1$ として評価する。

評価値 J_{sys} の計算結果を図 7. 3. 1 4 に示す。 $K_2=4$ で評価値が最大となっているが、評価有効範囲においては $K_2=10$ のときが最大の評価値となる。以上より、EFC を連系した場合の函南 SP-SVCA 及び函南 SP-SVCB の電圧制御のゲインは $K_2=10$ で設定することとする。

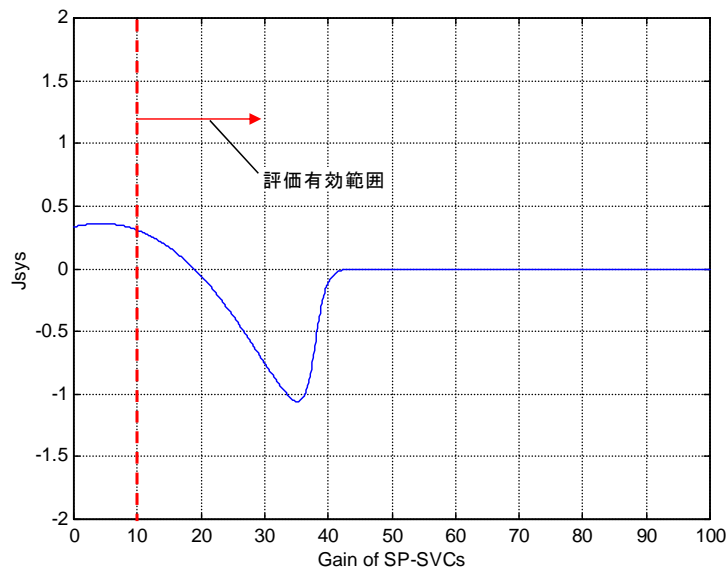


図 7. 3. 1 4 函南 SP-SVC のゲインと評価値の関係
 (EFC: $K_p=2, K_i=10, X_{sl}=0.025$, 函南 SP-SVCA,B: $T_2=1$)

最後に、函南 SP-SVCA 及び函南 SP-SVCB の電圧制御の時定数をパラメータとした評

価を行う。EFC の電圧制御の各制御定数を $Kp=2$, $Ki=10$, $Xsl=0.025$ とし、函南 SP-SVCA 及び函南 SP-SVCB の電圧制御のゲインは $K2=10$ として評価する。

評価値 J_{sys} の計算結果を図 7. 3. 1 5 に示す。 $T2=3.2$ 付近で評価値が最大となっているが、評価有効範囲においては $T2=1$ のときに評価値が最大となっている。既設における時定数の設定も $T2=1$ であるため、時定数については変更しないこととする。

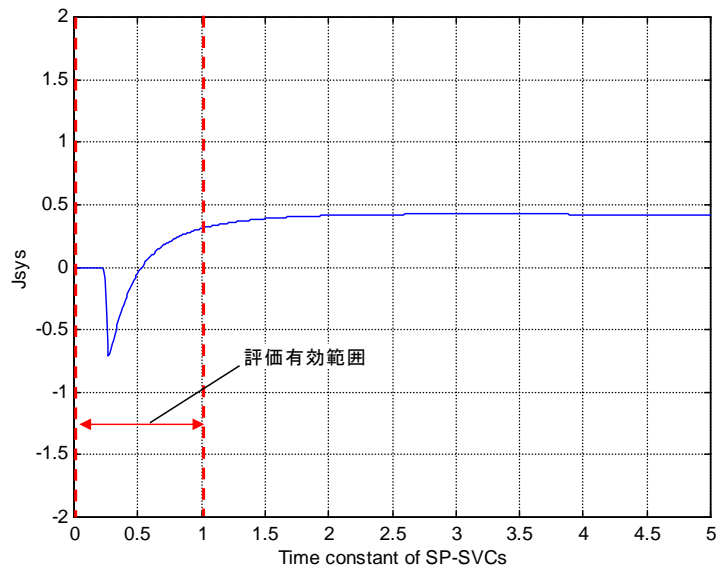


図 7. 3. 1 5 函南 SP-SVC の時定数と評価値の関係
(EFC: $Kp=2$, $Ki=10$, $Xsl=0.025$, 函南 SP-SVCA,B: $K2=10$)

7. 3. 7 EMTP による電圧制御の制御器設計の検証

これまでに述べた EFC, 函南 SP-SVCA, 函南 SP-SVCB の電圧制御の制御器設計手法の優位性を実証するため、適正と評価した制御器設計とそうでない制御器設計とを、EMTP による解析により比較する。また、EFC, 函南 SP-SVCA, 函南 SP-SVCB の電圧指令値は、表 7. 3. 1 に示したとき電圧の応答特性の算出条件と近くなるよう、EFC の電圧指令値を 26.5 kV, 函南 SP-SVCA 及び函南 SP-SVCB の電圧指令値を 25.5 kV とし解析する。

まず、EFC の比例ゲインの評価結果を検証する。EFC の比例ゲインを適正と評価した $Kp=2$, EFC のその他の制御定数は積分ゲインを $Ki=10$, スロープリアクタンスを $Xsl=0.025$ とし、函南 SP-SVCA 及び函南 SP-SVCB の電圧制御の制御定数はゲインを $K2=10$, 時定数を $T2=1$ として解析する。解析結果を図 7. 3. 1 6 に示す。また、EFC の比例ゲインを $Kp=0$, その他の制御定数の組み合わせは図 7. 3. 1 6 の場合と同じとしたときの解析結果を図 7. 3. 1 7 に示す。

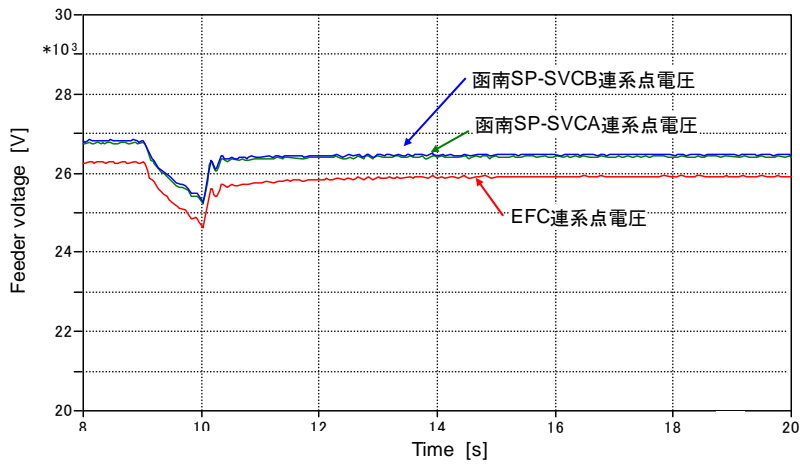


図 7. 3. 1 6 EMTP によるき電電圧計算結果 (1)
 (EFC: $Kp=2$, $Ki=10$, $Xsl=0.025$, 函南 SP-SVCA,B: $K2=10$, $T2=1$)

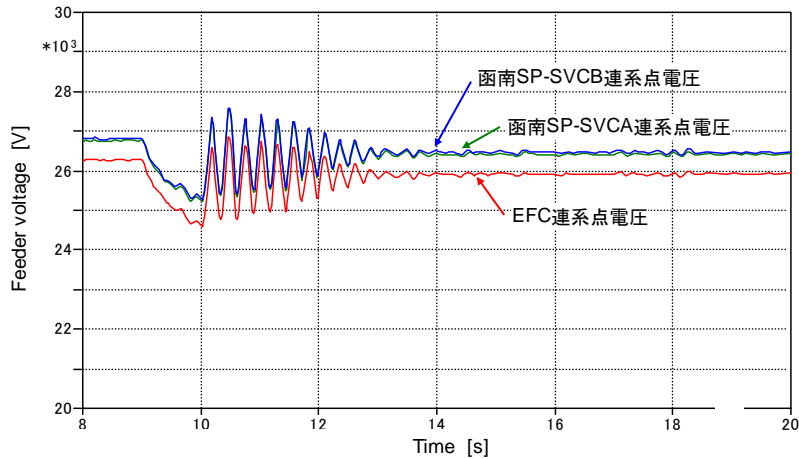


図 7. 3. 1 7 EMTP によるき電電圧計算結果 (2)
 (EFC: $Kp=0$, $Ki=10$, $Xsl=0.025$, 函南 SP-SVCA,B: $K2=10$, $T2=1$)

列車負荷電流変化直後のき電電圧応答の比較を行うと、 $Kp=2$ のときはオーバーシュートもなく約 200ms 程度でき電電圧が定常状態となっているのに対し、 $Kp=0$ のときは、列車負荷電流変化後約 2s 間は電圧が振動している。 $Kp=2$ が適正と評価したことは妥当であると言える。

次に、EFC の積分ゲインの評価結果を検証する。図 7. 3. 1 6 は EFC の積分ゲインを適正と評価した $Ki=10$ としたときのき電電圧計算結果である。EFC の積分ゲインを $Ki=60$ 、その他の制御定数の組み合わせは図 7. 3. 1 6 の場合と同じとしたときの解析結果を図 7. 3. 1 8 に示す。

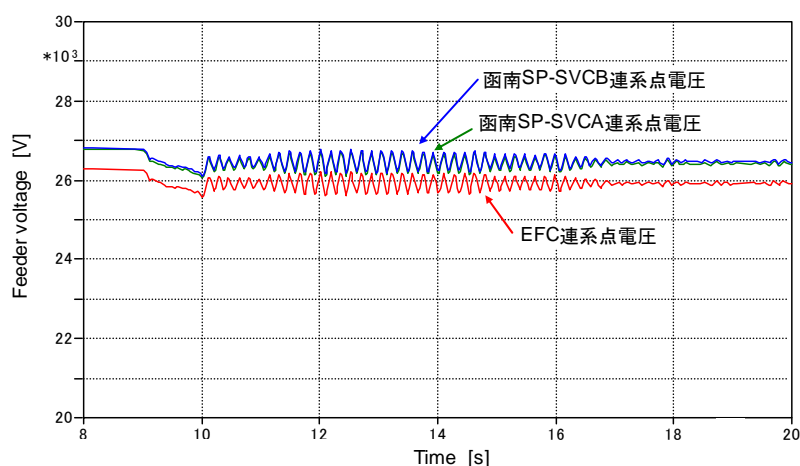


図 7. 3. 1 8 EMTP によるき電電圧計算結果 (3)
 (EFC: $K_p=2$, $K_i=60$, $X_{sl}=0.025$, 函南 SP-SVCA,B: $K_2=10$, $T_2=1$)

列車負荷電流変化に伴う電圧低下は図 7. 3. 1 6 の場合よりも小さくなっており、積分ゲインを大きくしていることの影響が現れているが、列車負荷電流変化直後から電圧が振動している。 $K_i=10$ が適正と評価したことは妥当であると判断できる。

7. 4 第 7 章のまとめ

反復法によるき電電圧の静特性計算手法、き電システムの状態空間表現による線形モデル化手法、き電システムの状態空間表現モデルを用いた電力変換装置の電圧制御の制御器評価手法について、実際に設備する EFC の出力力率の決定と電圧制御の制御器設計に適用し、その優位性を検証した。

反復法によるき電電圧の静特性計算手法と PV カーブにより、EFC の出力力率を 0.8 と決定した。また、EMTP により、EFC の出力力率を 0.8 とすることが妥当であることを示し、この手法が有効であることを実証した。

次に、提案する制御器設計の評価手法に基づき、EFC の制御定数と既設の函南 SP-SVCA 及び函南 SP-SVCB の適正な制御器設計を決定した。EMTP によりこれらの制御器設計が妥当であることを示し、状態空間表現線形モデルを用いた電力変換装置の電圧制御の制御器設計手法が EMTP による制御器設計に比較して、短時間で設計できること、また、き電システムの極配置を評価することにおいて優位性を持つことを実証した。

次章では、EFC の製作と製作過程において実施したミニモデル試験、現地に装置を設備後に実施した列車走行試験について述べ、固定力率出力方式の電圧制御を行う電力変換装置が、き電システムの有効電力供給限界付近におけるき電電圧維持において、無効電力補償装置に比べ優位であること、き電システムの状態空間表現モデルを用いた電力変換装置の電圧制御の制御器設計手法が実回路においても有効であることを実証する。

第8章 固定力率出力方式電圧制御を行う電力変換装置の製作と試験

8.1 はじめに

前章では、き電システムの線形モデルに、負荷電流変化に伴うき電電圧の変化を電圧外乱入力として入力して、き電電圧応答、き電システムの減衰係数、電力変換装置の出力を求め、電力変換装置の電圧制御の制御器設計を評価することにより、系統的に最適な制御定数の組み合わせを求めることができることを示した。この評価手法は、電力変換装置を複数持つき電システムにおける電力変換装置の電圧制御の制御器設計に関し、サンプル的に制御定数を定めてEMTPにより検証していた従来手法に比べ、優位性を持つ。

そこで、東海道新幹線の熱海変電所～沼津変電所間のき電システムに必要な静止形周波数変換装置を製作するにあたり、この静止形周波数変換装置について第7章に述べた電圧制御の制御器設計を適用し、事前の系統解析や各種使用前試験を通じて優位性を実証する[56]-[63]。

8.2 静止形周波数変換装置の製作

第7章で検証したように、東海道新幹線の熱海SS～沼津SS間のき電電圧の維持のためには、有効電力供給も行うことのできる電力変換装置としてEFCを導入することが必要となる。このEFCの定格諸元、主回路構成について以下に述べる。

8.2.1 静止形周波数変換装置の定格諸元

沼津FCに設置するEFCの定格諸元を表8.2.1に示す。定格容量30MVAの静止形周波数変換装置を2系設備し、そのうちの1系を熱海SS～沼津SS間のき電システムに適用し、もう1系は沼津SSの大阪方面のき電システムに適用する。主回路は1系ずつ独立した構成とし、1系のみでの運転が可能な構成とすることで、システム全体としての信頼性を高める。

コンバータは3段構成とし、インバータは4段構成とする。単位変換器の素子構成は3直列1並列4アームの構成とする。電力半導体素子には4500V-2100A定格のIEGTを採用する。また、変換器のスイッチング方式は、コンバータ、インバータとも5パルスPWM制御方式を採用する。また、き電電圧維持の目的でEFCを設備することから、変換器の定格容量は、き電電圧の許容変動範囲である22.5kVから30.0kVの範囲(トロリ線レール間電圧換算値)で定格容量を満足する仕様とする。

また、き電回路との絶縁協調をとる目的で、静止形周波数変換装置の出力側に定格容量30MVAのき電用変圧器を設備する。き電用変圧器の諸元を表8.2.2に示す。一次側定格電圧をインバータ変圧器一次側電圧とし、二次側定格電圧をき電回路の定格電圧である60kVとする。二次側からは、トロリ線レール間およびき電線レール間との絶縁協調を図るため、中性点を引き出す。

表 8. 2. 1 静止形周波数変換装置の諸元 (1系あたり)

項目	諸元
定格容量	30 MVA
コンバータ変圧器	定格容量 34 MVA Δ-3 段三相オープン結線 一次電圧 22 kV 二次電圧 4 kV-3 段
コンバータ 交流定格電圧	4000 V×3 段-50 Hz(三相)
コンバータ変換器構成	単相ブリッジ×3 相×3 段多重構成
コンバータ単位変換器 スイッチング方式	5 パルス PWM 制御
コンバータ使用素子	IEGT (4500 V-2100 A)
直流定格電圧	6900 V
インバータ 交流定格電圧	4100 V×4 段-60 Hz(単相)
インバータ変換器構成	単相ブリッジ×4 段多重構成×2 並列
インバータ変圧器	定格容量 30 MVA 4 段単相直列-4 段単相結線 一次電圧 22 kV 二次電圧 4.1 kV×4 段
インバータ単位変換器 スイッチング方式	5 パルス PWM 制御
インバータ使用素子	IEGT (4500 V-2100 A)

表 8. 2. 2 き電用変圧器の諸元 (1系あたり)

項目	諸元
定格容量	30 MVA
結線方式	単相-単相 2 段直列結線
定格一次電圧	22 kV
定格二次電圧	60 kV (30 kV×2 段直列)

8. 2. 2 静止形周波数変換装置の主回路構成

EFC の 1 系あたりの主回路構成を図 8. 2. 1 に示す。インバータ出力回路は単相構成とし、沼津 SS のき電回路のトロリ線およびき電線に接続している。インバータは 2 並列とし、それぞれをリアクトルで接続する構成としている。また、高調波抑制のため、コンバータ入力回路、インバータ出力回路ともに高調波フィルタを設備している。

負荷が単相であることから、負荷が大きいときの直流電圧の脈動が考えられるため、直流コンデンサの容量を大きくしており、中間の直流コンデンサ盤だけでなく、コンバータ盤とインバータ盤にも直流コンデンサを配置する構成としている。

また、EFC の 1 系あたりのコンバータ盤、直流コンデンサ盤、インバータ盤の外観を図 8. 2. 2 に示す。

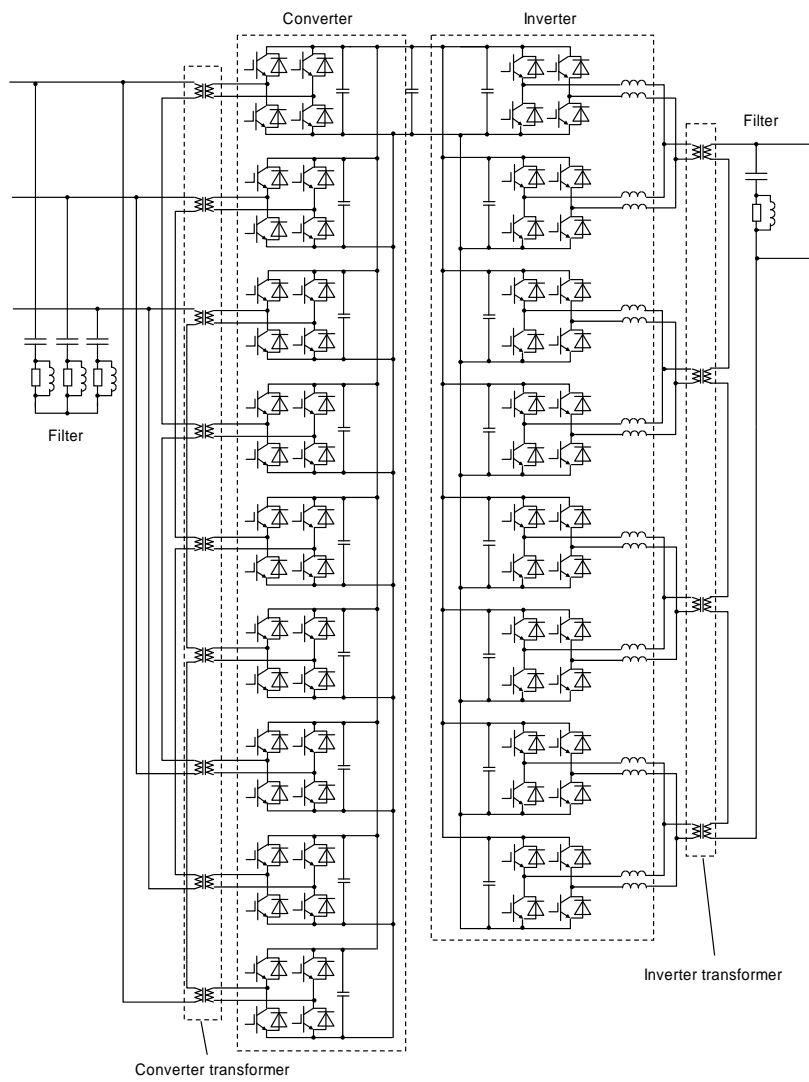


図 8. 2. 1 EFC の主回路構成 (30 MVA-1 系分)



図 8. 2. 2 EFC の変換器外観 (30 MVA-1 系分)

8. 2. 3 ミニモデル試験による基本性能の確認

これまで机上計算による固定力率出力 EFC の優位性の検証を行ってきたが、これまでに述べてきた考え方に基づき設計、製作した EFC の制御器を用いてミニモデル試験を実施し、制御器の基本性能を確認する。

(1) ミニモデル試験の概要

EFC の制御装置の基本性能検証を目的として、ミニモデル試験を実施する。ミニモデルは、設備容量において、実機の 10000 分の 1 をベースに構成する。表 8. 2. 3 にミニモデルと実回路の諸元を比較して示す。

表 8. 2. 3 ミニモデル及び実回路の諸元

項目	ミニモデル諸元	実回路諸元
き電電圧	1φ-200V+200V	1φ-30kV+30kV
EFC 定格容量	3kVA	30MVA
EFC 受電電源定格	3φ-220V-50Hz	3φ-154kV-50Hz
EFC 受電系統インピーダンス	3φ-L 回路 L: 0.811% (1kVA ベース)	%Z=j0.811 (10MVA ベース)
既存電源系統インピーダンス	3φ-R,L 回路 R: 1.60% L: 6.05% (1kVA ベース)	(1.601+j6.045)% (10MVA ベース)
EFC 受電用変圧器	3φ-220V/220V-6.8kVA %Z=j9.1% (定格容量ベース)	3φ-154kV/22kV-68MVA %Z=j9.1% (定格容量ベース)
コンバータ変圧器 (1系分)	3φ-220V/1φ-3段×100V×3相 -3.4kVA %Z=j10% (定格容量ベース)	3φ-22kV/1φ-3段×4000V×3相 -34MVA %Z=j10% (定格容量ベース)
コンバータ (1系分)	1φ-3段×100V×3相構成-3.2kVA	1φ-3段×4000V×3相構成-32MVA
直流回路 (1系分)	DC172.5V-直流コンデンサ 9.4mF	DC6900V-直流コンデンサ 60mF
インバータ (1系分)	1φ-4段×2並列-3kVA	1φ-4段×2並列-30MVA
インバータ変圧器 (1系分)	1φ-4段×102.5V/220V-3kVA %Z=j7% (定格容量ベース)	1φ-4段×4100V/22kV-30MVA %Z=j7% (定格容量ベース)
き電用変電所 3 き電用変圧器	スコット結線変圧器 3φ-220V/1φ-200V+200V 22kVA %Z=3.5% (定格容量ベース)	No. 1 スコット結線変圧器 3φ-80.5kV/1φ-30kV+30kV 60MVA %Z=j4.07% (定格容量ベース) No. 2 スコット結線変圧器 3φ-80.5kV/1φ-30kV+30kV 100MVA %Z=j7.21% (定格容量ベース)
き電回路 (T-N+N-F)	1φ-200V+200V	1φ-30kV+30kV
単巻変圧器 (1台あたり)	400V(T-F)/200V(T-N) 8kVA (線路容量) %Z=j0.7%	60kV(T-F)/30kV(T-N) 20MVA (線路容量) %Z=j0.7%
電車線路インピーダンス	き電用変電所 2~き電用変電所 3 相当 1φ-R,L 回路×3線 (T,N,F) R: 1.6Ω (4.0%, 1kVA ベース) L: 19.8mH (18.7%, 1kVA ベース)	き電用変電所 2~き電用変電所 3 3線 (T,N,F) 平均 R: 3.54Ω (3.9%, 10MVA ベース) L: 44.5mH (18.6%, 10MVA ベース)
列車負荷	負荷 1: 抵抗 200V-2kW×2 負荷 2: 抵抗 200V-5kW リアクトル 200V-5kvar	1編成最大負荷 24.4MW き電用変電所 2~き電用変電所 3 間の想定負荷 104.8MW
函南 SP-SVCA,B	コンデンサで固定インピーダンス模擬 200V-1.5kvar×4台×2組	TCT 方式他励式 SVC 35MVA×2組

ミニモデル試験の評価においては、以下の点に留意する必要がある。

- ① 既存電源の系統インピーダンスは実際の回路では送電線 3-き電用変電所 2-き電用変電所 3-送電線 4 でループ構成となっているが、ミニモデルでは送電線 4 のみのオープン回路とし、より厳しいインピーダンス条件としている。
- ② 電車線路のインピーダンスは正確にはトロリ線 (T), レール (N), き電線 (F) それぞれで自己インピーダンスは異なるが、ミニモデルでは 3 線平均のインピーダンスを用いて回路を簡略化している。

- ③ 函南 SP-SVC による無効電力補償を模擬するため実機で 30 Mvar×2 組相当となるコンデンサを接続したが、電圧制御機能までは模擬していない。
- ④ 調相設備（SUC、自励式 SVC、き電用変電所 1 の SVC、電源変電所 1 の高調波フィルタ）は模擬していないので、き電電圧の過渡応答を厳密に検証することはできない。
- ⑤ ミニモデルでは抵抗分が相対的に大きくなり、実際の回路に比べて損失が大きくなるが、損失補償は行っていない。
- ⑥ 車両負荷はインピーダンス模擬としており、実際の車両の定電力特性は模擬できていない。

以上より、ミニモデル試験では、EFC の制御器の定量的な制御性能評価は行うことができず、基本性能の検証を行うことが試験の目的となる。定量的な評価はシミュレーション解析により実施する必要がある。

ミニモデルの概略の系統構成を図 8. 2. 3 に示す。なお、ミニモデルには実機の EFC 制御装置を接続している。電圧制御にはスロープ付比例積分制御を適用し、各制御定数は 7. 4 節で最適設計とした比例ゲイン $Kp=2$ 、積分ゲイン $Ki=10$ 、スロープリアクアンス $Xsl=0.025$ を用いた。電圧指令値は $Vref=28.0$ kV とした。

また、ミニモデルの外観を図 8. 2. 4 に示す。

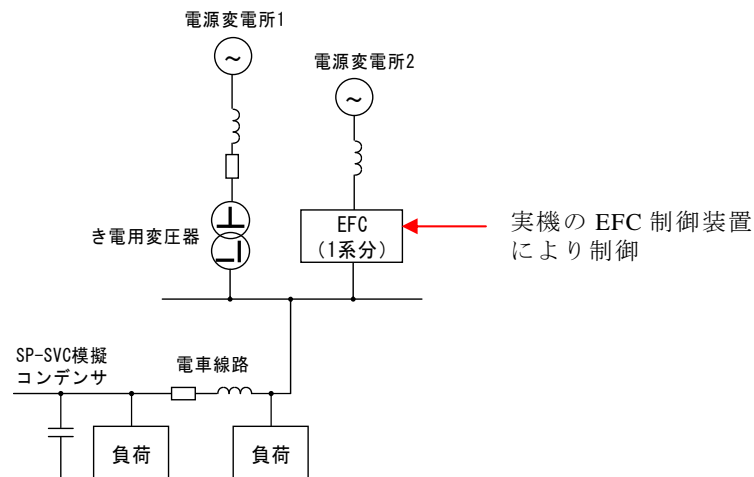


図 8. 2. 3 ミニモデルの概略系統構成



(a) 電力系統インピーダンスおよび変圧器ミニモデル



(b) き電線インピーダンスミニモデル



(c) 変換器ミニモデル



(d) 列車負荷模擬抵抗

図 8. 2. 4 ミニモデルの外観

(2) ミニモデル試験結果

ミニモデル試験結果の一例を図 8. 2. 5 に示す。この図は、負荷 1 (4 kW, 実機 40 MW 相当) を投入している状態から、負荷 2 (4.13 kW+2.065 kvar) を追加投入したときの各部波形を示している。

負荷 2 投入前は EFC 接続点であるき電用変電所 3 のき電母線 (T 座) の電圧はトロリ線-き電線間で $56.9 \text{ kV}_{\text{rms}}$ (トロリ線-レール間換算で $28.5 \text{ kV}_{\text{rms}}$) であり、EFC の電圧制御の電圧指令値 28.0 kV よりもき電母線電圧が高いため、EFC の出力電流はほぼ 0 A である。

次に、負荷 2 投入直後、き電母線電圧は瞬時 $38.3 \text{ kV}_{\text{rms}}$ まで下がっている。これにより EFC の制御器が反応し、EFC が出力され始めていることがわかる。EFC の出力により

き電母線電圧は回復し、負荷 2 投入後約 0.9 s 後には、き電母線電圧は 50.4 kV_{rms} まで回復している。この間、き電母線電圧は振動することなく安定に制御されており、固定力率出力の電力変換装置がき電電圧維持に有効であることがミニモデル試験において実証された。

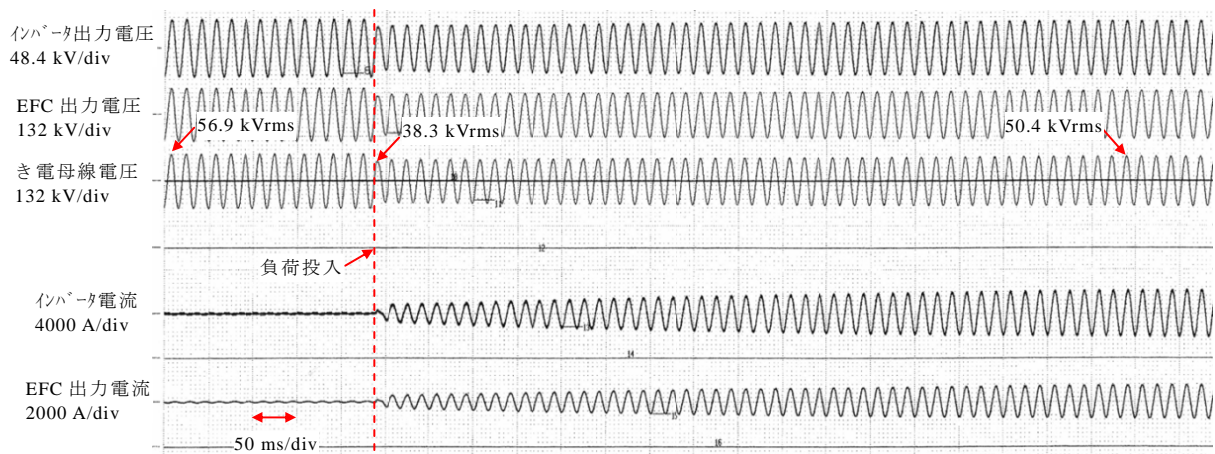


図 8. 2. 5 ミニモデル試験結果（負荷 2 投入後）

8. 3 列車走行試験による検証

8. 2. 3 項に述べたミニモデル試験では、電力系統やき電回路を完全に模擬できていないこと、調相設備を模擬していないこと、車両負荷特性を模擬していないことなど、実回路と異なる点があり、厳密な意味でのシステム検証までは実施できない。実際の回路を用い、各調相設備を運転した状態で、車両を走行させ実負荷をかける試験を実施することができれば、実運用状態に最も近いかたちでシステムを検証することが可能となる。

そこで、夜間の作業時間帯で試験列車を走行させ、実運用状態における最も厳しい条件にできるだけ近づけた状態でシステム検証を行うことを考える。以下、この試験を「列車走行試験」とする。列車走行試験の概要と試験結果を以下に述べる。

8. 3. 1 列車走行試験の概要

列車走行試験における電力系統条件は、図 7. 2. 1 に示す電力系統条件とする。また、西相模 FC の SUC、鴨宮 SS の SVC-T、沼津 SS の自励式 SVC はいずれも通常の運転状態とする。函南 SP の SP-SVCA 及び SP-SVCB も運転状態とし、電圧制御の設定は、7. 3 節で検討した制御定数である 1 次遅れ制御ゲイン $K2=10$ 、時定数 $T2=1$ とする。

EFC の電圧制御に用いるスロープ付比例積分制御の設定は、ミニモデル試験と同様に、実際に用いる設定と同一とし、実運用状態にできるだけ近づけるかたちでの検証を行う。

次に、試験列車ダイヤについては、図 7. 2. 2 に示した熱海 SS～沼津 SS の区間における最大想定負荷条件に、できる限り近づけるよう設定する。図 8. 3. 1 に列車走行試験のダイヤ例を示す。

また、列車走行試験は夜間の作業時間帯で実施するため、速度規制を設ける必要がある。このため、車種によっては最大負荷電流をとることができない。逆に、列車の力行

の方法によっては図7. 2. 2の想定負荷電流を超過するおそれがある。以上により、想定負荷電流にできるだけ近づけるよう、あるいは、想定負荷電流を超過しないよう、走行する試験列車の車種を踏まえ、各列車のランカーブを作成した。

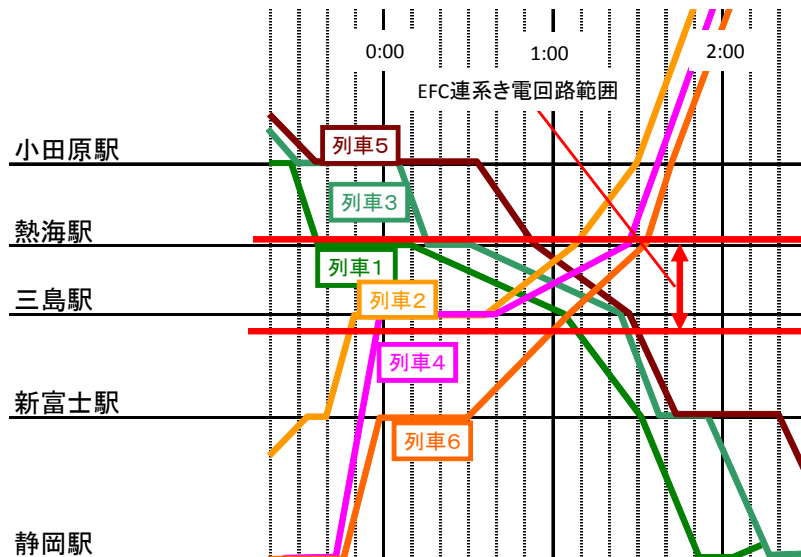


図8. 3. 1 列車走行試験ダイヤの例

8. 3. 2 列車走行試験の試験結果

列車走行試験により得られた各部の電圧，電流波形例を図8. 4. 2に示す。

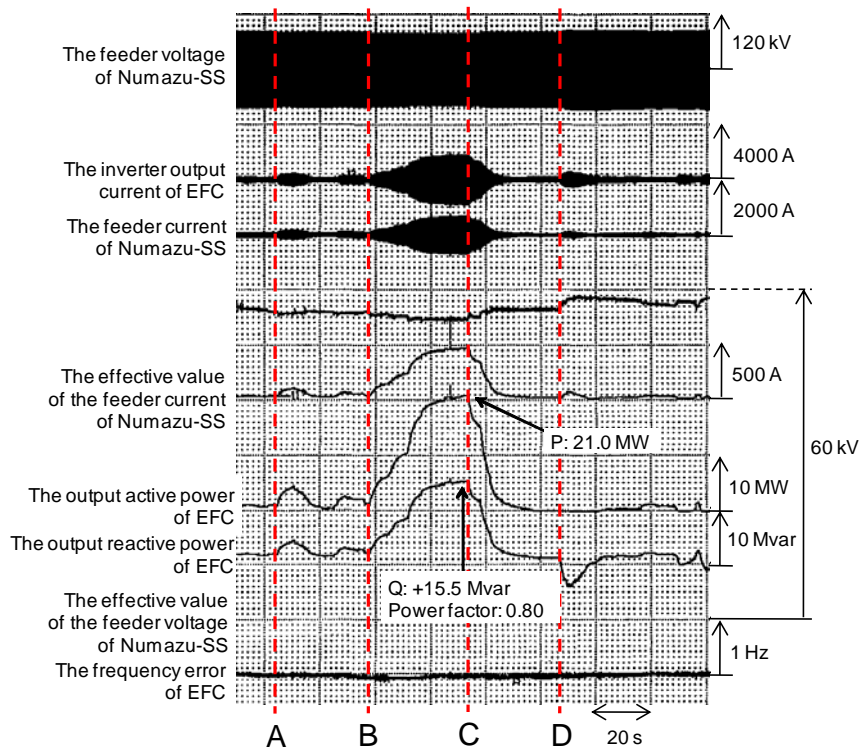


図8. 4. 2 列車走行試験時の電圧，電流波形の例

時刻 A の時点で各試験列車が加速し始めており、き電電圧が下がり始めている。EFC

はき電電圧の降下を検出して、有効電力出力と遅相無効電力出力を増加させている。その後、試験列車の消費電力が減少し、き電電圧は再び上がっている。それに応じて、EFCも出力を低下させている。

時刻 B にて、各試験列車は再び加速し始め、EFC もまた出力を増加させている。時刻 C の時点で、EFC は最大の出力となり、有効電力出力が 21.0 MW、遅相無効電力出力が 15.5 Mvar となった。出力力率は設定どおり 0.8 となっている。

時刻 C の後、急激に EFC の出力は減少している。これは、試験列車が、EFC の連系しているき電範囲から抜けたことを示している。時刻 C の時点で EFC 連系点電圧にスパイク上の波形が見られるが、これは、EFC が連系しているき電回路を試験列車が抜けたことにより、瞬時電圧上昇が発生していることを示している。

時刻 D にて、別の試験列車が減速し、回生電力を発生させている。このとき、EFC は電圧を下げる方向に出力を行っており、制御設計どおり、有効電力は 50 Hz の電源系統に回生せず、進相無効電力のみ出力している。

以上の結果より、列車走行試験で実際の列車を走行させた場合でも、固定力率出力電圧制御を導入した EFC がき電電圧を有効に制御できていることが確認された。

8. 4 第 8 章のまとめ

制御装置は実機を適用し、機器定格は 1 万分の 1 としたミニモデル試験において、固定力率出力方式の交流電圧制御を行う電力変換装置の制御器が、所期の基本性能を有することを確認した。

また、列車走行試験により、以下を実証した。

- ①無効電力補償装置だけではき電電圧の安定的な維持が不可能と考えられるき電システムの有効電力供給限界付近におけるき電電圧制御において、固定力率出力方式の有効電力を行う電力変換装置によって、き電電圧を標準電圧の 25 kV 以上に安定的に維持できること。
- ②状態空間表現線形モデルを用いた電力変換装置の電圧制御の制御器設計手法により設計した電圧制御器が、実回路においても所期のき電電圧応答性とき電電圧安定性を実現でき、従来手法で設計した電圧制御器に比較して体系的で安全な設計となっていること。

第9章 結論

9.1 本研究の成果

本研究では、電源インピーダンスと負荷電力が大きい回路における電圧維持に優位性のある、固定力率出力方式の交流電圧制御を行う電力変換システムを提案した。回路のインピーダンス条件と負荷条件によっては、遅相無効電力供給だけでは交流電圧維持が困難となり、有効電力供給が必要となる場合のあることを理論解析により明らかにした。有効電力供給量の決定方法として、固定力率出力方式の交流電圧制御が有効であることを理論解析、ミニモデル試験、列車走行試験により確認した。

また、他の電力変換装置や定電力特性の負荷との協調運転を実現するうえで必要となる、交流電圧制御器の新しい設計方法について提案した。特に、有効電力供給を行う必要のある回路のインピーダンス条件と負荷条件では、提案する交流電圧制御器の設計方法に基づき、体系的に制御器設計を行う必要があることを解析により明らかにした。さらに、この設計方法により設計した交流電圧制御器が所期の性能を有することを、ミニモデル試験、列車走行試験により確認した。

以下、各章の要約を行う。

第1章では、本研究の技術的背景として、高速鉄道の電源設備の国際的な動向と技術的要件について述べたうえで、東海道新幹線の電源設備の特徴と技術的要件について述べた。また、東海道新幹線の電源設備にはパワーエレクトロニクスを駆使した電力変換装置が多数導入され、安定稼動の実績を積み上げていること、多数の電力変換装置を導入しているため、電力系統によっては複数の電力変換装置が設置される状況となっていることについて述べた。

また、本研究の必要性として、東海道新幹線の列車ダイヤが高密度となっており今後さらに高密度化が予想されること、車両の最高速度や加速性能が向上していることから、短時間で見た場合の変電所の負荷電力が増大し、電源電圧変動やき電電圧変動に対し新たな交流電圧維持の方法が必要となっていることを述べた。

第2章では、新幹線鉄道の電源設備の概要について述べ、特に東海道新幹線に導入されている他励式 SVC、自励式 SVC、網島周波数変換変電所の EFC の機能と課題に関する概要をまとめた。また、これらの新幹線の電源設備について、き電電圧の解析にあたり必要となる EMTP におけるモデル化の方法の考え方を記述した。

さらに、列車負荷やき電用変電所の負荷の傾向についてまとめ、今後のき電システムの課題がき電電圧維持、電源電圧変動率抑制にあることを明らかにした。この二つの課題のうち、より重大な課題となると考えられるき電電圧維持について、P-V カーブを用いて対策の困難な点を検証するとともに、無効電力補償によるき電電圧維持の方法だけでは限界に達しつつある現状を明らかにした。

第3章では、異電源からの有効電力供給による電圧降下補償の原理と固定力率出力方式の交流電圧制御を行う電力変換装置の考え方について述べた。

有効電力による電圧降下と無効電力による電圧降下の違いについて、簡易回路を用いて理論上の検討を行い、系統条件や負荷条件によっては、遅相無効電力供給よりも有効電力供給を行ったほうが、電圧維持効果が大きいことを示した。

電力変換装置により有効電力供給を行う場合、電力供給システムの全負荷量を把握して有効電力供給量を決定する必要がある。電源変電所と電力変換装置が地理的に離れている場合、従来の方法で有効電力供給量を決定するためには、全負荷量の計測値等を電力変換装置に伝送することが必要となり、伝送遅れから信頼性の面で不利であることを明らかにした。そこで、電力変換装置の連系点電圧を計測し、電圧制御を行う過程で有効電力供給量を決定する手法を提案した。

電力変換装置で有効電力供給と遅相無効電力供給を同時に行うとき、有効電力供給量と遅相無効電力供給量の分担の考え方を決めておく必要がある。そこで、系統インピーダンス、負荷電流の大きさ、電力変換装置の出力電流の大きさから、電力変換装置の連系点電圧を最も高く維持できる最適出力力率が導き出せること、負荷電流が小さいときは電力変換装置の出力力率による連系点電圧の変動幅が小さくなることから、出力力率を固定する電圧制御を行う電力変換装置が成り立つことを示した。

また、EMTPによる解析を実施し、過渡現象計算としても固定力率出力電圧制御を行う電力変換装置が成立することを示した。また、き電電圧維持のためには遅相無効電力のみを供給するシステムより、有効電力供給も行えるシステムのほうが優位であることを数値例により具体的に確認した。

第4章では、固定力率出力方式の交流電圧制御を行う電力変換装置について、き電システムにおける制約条件に対する課題と解決手法をまとめた。

まず、全負荷の有効電力を計測せず電力変換装置接続点の電圧計測だけで有効電力供給量を決定する新しい手法に対し、電源変電所への逆潮流や電力変換装置の回生運転を発生させることがないかを反復法によるき電電圧計算により確認した。その結果、低負荷領域において、電圧指令値の設定や無限大母線電圧の変動によっては、電源変電所への逆潮流や電力変換装置の回生運転が発生する可能性があることを明らかにした。この対策手法として、電圧指令値に上下限值を設定する方法が有効であることを示した。この手法により電源変電所への逆潮流や電力変換装置の回生運転が防止できることを数値例を用いて確認した。また、負荷急減時の過渡過電圧発生時には、電力変換装置を介しての逆潮流が発生することについて明らかにした。これに対しては、有効電力指令値の下限値を0とすることで防ぐことができることを述べた。

次に、電力変換装置を接続しない場合、電力変換装置を接続し遅相無効電力のみを供給した場合、電力変換装置を接続し有効電力と遅相無効電力を供給した場合の三点についてP-Vカーブを計算した。これらの比較から、電力変換装置に有効電力と遅相無効電力の両方を出力させる場合は、遅相無効電力供給だけを行う従来システムよりも出力変化に伴うき電電圧の変化が大きくなることや、本来の有効電力供給限界を大きく超え、電圧崩壊する領域でのき電電圧制御を行うこととなることを述べた。このことから、提案する固定力率出力方式の電力変換装置の電圧制御の制御器設計においては、き電システムと列車負荷を含めたき電システム全体の電圧変化の過渡特性を明らかにしたうえで、具体的な安定限界を見極め、各種制御定数を決定する手法を構築する必要があることを明らかにした。

第5章では、定電力特性の列車負荷を伴うき電システム全体の、負荷変化時の過渡解析手法について述べた。き電システム全体の安定性評価方法および交流電圧制御の制御器設計方法の確立の基礎となる、き電システムの過渡特性の解析手法を以下のとおり確立した。

まず、電力変換装置の出力のステップ変化に対するき電電圧応答を EMTP により計算し、その応答を線形な 2 次遅れシステムとして近似し、き電システム全体のブロック線図を算定した。

次に、き電システムのブロック線図をもとにき電システムの回路実現を行い、これにより、き電システム全体を状態空間表現する手法を導いた。このき電システムの状態方程式からき電システムの極配置を算出し、この手法で算出した極配置が妥当であることを EMTP による解析で確認した。

第 6 章では、第 5 章で明らかにしたき電システムの状態方程式に基づき、所期の応答速度を備え、かつ、交流電圧制御を安定的に行うための適正な交流電圧制御の制御器設計方法について提案した。

き電システムを状態空間表現することにより、電力変換装置を複数持つき電システムの特性を比較的短時間で計算可能となった。そこで、負荷電流変化に伴うき電電圧の変化を電圧外乱入力としてき電システムの状態方程式に入力し、き電電圧応答、き電システムの減衰係数、電力変換装置の出力を求めることにより、電力変換装置の電圧制御の制御器設計を評価する手法を確立した。

確立した評価手法に基づき、2 箇所電力変換装置を持つき電システムにおいて、各電力変換装置の電圧制御の各制御定数をパラメータとして制御器設計の評価を行い、適正な制御定数の組み合わせが得られることを示した。

EMTP により制御器設計の評価結果を検証した結果、確立した評価手法による評価結果が妥当であることを示した。また、EMTP による解析では潜在化してしまうおそれのあるき電電圧制御の安定限界に対する余裕の有無に関しても、確立した評価手法により適確に評価できることを示した。

第 7 章では、固定力率出力方式の交流電圧制御を行う電力変換装置の東海道新幹線における適用事例について、反復法によるき電電圧計算による EFC の最適出力力率の決定と、き電システムの状態空間表現による線形モデル化手法およびその線形モデルを用いた電力変換装置の電圧制御の制御器評価手法による電圧制御の制御器設計のプロセスを示し、提案する制御器設計手法の優位性を検証した。

まず、反復法によるき電電圧計算により EFC の出力力率と EFC 連系点電圧の関係を算出した。これにより、熱海 SS～沼津 SS 間のき電回路においては EFC の出力力率を 0.8 付近とすることが効果的にき電電圧降下を補償できることを示した。また、EFC の出力力率を変えて、負荷の有効電力の大きさと EFC 連系点電圧の関係を P-V カーブとして算出した。これにより、EFC の出力力率を 0.8 とすることで、負荷の大きさの全領域において EFC 連系点電圧を最も高く維持できるか、または、それとほぼ同等であることを確認した。

次に、き電システムの状態空間表現による線形モデル化手法およびその線形モデルを用いた電力変換装置の電圧制御の制御器評価手法により、EFC の電圧制御の制御器設計を行った。設計した制御器に基づき EMTP の解析を実施し、制御器設計が妥当であることを確認した。これにより、状態空間表現線形モデルを用いた電力変換装置の電圧制御の制御器設計手法が優位性を持つことを実証した。

第 8 章では、EFC の製作にあたり、EFC の諸元と構成について述べた。また、実際に製作した制御装置を用いてミニモデル試験を行い、固定力率出力方式の交流電圧制御の基本

性能を確認した。

次に、製作した EFC を沼津 FC に設置し、想定する負荷条件に近づけるかたちでの列車走行試験を実施した。試験結果より、EFC の交流電圧制御が所期の性能を発揮することを確認し、固定力率出力方式の交流電圧制御がそのき電回路が本来持つ有効電力供給限界を超えた領域でも安定してき電電圧を制御できることを証明した。

9. 2 今後の課題

9. 2. 1 車両のコンバータと電力変換装置の協調運転

本研究においては、車両のコンバータの入力電流制御の時定数は東海道新幹線のインバータ制御車相当のものを想定して模擬したが、本研究を通じて、この時定数はき電システム全体の過渡特性に少なくない影響を与えることがわかった。今後、車両新製時に車両の変換器の制御器設計を行うにあたっては、地上設備の電力変換装置との協調制御を行うことが必要となる。き電電圧の安定制御の観点から、現在の車両のコンバータの入力電流制御の時定数を今後の車両新製時の変換器の制御器設計においても適用するよう、地上設備側から提案することが必要である。

9. 2. 2 交流電圧制御の各種制御定数の決定アルゴリズムの構築

本研究で提案した電力変換装置の電圧制御の制御器設計手法では、各種制御定数を決定するにあたり、パラメータとなる制御定数を一つに絞る方法で適正な制御定数を決定した。各種制御定数を変化させたときの制御器設計の評価値が、本研究で検証した電力システムの例のように評価有効領域において単調増加あるいは単調減少となっている場合は、各種制御定数を最適化することは可能であるが、そうでない場合も有り得るため、複数の制御定数を効率よく適正值に導くためのアルゴリズムが必要と考えられる。

9. 2. 3 瞬時電圧低下時の有効電力制御方法

車両の主変圧器の励磁突入電流が発生したときのように、無効電力のみに起因する瞬時電圧低下が起こった場合、本研究で提案する固定力率出力方式の電圧制御では、一時的に有効電力の逆潮流を発生させることとなる。車両の負荷変化は比較的時定数の遅い現象であるため、瞬時電圧低下に有効電力指令値を応答させる必要はない。この違いに着目して有効電力の逆潮流を瞬時電圧低下時にも発生させない制御の開発が期待される。

謝辞

本論文は、東海道新幹線のき電電圧の安定制御という長年の課題に対して、沼津周波数変換変電所新設工事を通じ、約7年の長期にわたり研究を行いまとめたものであり、この間、多方面の方々にご指導、ご協力をいただきました。

本論文をまとめるにあたりご指導いただいた、東京大学大学院の堀洋一教授、横山明彦教授、大崎博之教授、久保田孝教授、千葉大学大学院の近藤圭一郎准教授、東京大学大学院の古関隆章准教授に感謝申し上げます。特に、古関隆章准教授には、学位論文審査委員会の主査として、本論文をまとめる当初から懇切丁寧にご指導いただき、重ねて御礼を申し上げます。

また、本論文がテーマとしている固定力率出力電圧制御を行う電力変換装置の東海道新幹線への適用にあたり数々の貴重なご指導をいただいた、公益財団法人鉄道総合技術研究所の正田英介会長に厚く御礼を申し上げます。

さらに、本論文がテーマとしている研究に携わる直接のきっかけを作っていただき数々のご支援をくださった東海旅客鉄道株式会社の長田豊専務、本研究への取り組みを辛抱強くご支援くださった東海旅客鉄道株式会社の高嶋秀一次長、中嶋久起担当部長、ジェイアール東海情報システム株式会社の吉田孝登志社長に感謝を申し上げます。

その他、固定力率出力方式電圧制御を行う電力変換装置である沼津周波数変換変電所の静止形周波数変換装置止形周波数変換装置の東海道新幹線への導入にあたり、仕様検討、系統解析、ミニモデル試験、列車走行試験等において、東海旅客鉄道株式会社、株式会社東芝、東芝三菱電機産業システム株式会社の諸氏にご協力をいただきました。この場をお借りし、御礼を申し上げます。

最後に、これまで陰ながら温かく支え続けてくれた両親（父・宏、母・洋子）、妻・優子に感謝します。

付録

1 固定力率出力電圧制御を行う電力変換装置の出力と電力系統の電圧分布の関係検証

1.1 はじめに

固定力率出力電圧制御を行う電力変換装置を新幹線き電回路の適用する際の課題として、第4章では有効電力の逆潮流防止と負荷電流変化時のき電電圧安定性があると述べたが、本研究では、固定力率出力電圧制御を行う電力変換装置の出力と電力系統の電圧分布の関係も検証した。

電力変換装置において電圧制御を行う場合、制御対象となるのは電力変換装置の連系点電圧である。このため、例えばき電回路の末端に電力変換装置を連系させる場合、き電用変電所のき電母線や受電母線、電源変電所の送電母線などの電圧は直接制御できない。

従来のように無効電力供給のみにより電圧制御を行う場合は、一般的に、無効電力供給点の電圧が持ち上げられ、き電母線電圧等は無効電力供給点電圧よりも下がっている。そのため、無効電力供給点電圧を適切に制御すれば、き電母線等の電圧が過電圧となることはない。固定力率出力電圧制御により有効電力供給を行うことは従来にない方法であることから、直接制御できないき電母線等の電圧が過電圧とならないか、回路電圧分布を検証する必要があるため、以下にその検証結果について述べる。

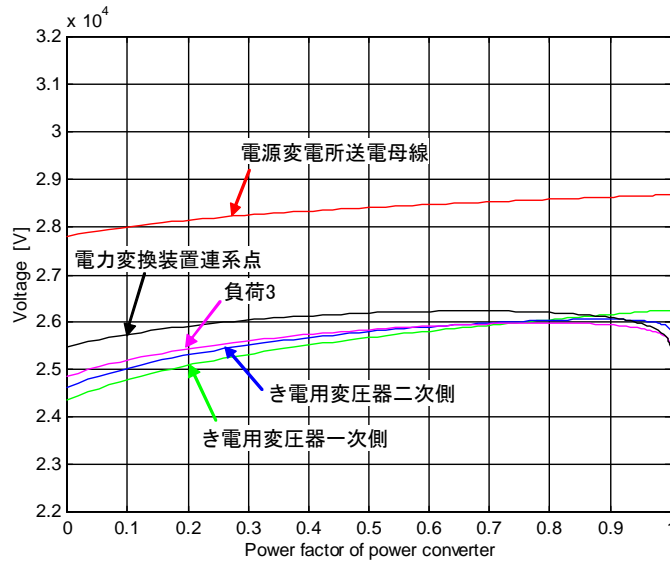
1.2 電力変換装置の出力力率と電圧分布

第3章の3.4.4項に述べた反復法によるき電電圧計算手法により、電源変電所の送電母線点、き電用変電所の受電母線点、き電母線点、列車負荷点、電力変換装置連系点の各点における電圧値を計算し、電力変換装置の出力力率とき電系統の電圧分布の関係を明らかにする。

検討する電力系統の条件は、図3.4.7に示した条件を基本とし、出力力率0付近の傾向も見つめるため、全出力力率領域で電圧値が収束するよう、負荷電流の大きさをそれぞれ0.9倍として計算する。また、電力変換装置の電圧制御の電圧指令値は28kVとし、スロープ特性を10%とする。電圧分布の計算結果を図付1.1に示す。

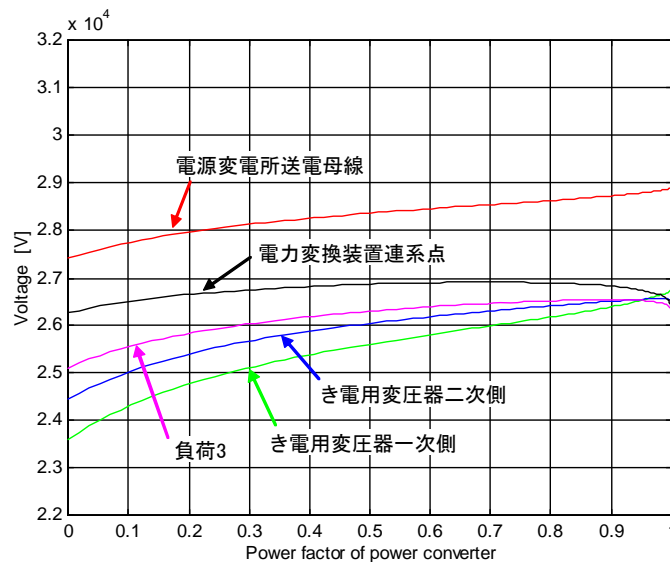
電力変換装置の出力力率が0、すなわち、無効電力供給のみを行う場合は、負荷点及びき電用変圧器一次側電圧のいずれにおいても電力変換装置連系点電圧より高くないことがわかる。つまり、従来のシステムのように無効電力のみによって交流電圧を制御する場合は、電力変換装置の連系点電圧を適正に制御すれば、回路各部に過電圧を発生させることはないといえることができる。

一方、電力変換装置の出力力率が1に近い領域では、負荷点電圧は電力変換装置連系点電圧とほぼ同じ値となっており、き電用変圧器一次側電圧及びき電用変圧器二次側電圧は電力変換装置連系点電圧よりも高くなっている。これは従来の無効電力供給のみで電圧制御を行うシステムには見られない現象であり、電力変換装置の出力と過電圧発生の有無の関係について、さらに検証が必要である。



図付 1. 1 電力変換装置の出力力率とき電系統電圧分布の関係
 (負荷電流合計 3800 A, 電力変換装置 : 30 MVA, 電圧指令値 28 kV, スロープ特性 10 %)

次に、電力変換装置の容量を 30 MVA から 70 MVA に増やし、電力変換装置の出力電流の大きさが回路各部の電圧分布にどのような影響が出るかを検証する。負荷電流は図 3. 4. 7 の条件と同じ合計 4000 A とし、電力変換装置の電圧指令値は 28 kV, スロープ特性を 10 % とする。電圧分布の計算結果を図付 1. 2 に示す。

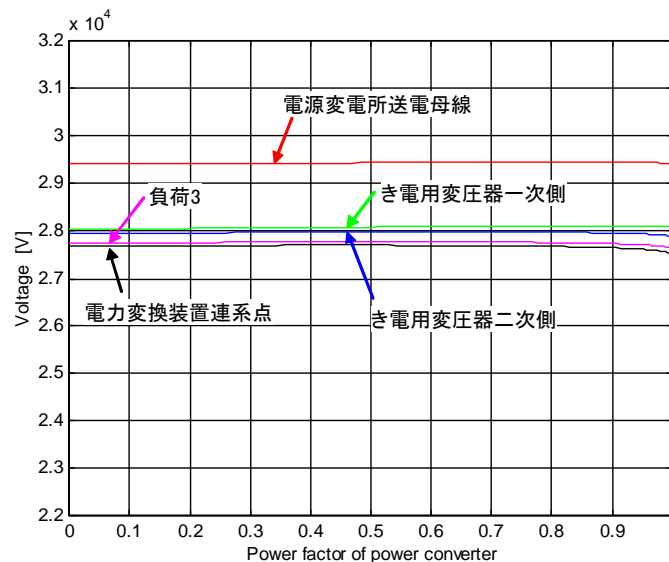


図付 1. 2 電力変換装置の出力力率とき電系統電圧分布の関係
 (負荷電流合計 4000 A, 電力変換装置 : 70 MVA, 電圧指令値 28 kV, スロープ特性 10 %)

出力力率が高くなるほど負荷点電圧と電力変換装置連系点電圧の差が小さくなる傾向にあるのは、電力変換装置の容量が 30 MVA の場合と同様である。また、出力力率が 1 に近い領域で、き電用変圧器一次側電圧及びき電用変圧器二次側電圧が電力変換装置連系点電

圧よりも高くなっていることも、電力変換装置の容量が 30 MVA の場合と同様であるが、電力変換装置の出力が大きい図付 1. 2 の場合のほうが、その差は小さくなっている。つまり、電力変換装置の出力が大きくなっても、電力変換装置連系点電圧を適正に制御すれば回路各部に過電圧を発生させることはないということができる。

続いて、負荷電流値を小さくし、回路各部の電圧が全体的に高くなる場合の電圧分布を分析する。電力変換装置の容量を 30 MVA、電圧制御の電圧指令値を 28 kV、スローブ特性を 10 % とし、負荷電流を合計 2000 A まで小さくした場合の電圧分布の計算結果を図付 1. 3 に示す。回路末端に行くほど電圧が下がっており、負荷電流値が小さくなったことにより電力変換装置の出力も小さくなったことで電力変換装置連系点電圧が持ち上げられなくなった結果と考えられる。電力変換装置連系点電圧が最も低いという点では注意が必要であるが、図付 1. 3 のとおり過電圧となっている部分はなく、負荷電流が小さく回路電圧が全体的に高くなっても、有効電力供給による過電圧の可能性はないということができる。



図付 1. 3 電力変換装置の出力力率とき電系統電圧分布の関係

(負荷電流合計 2000 A, 電力変換装置 : 30 MVA, 電圧指令値 28 kV, スローブ特性 10 %)

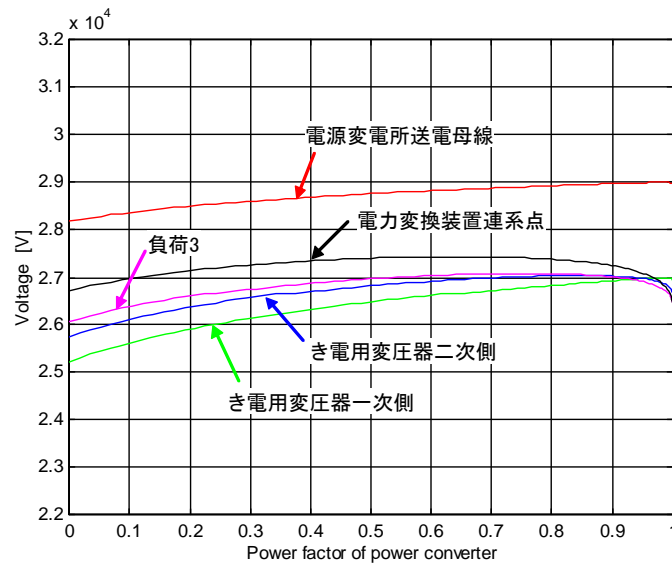
1. 3 電力変換装置の電圧指令値の設定と電圧分布

前項では、電力変換装置の電圧指令値を無限大母線電圧の 93.3 % である 28 kV に設定した場合、負荷電流の大きさ、電力変換装置の容量にかかわらず、過電圧を発生させることはないということを述べた。ここでは、電力変換装置の電圧指令値を無限大母線電圧に近づけ、過電圧発生の可能性を検証する。

負荷条件、電力変換装置の容量、電圧制御のスローブ特性を図付 1. 1 の場合と同じとし、電圧指令値を無限大母線に近い 29.5 kV としたときの電圧分布を計算する。計算結果を図付 1. 4 に示す。

回路各部の電圧分布の関係は、図付 1. 2 の電力変換装置の設備容量を大きくした場合と同様の傾向となっている。これは、電圧指令値を大きくしたことで、電力変換装置の出力が負荷と比べて相対的に大きくなっていることによると考えられる。図付 1. 4 の計算結果より、電圧制御の電圧指令値を無限大母線電圧に近い値としても、回路各部に過電圧

を発生させる可能性はないということが出来る。



図付 1. 4 電力変換装置の出力力率とき電系統電圧分布の関係
(負荷電流合計 3800 A, 電力変換装置 : 30 MVA, 電圧指令値 29.5 kV, スローブ特性 10%)

以上より、無効電力供給に加えて異電源からの有効電力供給を行うことにより電力変換装置の連系点電圧を制御しても、電圧指令値を無限大母線電圧より小さくすれば、系統各部に定常的な過電圧を発生させることはないことを確認した。

1. 4 まとめ

従来にない固定力率出力電圧制御による有効電力供給を行うことにより、直接制御できないき電母線等の電圧が過電圧とならないか、回路電圧分布を検証した。

まず、電力変換装置の出力力率と電圧分布の関係を計算した。電力変換装置の出力力率が 1 に近い場合や、電力変換装置の出力が小さい場合には、電力変換装置連系点の電圧が最も低くなる場合があることに注意が必要であるが、無限大母線電圧より高くなっている部分はないことから、有効電力供給量によって過電圧が発生する危険はないことがわかった。

また、電力変換装置の電圧指令値の設定と電圧分布の関係も計算したが、電圧指令値を無限大母線電圧より小さくすれば、系統各部に定常的な過電圧を発生させることはないことを確認した。

以上より、系統の電圧分布の面においても、固定力率出力方式の電圧制御を行うことについて技術的な課題はないということが出来る。

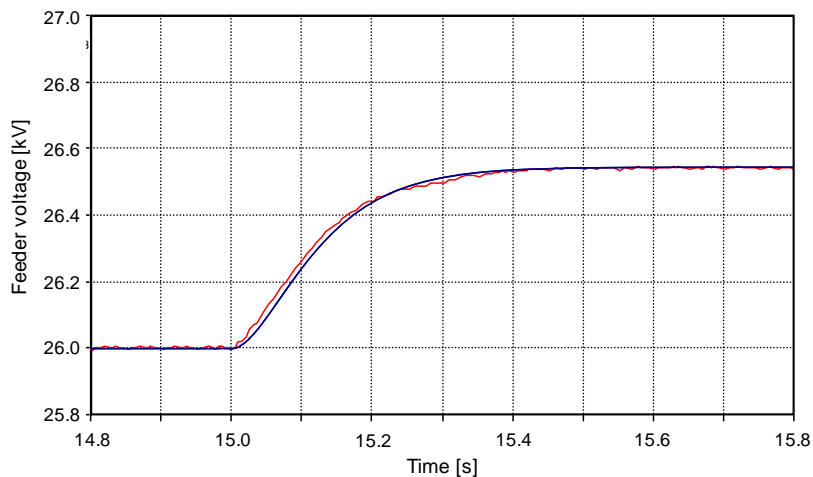
2 新幹線き電システムの過渡特性を1次遅れシステムで近似することの妥当性検証

2.1 はじめに

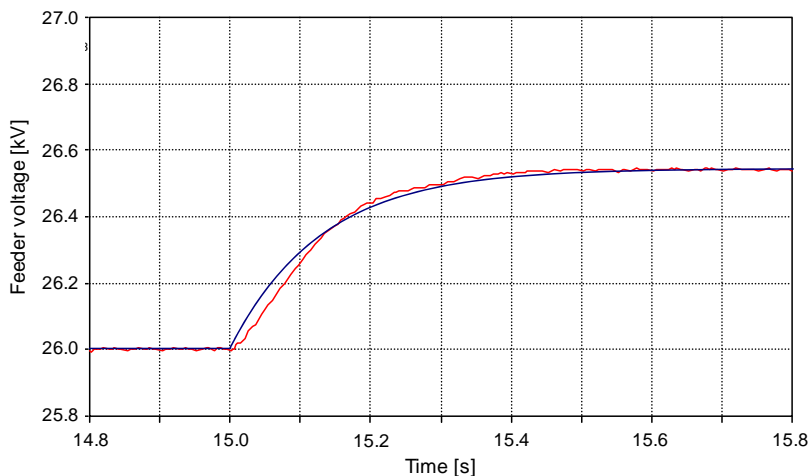
第5章の5.4.3項では、き電電圧のステップ応答を2次遅れシステムで近似したが、図5.4.3(a), (b)や図5.4.4(a), (b)のき電電圧のステップ応答波形を見ると、1次遅れシステムの応答にも近いように見える。このため、き電システムの過渡特性を1次遅れシステムで近似した場合、き電システムの極配置の算出結果がどのようになるか、また、その算出結果はEMTPの解析結果と比較して妥当なのかを検証した。以下にその検証結果について述べる。

2.2 き電電圧応答の関数近似

図5.4.3(a)に示した、電力変換装置1の出力のステップ変化に伴う電力変換装置1連系点のき電電圧応答波形に対し、2次遅れシステムで近似した場合の波形比較を図付2.1に、1次遅れシステムで近似した場合の波形比較を図2.2に示す。それぞれ、赤線がEMTPによる応答波形計算結果を、青線が近似した応答波形を示している。



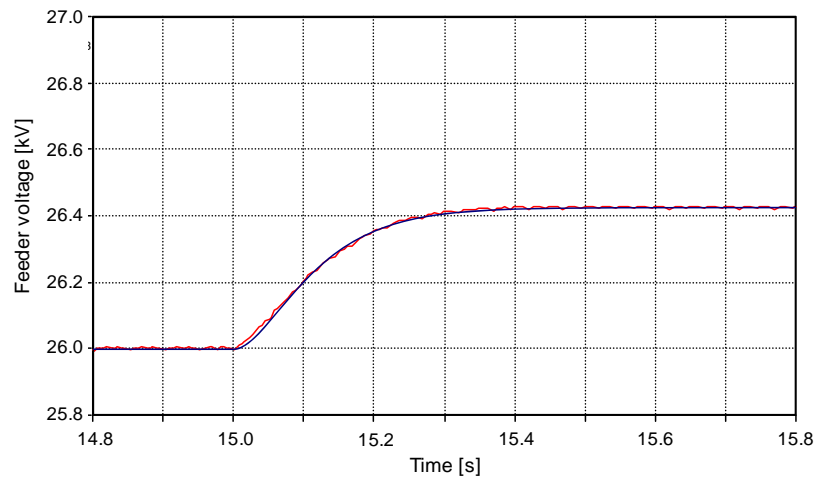
図付2.1 EMTP 計算結果の波形と2次遅れシステム近似した波形の比較(1)



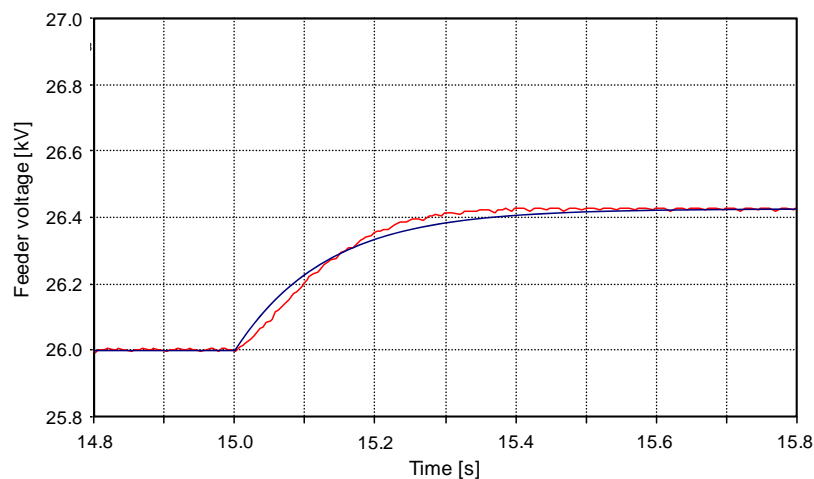
図付2.2 EMTP 計算結果の波形と1次遅れシステム近似した波形の比較(1)

また、図5.4.4(a)に示した、電力変換装置2の出力のステップ変化に伴う電力変換

装置1連系点のき電電圧応答波形に対し、2次遅れシステムで近似した場合の波形比較を図付2.3に、1次遅れシステムで近似した場合の波形比較を図2.4に示す。



図付2.3 EMTP 計算結果の波形と2次遅れシステム近似した波形の比較(2)



図付2.4 EMTP 計算結果の波形と1次遅れシステム近似した波形の比較(2)

図付2.1及び図付2.3より、2次遅れシステムで近似した場合は比較的良好にEMTPの解析波形と一致している。図付2.2及び図付2.4より、1次遅れシステムで近似した場合は、ステップ応答の立ち上がり部分について、EMTPの解析波形よりも若干速くなっていることがわかる。

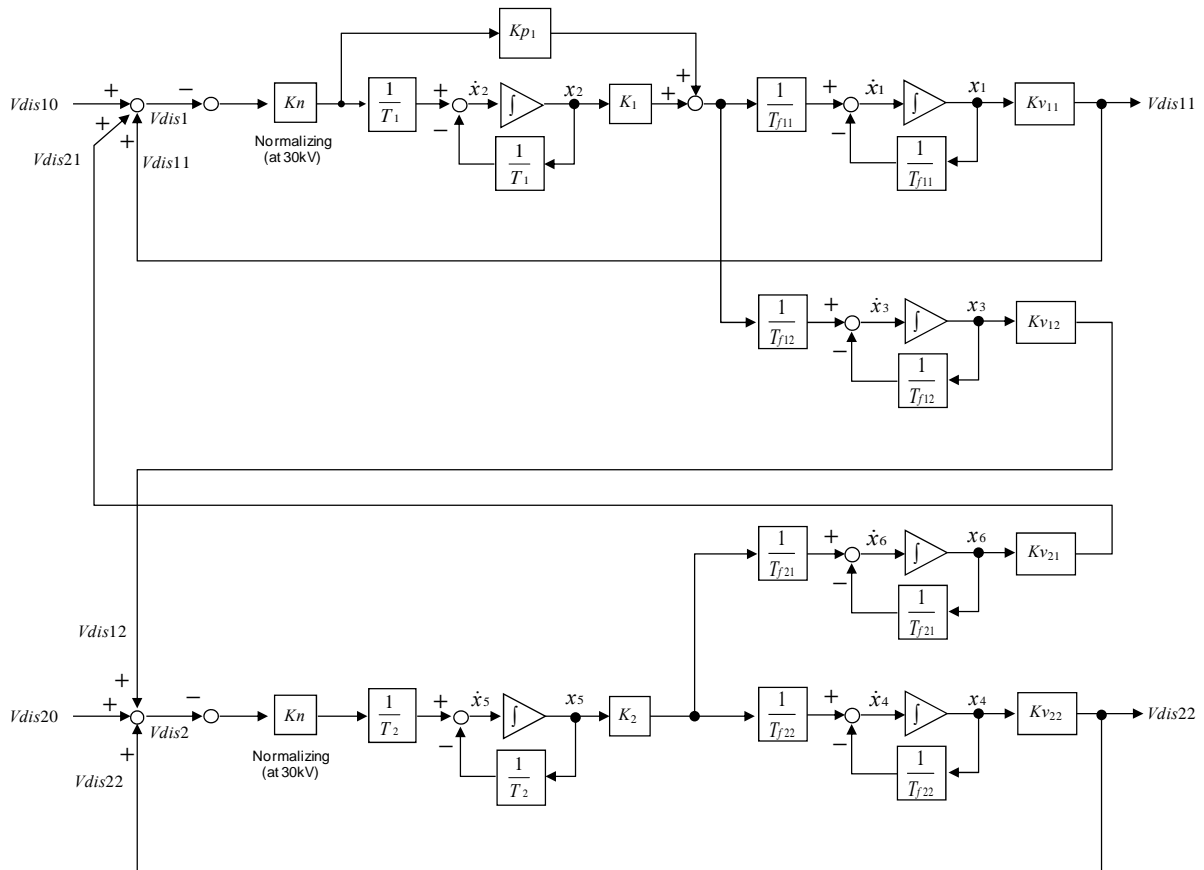
図5.4.3(a),(b)及び図5.4.4(a),(b)のき電電圧のステップ応答波形を1次遅れシステムで近似した場合のゲイン K_v 及び時定数 T_f をそれぞれ表付2.1にまとめた。

表付 2. 1 き電電圧応答特性の 1 次遅れシステムでの近似

ステップ変化させる電力変換装置	き電電圧応答地点	ゲイン K_v	時定数[s] T_f
電力変換装置 1	電力変換装置 1 連系点	27200	0.13
	電力変換装置 2 連系点	30000	0.09
電力変換装置 2	電力変換装置 1 連系点	15179	0.13
	電力変換装置 2 連系点	19179	0.08

2. 3 極配置算出結果

き電電圧の過渡特性を 1 次遅れシステムで近似した場合のき電システムの回路実現は、図付 2. 5 のようになる。



図付 2. 5 き電システムの回路実現

図付 2. 5 の回路実現より、各状態変数に対し以下の 6 元連立 1 次方程式が成り立つ。

$$\dot{x}_1 = -\frac{1 + K_{p1}KnK_{v11}}{T_{f11}} \cdot x_1 + \frac{K_1}{T_{f11}} \cdot x_2 - \frac{K_{p1}KnK_{v21}}{T_{f11}} \cdot x_6 - \frac{K_{p1}Kn}{T_{f11}} \cdot V_{dis10}$$

$$\dot{x}_2 = -\frac{KnK_{v11}}{T_1} \cdot x_1 - \frac{1}{T_1} \cdot x_2 - \frac{KnK_{v21}}{T_1} \cdot x_6 - \frac{Kn}{T_1} \cdot V_{dis10}$$

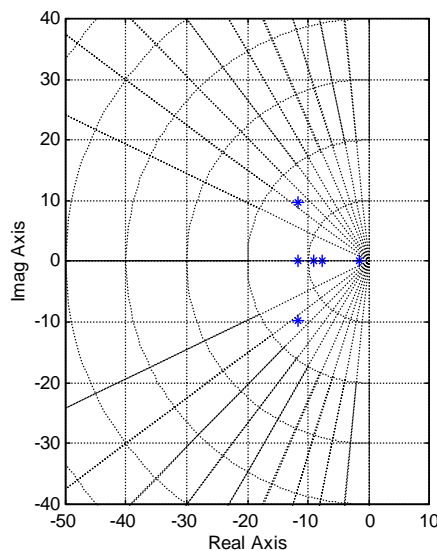
$$\begin{aligned} \dot{x}_3 &= -\frac{Kp_1KnKv_{11}}{T_{f12}} \cdot x_1 + \frac{K_1}{T_{f12}} \cdot x_2 - \frac{1}{T_{f12}} \cdot x_3 - \frac{Kp_1KnKv_{21}}{T_{f12}} \cdot x_6 - \frac{Kp_1Kn}{T_{f12}} \cdot Vdis10 \\ \dot{x}_4 &= -\frac{1}{T_{f22}} \cdot x_4 + \frac{K_2}{T_{f22}} \cdot x_5 \\ \dot{x}_5 &= -\frac{KnKv_{12}}{T_2} \cdot x_3 - \frac{KnKv_{22}}{T_2} \cdot x_4 - \frac{1}{T_2} \cdot x_5 - \frac{Kn}{T_2} \cdot Vdis20 \\ \dot{x}_6 &= \frac{K_2}{T_{f21}} \cdot x_5 - \frac{1}{T_{f21}} \cdot x_6 \end{aligned} \quad \dots(\text{付 2.1})\sim(\text{付 2.6})$$

式(付2.1)～(付2.6)より，システム行列 \mathbf{A} は以下の式(付2.7)で表される6行6列の行列となる。

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} -\frac{1+Kp_1KnKv_{11}}{T_{f11}} & \frac{K_1}{T_{f11}} & 0 & 0 & 0 & -\frac{Kp_1KnKv_{21}}{T_{f11}} \\ -\frac{KnKv_{11}}{T_1} & -\frac{1}{T_1} & 0 & 0 & 0 & -\frac{KnKv_{21}}{T_1} \\ -\frac{Kp_1KnKv_{11}}{T_{f12}} & \frac{K_1}{T_{f12}} & -\frac{1}{T_{f12}} & 0 & 0 & -\frac{Kp_1KnKv_{21}}{T_{f12}} \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{f22}} & \frac{K_2}{T_{f22}} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{KnKv_{12}}{T_2} & -\frac{KnKv_{22}}{T_2} & -\frac{1}{T_2} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{K_2}{T_{f21}} & -\frac{1}{T_{f21}} \end{bmatrix} \quad \dots(\text{付 2.7})$$

式(付2.7)のシステム行列 \mathbf{A} の固有値から，き電システムの極配置を算出する。

まず，電力変換装置1及び電力変換装置2の電圧制御の各制御定数を図5.6.1と同じとして，き電システムの極配置を算出した結果を図付2.6に示す。

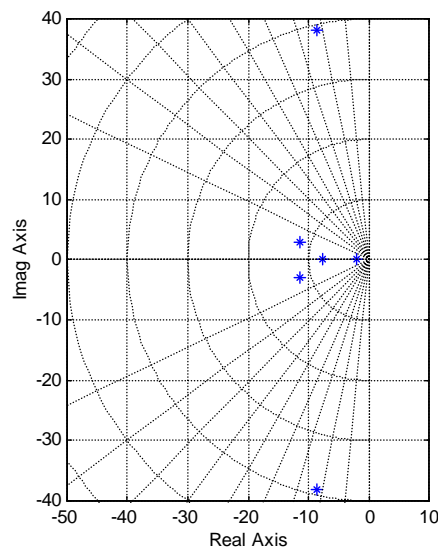


図付2.6 き電システムの極配置算出結果(1)

(電力変換装置1: $Kp=2, Ki=20, Xsl=0.05$, 電力変換装置2: $K2=10, T2=1$)

図5.6.1と比較して、虚軸と極の角度の最小値が大きく算出されており、き電電圧安定性が2次遅れシステムで近似した場合よりも安全側に算出されることがわかる。

次に、不安定なシステムの例として、電力変換装置1及び電力変換装置2の電圧制御の各制御定数を、図5.6.3の極配置算出時と同じとした場合の極配置算出結果を図付2.7に示す。2次遅れシステムで近似した場合は極の実数部が正となる不安定なシステムとして算出されており、また、EMTP解析でも不安定なシステムとして解析できている事例でも、1次遅れシステムで近似した場合にはすべての極が安定側に算出されてしまっている。以上より、き電システムの過渡特性を1次遅れシステムで近似することは、き電電圧安定性を実際よりも安全側に算出してしまうことができる。



図付2.7 き電システムの極配置算出結果(2)

(電力変換装置1: $K_p=0, K_i=200, X_{sl}=0.05$, 電力変換装置2: $K_2=10, T_2=1$)

2.4 まとめ

本研究では、き電電圧のステップ応答を関数近似することにより、き電システムの過渡特性の伝達関数を2次遅れシステムで近似した。第5章で述べたモデル回路におけるき電電圧のステップ応答は1次遅れシステムの応答とも近いことから、1次遅れシステムで近似した場合の妥当性について検証を行った。

まず、ステップ応答の波形比較においては、2次遅れシステムの近似精度と比較して、1次遅れシステムでは立ち上がり部分の応答がEMTPの解析結果よりも若干速くなることがわかった。

また、極配置算出結果では、2次遅れシステムで近似する場合よりも安全側に算出されてしまい、EMTPの解析結果では明らかに不安定な制御設計においても極配置は安定と判定できてしまう場合があることがわかった。

以上より、新幹線き電システムの過渡特性は、1次遅れシステムではなく、2次遅れシステムで近似したほうが妥当であるということがわかる。

3 電圧制御器設計の評価関数へのコスト評価の適用

3.1 はじめに

本研究では、電圧制御器設計の評価関数を、き電電圧応答の速さと、き電電圧安定性の2点から構成した。

本研究をまとめる過程において、電力変換装置の出力の大きさに関しても電圧制御器設計の評価関数に組み込む検討を行った。電力変換装置の出力の大きさの評価は、装置容量の選定や電力損失の大きさなど、コストの評価につなげることができる。以下では、コスト評価を電圧制御器設計に組み込む場合について、評価関数の設定の考え方及びコスト評価の有無による評価結果の違いについて述べる。

なお、ここで記載する文字、記号については、第6章で定義したものと同様に定めるとともに、以下による。

j3 電力変換装置の電圧制御のコストに関する評価値行列

$j3_m$ 電力変換装置 m の電圧制御のコストに関する評価値

β_m 電力変換装置 m の電圧制御のコストに関する評価の重み付け係数

$y_{\max m}$ 電力変換装置 m の出力指令値の最大値

c_m 電力変換装置 m のコスト補正係数

S_m 電力変換装置 m の定格容量[MVA]

J_{sys} 電力変換装置群の電圧制御の評価値

S_{refm} 電力変換装置 m の出力指令値[pu]

3.2 コスト評価を組み込んだ評価関数の定義

電力変換装置のコストは装置容量が大きくなればなるほど増大する。つまり、過渡的な電力変換装置の出力の最大値はできるだけ小さくすることがコストの面では望ましいということになる。そこで、電力変換装置のコストに対する評価値 **j3** を1行 m 列の行列として、以下の式(付 3.1)で定義することとする。ここで $j3_m$ は、それぞれの電力変換装置のコスト評価値を示す。

$$\mathbf{j3} = [j3_1 \quad j3_2 \quad \dots \quad j3_m] \quad \dots(\text{付 3.1})$$

$j3_m$ は以下の式(付 3.2)で定義することとする。

$$j3_m = \frac{\beta_m}{c_m \cdot y_{\max m} + 0.1} \quad \dots(\text{付 3.2})$$

式(付 3.2)の β_m は電力変換装置 m のコストに対する評価値の重み付け係数を示し、 $y_{\max m}$ はシミュレーション上の時刻 $t=t_0$ から $t=t_f$ の間における電力変換装置 m の出力の最大値を示す。また、ここでいう出力値は、電力変換装置それぞれのシステム容量で規格化したものを用いることとする。また、電力変換装置のシステム容量により単位出力あたりのコストが変わってくるため、そのためのコスト補正係数 c_m を出力に乗ずることとする。 c_m は次式(付 3.3)で定義し、電力変換装置 m の定格容量 S_m [MVA]を 100 MVA で規格化した値とする。

$$c_m = \frac{S_m}{100} \quad \dots(\text{付 3.3})$$

なお、時定数が大きい場合で出力の大きさが 0 からなかなか大きくなるとき、評価値が制御の特性にかかわらず大きな値になってしまうことを避けるため、コスト補正係数 c_m で補正した出力の最大値に 0.1 を加算して評価することとする。

電力変換装置のコストに対する評価値 $\mathbf{j3}$ を求めるのに必要な電力変換装置の出力指令値は、第 5 章の図 5. 5. 5 のき電システムの回路実現から算出できる。電力変換装置 1 の出力指令値 $Sref_1$ と電力変換装置 2 の出力指令値 $Sref_2$ は、以下の式(付 3.4)及び式(付 3.5)により算出することができる。

$$Sref_1 = K_1 \cdot x_3 - Kp_1 Kn \cdot (Kv_{11} \cdot x_1 + Kv_{21} \cdot x_9 + Vdis11) \quad \dots(\text{付 3.5})$$

$$Sref_2 = K_2 \cdot x_8 \quad \dots(\text{付 3.6})$$

これにより、電力変換装置 1、電力変換装置 2 の過渡的な出力の最大値 y_{max_1} , y_{max_2} を算出し、式(付 3.2)により電力変換装置のコストに関する評価値行列 $\mathbf{j3}$ を求める。

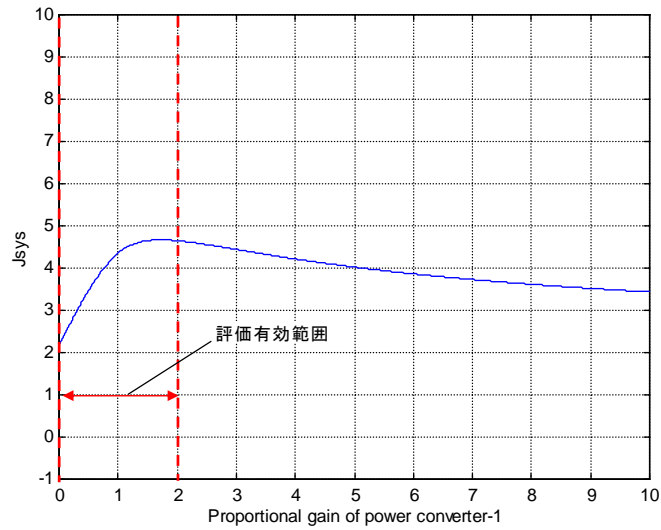
以上より、コスト評価を組み込んだ場合の電圧制御器設計の評価値 J_{sys} を、き電電圧の応答特性に関する評価値行列 $\mathbf{j1}$, き電電圧の安定性に関する評価値行列 $\mathbf{j2}$, 電力変換装置のコストに関する評価値行列 $\mathbf{j3}$ により、式(付 3.7)で定義する。

$$J_{sys} = (\mathbf{j1} + \mathbf{j3}) * \mathbf{j2}^T \quad \dots(\text{付 3.7})$$

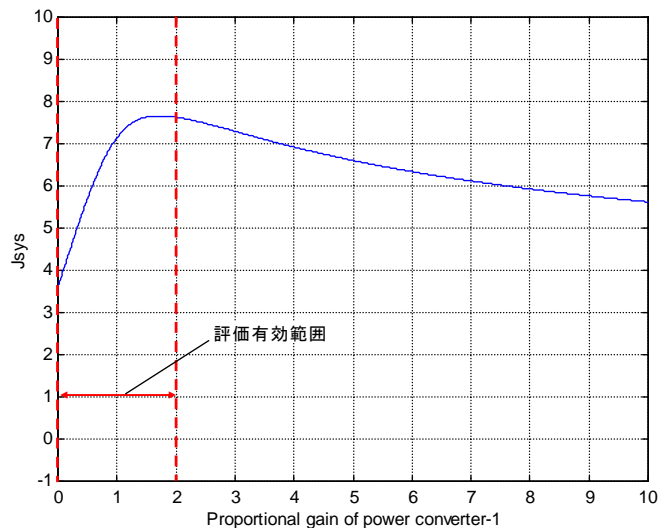
3. 3 評価値算出事例

コスト評価を組み込んだ電圧制御器設計の評価関数により、第 6 章で述べた事例において電圧制御器設計の評価値を算出した。なお、第 6 章ではき電電圧の安定性に関する評価値に減衰係数 5° の余裕を見たが、ここではコスト評価を組み込むことの違いを明確化するため余裕を見ないこととして評価する。

まず、電力変換装置 1 の比例ゲイン Kp をパラメータとして評価値を算出する。第 6 章の図 6. 6. 1 と同じ条件にてコスト評価を組み込まない評価関数で評価値を算出した結果を図付 3. 1 に、コスト評価を組み込んだ評価関数で評価値を算出した結果を図付 3. 2 に示す。評価値の大きさに違いはあるものの、評価有効範囲において $Kp=1.7$ 付近で評価値が最大となっていることについてはほぼ同じ結果となっている。



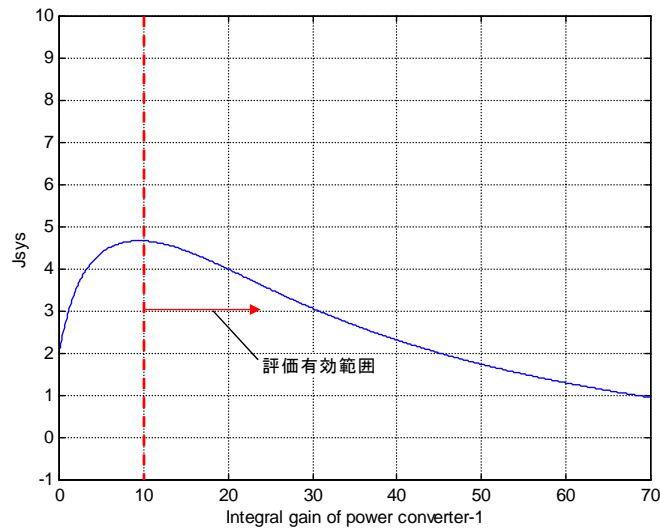
図付 3. 1 電力変換装置 1 の電圧制御設計の評価値（コスト評価なし）
 （電力変換装置 1: Kp 可変, $Ki=10$, $Xsl=0.05$, 電力変換装置 2: $K2=10$, $T2=1$ ）



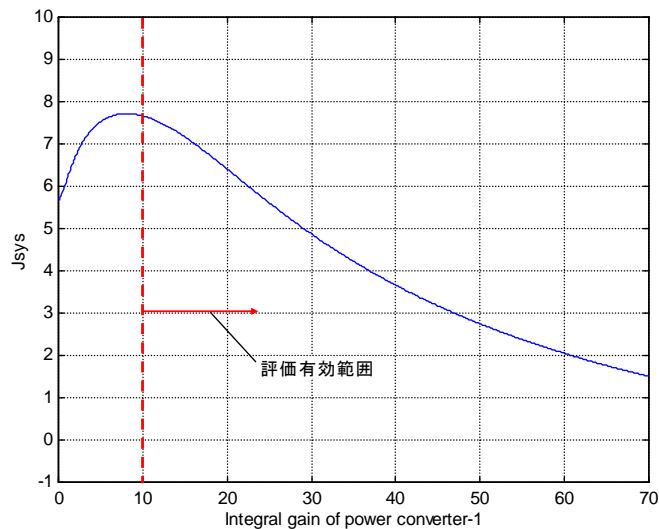
図付 3. 2 電力変換装置 1 の電圧制御設計の評価値（コスト評価あり）
 （電力変換装置 1: Kp 可変, $Ki=10$, $Xsl=0.05$, 電力変換装置 2: $K2=10$, $T2=1$ ）

次に、電力変換装置 1 の積分ゲイン Ki をパラメータとして評価値を算出する。図 6. 6. 2 と同じ条件にてコスト評価を組み込まない評価関数で評価値を算出した結果を図付 3. 3 に、コスト評価を組み込んだ評価関数で評価値を算出した結果を図付 3. 4 に示す。コスト評価ありのほうが、評価値が最大となる積分ゲイン Ki が小さくなる傾向にある。

これは、積分ゲイン Ki が小さいほうが、電力変換装置 1 の出力が大きくなりにくいことが影響していると考えられる。

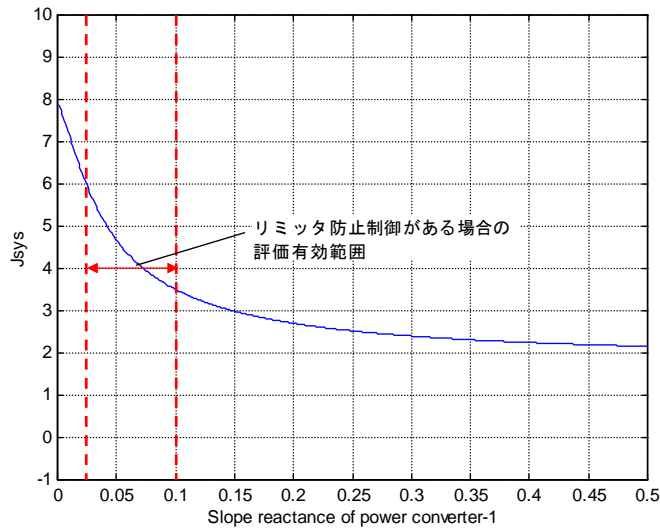


図付 3. 3 電力変換装置 1 の電圧制御設計の評価値（コスト評価なし）
 （電力変換装置 1: $Kp=1.73$, Ki 可変, $Xsl=0.05$, 電力変換装置 2: $K2=10$, $T2=1$ ）

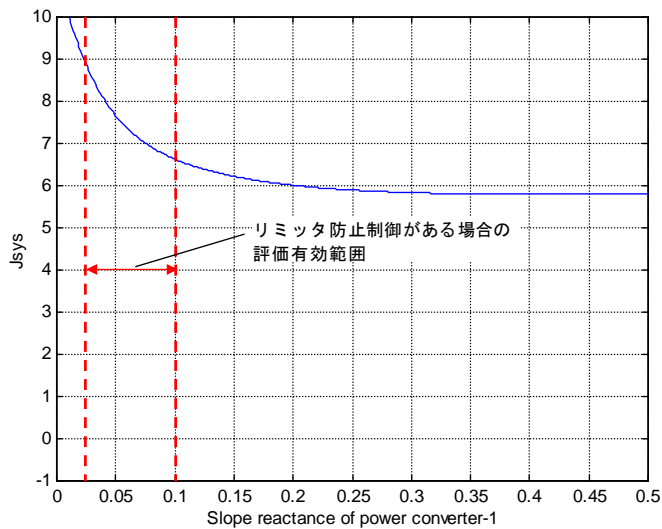


図付 3. 4 電力変換装置 1 の電圧制御設計の評価値（コスト評価あり）
 （電力変換装置 1: $Kp=1.73$, Ki 可変, $Xsl=0.05$, 電力変換装置 2: $K2=10$, $T2=1$ ）

続いて、電力変換装置 1 のスロープリアクタンス Xsl をパラメータとして評価値を算出する。図 6. 6. 3 と同じ条件にてコスト評価を組み込まない評価関数で評価値を算出した結果を図付 3. 5 に、コスト評価を組み込んだ評価関数で評価値を算出した結果を図付 3. 6 に示す。評価値の大きさに違いはあるものの、評価有効範囲において $Xsl=0.025$ が評価値最大となっていることについては同じ結果となっている。



図付 3. 5 電力変換装置 1 の電圧制御設計の評価値（コスト評価なし）
 （電力変換装置 1: $Kp=1.73$, $Ki=10$, Xsl 可変, 電力変換装置 2: $K2=10$, $T2=1$ ）

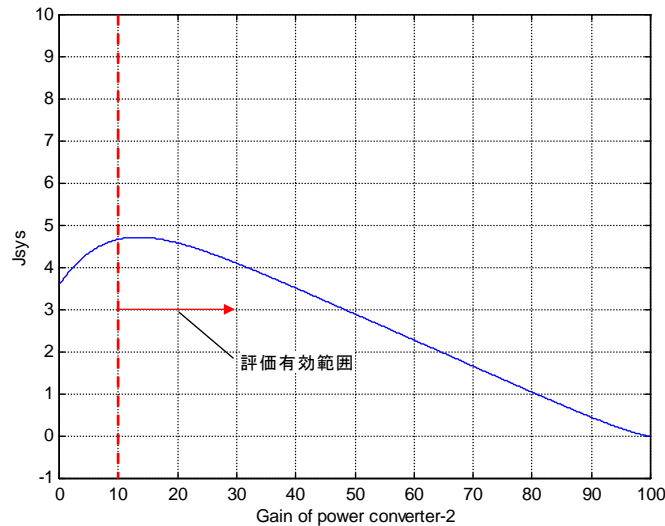


図付 3. 6 電力変換装置 1 の電圧制御設計の評価値（コスト評価あり）
 （電力変換装置 1: $Kp=1.73$, $Ki=10$, Xsl 可変, 電力変換装置 2: $K2=10$, $T2=1$ ）

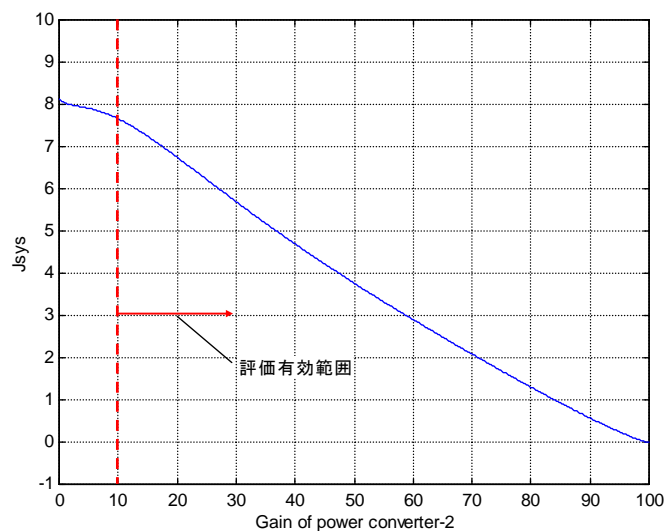
続いて、電力変換装置 2 のゲイン $K2$ をパラメータとして評価値を算出する。図 6. 6. 4 と同じ条件にてコスト評価を組み込まない評価関数で評価値を算出した結果を図付 3. 7 に、コスト評価を組み込んだ評価関数で評価値を算出した結果を図付 3. 8 に示す。コスト評価ありの場合はコスト評価なしの場合と比べてゲイン $K2$ が小さいほうが評価値が高くなっている。

これは、ゲイン $K2$ が小さい場合に電力制御器の電圧指令値と電力変換装置 2 連系点電圧の偏差が大きくなって、電力変換装置 2 の出力が大きくなりにくいことに起因していると考えられる。電圧指令値に電力変換装置連系点電圧が追従しないことについては、き

電圧の応答特性に関する評価値行列 $\mathbf{j1}$ で評価できているが、コストに関する評価値行列 $\mathbf{j3}$ とのバランスにおいて、 $\mathbf{j3}$ の影響が相対的に大きくなりすぎている。つまり、1次遅れ制御のゲイン $K2$ に関しては、コストを評価に加えることは適していないといえる。



図付 3. 7 電力変換装置 2 の電圧制御設計の評価値（コスト評価なし）
 （電力変換装置 1: $Kp=1.73$, $Ki=10$, $Xsl=0.05$, 電力変換装置 2: $K2$ 可変, $T2=1$ ）

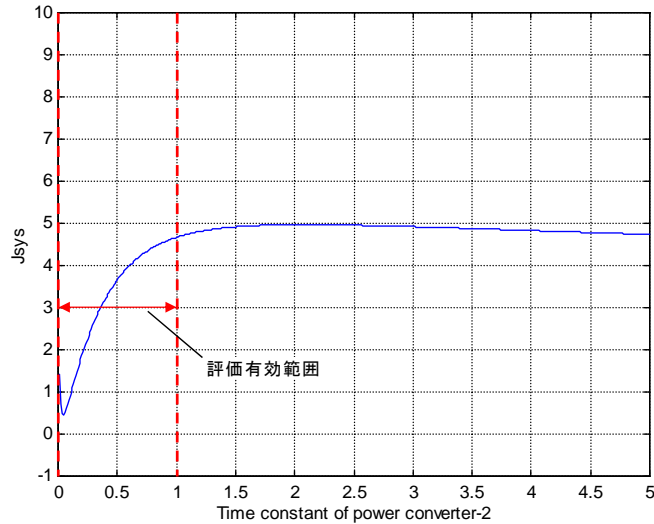


図付 3. 8 電力変換装置 2 の電圧制御設計の評価値（コスト評価あり）
 （電力変換装置 1: $Kp=1.73$, $Ki=10$, $Xsl=0.05$, 電力変換装置 2: $K2$ 可変, $T2=1$ ）

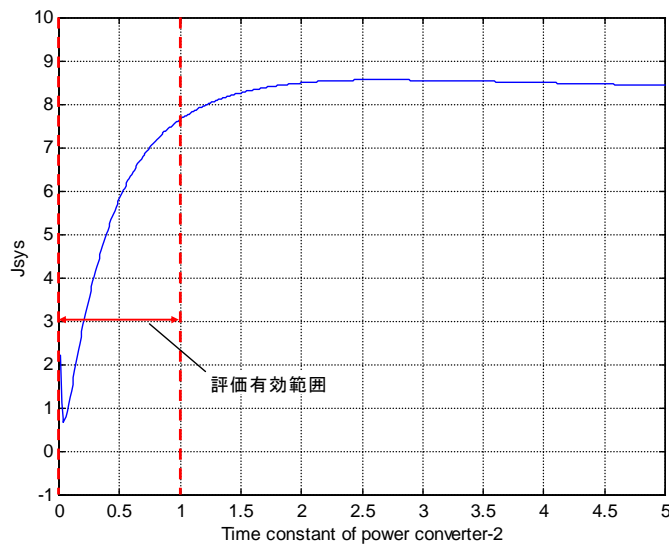
続いて、電力変換装置 2 の時定数 $T2$ をパラメータとして評価値を算出する。図 6. 6. 5 と同じ条件にてコスト評価を組み込まない評価関数で評価値を算出した結果を図付 3. 9 に、コスト評価を組み込んだ評価関数で評価値を算出した結果を図付 3. 10 に示す。コスト評価ありの場合はコスト評価なしの場合と比べて時定数 $T2$ が大きいほうが評価値

は大きくなっている。

これも、時定数 T_2 が大きいほうが、電力変換装置 2 の出力が大きくなりにくいことが影響していると考えられる。



図付 3. 9 電力変換装置 2 の電圧制御設計の評価値（コスト評価なし）
（電力変換装置 1: $K_p=1.73$, $K_i=10$, $X_{sl}=0.05$, 電力変換装置 2: $K_2=10$, T_2 可変）



図付 3. 10 電力変換装置 2 の電圧制御設計の評価値（コスト評価あり）
（電力変換装置 1: $K_p=1.73$, $K_i=10$, $X_{sl}=0.05$, 電力変換装置 2: $K_2=10$, T_2 可変）

3. 4 まとめ

本研究では、電圧制御器設計の評価関数を、き電電圧応答の速さと、き電電圧安定性の 2 点から構成したが、電力変換装置の出力の大きさに関して電圧制御器設計の評価関数に組み込む考え方もあり、コスト評価を組み込むことの検討を行った。

コスト評価の有無によって評価値がどう変わるか比較したが、スロープ付比例積分制御

の積分ゲイン及び1次遅れ制御の時定数については、き電電圧の応答速度が遅くなるほうが評価は高くなる傾向となり、1次遅れ制御のゲインについては、き電電圧の追従性が悪くなるほうが評価は高くなる傾向となった。これらの結果は、新幹線き電システムにおいて必ずしも適正とは言えない評価であること、また、電力変換装置の装置容量は、定常状態解析をもとに、き電電圧を維持するために必要な容量を決定しているのが実情であることから、最終的にはコスト評価を組み込まないかたちで電圧制御器設計の評価関数を定義することとした。

参考文献

- [1] “The Power Supply for the New Paris-South-East Line”, H. Molins, RGCF, vol. 100 (1981), no. 9, pp. 498-502.
- [2] “The traction power supply of new high speed lines of the Italian State Railways, the French National Railways, and the German Federal Railway”, A. Guldenpenning, W. Klein, *Elektrische Bahnen*, vol. 82 (1984), no. 8, pp. 246-256.
- [3] “New Madrid — Seville High-speed Line for RENFE”, B. Ziller, *Elektrische Bahnen*, vol. 88 (1990), no. 5, pp. 205-216.
- [4] “The electric power supply of the section Kassel — Fulda of the new high-speed line Hanover — Wurzburg”, H. Grimrath, H. Hasselberg, *Elektrische Bahnen*, vol. 89 (1991), no. 5, pp. 155-162.
- [5] “Traction energy supply of high-speed line Cologne — Rhine/Main”, W. Eberling, R. Kiefert, D. Moschkau, R. Schmidt, R. Winsel, *Elektrische Bahnen*, vol. 100 (2002), no. 7, pp. 236-246.
- [6] “Electrification of high-speed line Madrid — Lerida”, J. Gil, H. P. Wipfler, H. Tessun, G. Martens, *Elektrische Bahnen*, vol. 100 (2002), no. 12, pp. 466-472.
- [7] “Channel Tunnel Rail Link section1: track and power supply”, D. Bush, Proc. of ICE, Civil Engineering 156, Nov. 2003, pp. 60-63.
- [8] “Rome — Naples — part of Italy's future high-speed network”, R. Klinge, S. Fasciolo, C. Cattaneo, *Elektrische Bahnen*, vol. 103 (2004), no. 4-5, pp. 253-256.
- [9] “Electrification of the high-speed line HSL Zuid”, M. Altmann, R. Matthes, S. Rister, *Elektrische Bahnen*, vol. 103 (2005), no. 4-5, pp. 249-252.
- [10] “Energy supply of the SNCF high-speed lines”, L. Alein, C. Courtois, J. P. Mentel, *Elektrische Bahnen*, vol. 103 (2005), no. 7, pp. 346-353.
- [11] “SVC for the Channel Tunnel Rail Link: providing flexibility and power quality in rail traction”, IEE Seminar on Power — It's a Quality Thing, ABB, 2005.
- [12] “Fifty years of 50 Hz traction energy supply in France — Development and solutions”, C. Courtois, *Elektrische Bahnen*, vol. 105 (2007), no. 4-5, pp. 232-240.
- [13] “Eastern France European HSR Electrical Traction Equipment”, C. Courtois, J. P. Mentel, A. Bobillot, acrps 2007.
- [14] “Overhead contact line systems for 350 km/h high-speed line in China”, G. Zimmert, M. Solka, acrps 2009.
- [15] “Electric installations for the dedicated high-speed passenger line Beijing — Tianjin”, A. Brodkorb, T. Tornow, *Elektrische Bahnen*, vol. 107 (2009), no. 8, pp. 344-350.
- [16] “Power supply of high-speed lines in Italy by 2 AC 50/25 kV 50 Hz”, C. Spalvieri, L. Tranca, *Elektrische Bahnen*, vol. 107 (2009), no. 9, pp. 376-382.
- [17] “System design of the traction power supply for the high-speed line Beijing — Tianjin”, M. Altmann, A. Fischer, T. Tornow, *Elektrische Bahnen*, vol. 109 (2011), no. 11, pp.

582-590.

- [18] 「JR時刻表」, 榊交通新聞社, pp. 51-83, Nov. 2012.
- [19] 「Thomas Cook rail guides EUROPEAN RAIL TIMETABLE SUMMER & AUTUMN 2012」, ダイヤモンド社・ダイヤモンド・ビッグ社.
- [20] 「東海道新幹線 AT 化終わる」, 高實潤史朗, 鉄道と電気技術, vol.2, No. 10, Oct. 1990.
- [21] 「東海道新幹線き電回路におけるSP-SVCによる電圧降下対策」, 持永芳文, 久水泰司, 香山稔, 中村健治, 宮田紀夫, 山村英機, 電気学会交通・電気鉄道研究会講演論文集, TER-92-32.
- [22] 「新幹線電圧変動補償装置の開発と実用化」, 兎束哲夫, 池戸昭治, 上田啓二, 持永芳文, 船橋眞男, 井手浩一, 電気学会電力・エネルギー部門誌, vol. 125, No. 9, 2005, pp. 885-892
- [23] 「電気鉄道ハンドブック」, 監修: 持永芳文, 曾根悟, 望月旭, 持永芳文, 船橋眞男, コロナ社
- [24] 「高速運転に適した交流き電システムの開発」, 新井浩一, 伊藤二郎, 榎本龍幸, 濱寄正一郎, 三浦梓, 持永芳文, (社) 日本鉄道電気技術協会
- [25] 「ATP RULE BOOK」, 日本EMTP委員会, Apr. 2000.
- [26] 「EMTP Journal vol. 11」, 日本EMTP委員会, Mar. 2006.
- [27] 「解説 鉄道に関する技術基準(電気編)」, 国土交通省鉄道局監修, 電気関係技術基準調査研究会編
- [28] 「電気鉄道工学」, 持永芳文著, エース出版
- [29] 「静止形周波数変換装置の開発」, 伊藤健治, 長山徳幸, 大槻みどり, 石塚智嗣, 青山文夫, 吉野輝雄, 高實潤史朗, 大木正之, 久野村健, 平成16年電気学会産業応用部門大会講演論文集, III, pp. 347-352, 2004.
- [30] 「モデル拡充に関する報告書(マニュアル)」, 電気学会電力系統標準モデルの普及・拡充調査専門委員会, pp. 104-105, 2001, http://www2.iee.or.jp/ver2/pes/23-st_model/index030.html.
- [31] 「STATCOMによる電圧安定度の向上」, 米沢比呂志, 井村肇, 新木依子, 天満耕司, 船橋眞男, 寺本仁志, 電気学会電力技術研究会講演論文集, PE-04-1, Jan. 2004.
- [32] “Case Study of a Multi-Infeed HVDC System”, Paulo Fischer, Jiuping Pan, Kailash Srivastava, Wilbur Wang, Chao Hong, *PowerCon 2008 New Delhi*, Oct. 2008.
- [33] “Bremen’s 100-MW static frequency link”, O. Gaupp, P. Zanini, P. Daehler, E. Baerlocher, R. Boeck and J. Werninger, *ABB Review Article*, Issue No. 9, Oct. 1996 (pp.4-17), M420.
- [34] “Control concepts for converter station Jubek”, J. Xie and W. Haut, *Elektrische Bahnen*, vol. 96 (1998), no. 8, pp. 249-256 (in German).
- [35] “Traction power converter Karlsfeld”, V. Fister, D. Lonard, J. Northe and O. Gaupp, *Elektrische Bahnen*, vol. 97 (1999), no. 11, pp. 353-368 (in German).
- [36] “Control conception for voltage controlled 15kV converter stations”, J. Xie and R. Schmidt, *Elektrische Bahnen*, vol. 100 (2002), no. 12, pp. 458-465 (in German).
- [37] 「東清水FC、南福光BTBにおけるシステム検討」, 都竹純一, 石川靖久, 真鳥岩男, 座間正一, 電気学会電力技術研究会講演論文集, PE-98-2, 1998.

- [38] 「広く適用されている高電圧・大容量基幹系統用パワーエレクトロニクス装置」, 堀内恒郎, 野呂康宏, 田辺茂, 東芝レビュー, vol. 55, No. 8, 2000.
- [39] 「電力系統シミュレータによる制御保護装置の検証ー北本連系設備第1極制御保護装置更新」, 牧野芳範, 高橋宏治, 電気学会誌, May. 2008.
- [40] 「154kV, 80MVA SVGの系統試験」, 大槻博司, 長澤隆士, 大西修一, 松野克彦, 峯節郎, 村上昇太郎, 石黒富士雄, 平成3年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, 1991.
- [41] 「自励式インバータを用いた静止形無効電力補償装置による系統安定度の向上」, 松野克彦, 長澤隆士, 大槻博司, 大西修一, 石黒富士雄, 竹田正俊, 電気学会電力・エネルギー部門誌, vol. 112, No. 1, 1992, pp. 57-66
- [42] “Frequency Control in Quebec with DFIG Wind Turbines”, M. Dernbach, D. Bagusche, S. Schrader, *9th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*.
- [43] “Integration of Wind Power into the German High Transmission Grid”, I. Erich, H. Brakelman, *IEEE Power Engineering Society General Meeting 2007*.
- [44] “Study of modeling method of distributed generators considering partial dropout for trunk transmission system”, Shinya Sugita, Yoshihiko Kataoka, Shinya Naoi, Yasuhiro Noro and Ryoichi Ichikawa, *Proceedings of The 2010 International Power Electronics Conference (IPEC-Sapporo 2010)*, pp. 975-980, Jun. 2010.
- [45] 日本 EMTP 委員会 WEB
<http://emtp.web.infoseek.co.jp/jframepage.html>
- [46] 「パワーエレクトロニクスシステムのシミュレーション技術」, 電気学会技術報告, 第761号, 2000
- [47] 「パワーエレクトロニクス用シミュレータとベンチマークテスト」, 木村紀之, 庄山正仁, 奥野敦, 平成13年電気学会産業応用部門大会講演論文集, S10-9, 2001
- [48] 「パワーエレクトロニクスシステムのシミュレーション」, 奥野敦, 小笠原悟司, 電気学会産業応用部門誌, vol. 122, No. 9, 2002, pp. 1-6
- [49] 「パワーエレクトロニクスにおけるモデリングとシミュレーションの実際」, 小笠原悟司, 黒江康明, 平成15年電気学会産業応用部門大会講演論文集, S7, 2003
- [50] “Design and Performance Evaluation of Subsynchronous Damping Controller With STATCOM”, K. R. Padiyar and Nagesh Prabhu, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 3, pp. 1398-1405, July. 2006.
- [51] 「系統構成変更における SVG 制御検討」, 新木依子, 児山篤紘, 天満耕司, 森嶋直樹, 電気学会電力技術研究会講演論文集, PE-08-172, Dec. 2008.
- [52] “Investigation of Subsynchronous Resonance With VSC-Based HVDC Transmission Systems”, Nagesh Prabhu and K. R. Padiyar, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 1, pp. 433-440, Jan. 2009.
- [53] 「制御工学」, 西村正太郎編, 森北出版
- [54] 「古典制御論」, 吉川恒夫著, 昭晃堂
- [55] 「MATLABによる制御工学」, 足立修一著, 東京電機大学出版局

- [56] 「高性能交直変換器の実規模実証試験」, 鈴木宏和, 中島達人, 坂本幸治, 矢島正士, 菅野純弥, 平成 10 年度東京電力電力技術研究所報, pp. 21-26, 1999
- [57] 「自励式変換器－交流ケーブル系の高次高調波共振現象の検討」, 中島達人, 鈴木宏和, 天満耕司, 伊与田功, 電気学会電力・エネルギー部門誌, vol. 124, No. 1, 2004, pp. 69-76
- [58] 「154kV, 80MVA SVGの現地試験」, 長谷川泰三, 吉田良男, 大西修一, 竹田正俊, 瀬戸誠, 村上昇太郎, 平成 4 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, 1992.
- [59] 「東海道新幹線新枇杷島変電所における静止形無効電力発生装置 (SVG) の実負荷試験」, 飯塚昭廣, 平川正澄, 岸田光央, 長谷伸一, 持永芳文, 竹田正俊, 村上昇太郎, 平成 6 年電気学会全国大会講演論文集, No. 1807, 1994.
- [60] 「東北新幹線延伸用 RPC 装置概要とフィールド試験結果について」, 持永芳文, 鈴木厚, 上田啓二, 船橋眞男, 森嶋直樹, 電気学会静止器研究会講演論文集, SA-02-63, 2002.
- [61] 「STATCOM 制御装置の試作とシミュレータ試験検討」, 佐藤正, 松下義尚, 天満耕司, 船橋眞男, 森嶋直樹, 伊与田功, 平成 14 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, 119, 2002.
- [62] “A ±80MVA GCT STATCOM for the Kanzaki Substation”, Toshiyuki Fujii, Sadao Funahashi, Naoki Morishima, Masahiro Azuma, Hitoshi Teramoto, Naotaka Iio, Hiroshi Yonezawa, Daisuke Takayama, and Yoriko Shinki, *Proceedings of The 2005 International Power Electronics Conference (IPEC-Niigata 2005)*, pp. 1299-1306 Apr. 2005.
- [63] 「31.5MVA 自励式無効電力補償装置およびフリッカ評価装置デジタル化の開発」, 秀瀬浩一, 大串恒二, 石塚智嗣, 青山文夫, 平成 19 年電気学会産業応用部門大会講演論文集, 1-124, 2007.

研究業績

1 内外論文誌への本研究に関連する査読付原著論文

国内誌

- [1] 久野村健, 大西満, 甲斐正彦, 飯尾尚隆, 大槻みどり, 石塚智嗣, 「固定力率出力方式の交流電圧制御を行う静止形周波数変換装置」, 電気学会産業応用部門誌, vol. 129, No. 7, 2009, pp. 768-774
- [2] 久野村健, 古関隆章, 「複数の電力変換装置を用いた新幹線き電システムの交流電圧制御の安定性解析」, 電気学会産業応用部門誌, vol. 130, No. 4, 2010, pp. 536-543
- [3] 久野村健, 横須賀盛之, 新井誠一, 久保田智也 「電力補償装置による新幹線の電力供給安定化」, 電気学会産業応用部門誌, vol. 133, No. 1, 2013, pp. 77-83

海外誌

- [1] Ken Kunomura, Mitsuru Onishi, Masahiko Kai, Naotaka Iio, Midori Otsuki, Yoshinori Tsuruma, and Naoya Nakajima, “Electronic Frequency Converter Feeding Single-Phase Circuit and Controlling Feeder Voltage With Fixed Power Factor Method for Shinkansen”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 9, pp. 3888–3896, Sep. 2012.

2 学会誌、技術専門誌等への本研究に関連する解説論文

国内誌

- [1] 久野村健, 「新幹線単相き電用静止形周波数変換装置の開発」, JREA, vol. 52, No. 12, pp. 34713-34716, Dec. 2009.
- [2] 久野村健, 飯尾尚隆, 大槻みどり, 青山文夫, 「新幹線単相き電用静止形周波数変換装置」, 東芝レビュー, 2009 vol. 64, No. 9, pp. 45-48.
- [3] 久野村健, 「新幹線単相き電用静止形周波数変換装置の導入」, 鉄道と電気技術, vol. 21, No. 1, pp. 13-17, Jan. 2010.
- [4] 久野村健, 飯尾尚隆, 「静止形周波数変換装置」, 電気学会誌, 2010 vol. 130, No. 8, pp. 530-531.

3 本研究に関連する特許登録、特許出願

- [1] 特開 2009-107544 「交流電気鉄道の切替セクションにおける異電源の投入制御方法」
飯尾尚隆, 久野村健, 古賀俊作, 横須賀盛之, 2009.5.21 公開
- [2] 特開 2009-118685 「交流電圧制御方法」大槻みどり, 飯尾尚隆, 久野村健, 大西満,
2009.5.28 公開

- [3] 特開 2009-190641「交流電気鉄道の切替開閉器の制御方法」飯尾尚隆, 久野村健, 横須賀盛之, 2009.8.27 公開
- [4] 特許第 4568111 号「電力変換制御装置」大槻みどり, 久野村健, 野呂康宏, 伊藤健治, 長山徳幸, 2010.8.13 登録
- [5] 特開 2010-183746「過電流検出装置及び方法」森実紀, 西川孝雄, 久野村健, 木下哲, 2010.8.19 公開
- [6] 特開 2010-200535「インバータ制御装置」大槻みどり, 飯尾尚隆, 久野村健, 大西満, 甲斐正彦, 2010.9.9 公開
- [7] 特許第 4734213 号「電力変換装置あるいは無効電力補償装置による交流電圧制御方法」大槻みどり, 飯尾尚隆, 久野村健, 大西満, 2011.4.28 登録

4 そのほかの査読付原著論文

海外誌

- [1] Kansuke Fujii, Ken Kunomura, Kiyochi Yoshida, Akio Suzuki, Shigeo Konishi, Mitsuru Daiguji and Kenji Baba, “STATCOM applying flat-packaged IGBTs connected in series”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 20, no. 5, pp. 1125–1132, Sep. 2005.

5 技術専門誌等のその他解説論文

国内誌

- [1] 久野村健, 「300系車両と地上設備」, 鉄道と電気技術, vol.4, No. 4, pp. 32-33, Apr. 1993.
- [2] 久野村健, 「無効電力補償装置について 電力の安定供給」, JREA, vol. 36, No. 7, pp. 21851-21854, Jul. 1993.

6 国際会議発表論文

- [1] Ken Kunomura, Kiyochi Yoshida, Kenji Ito, Noriyuki Nagayama, Midori Otsuki, Tomotsugu Ishizuka, Fumio Aoyama, “Electronic Frequency Converter”, Proceedings of *The 2005 International Power Electronics Conference (IPEC-Niigata 2005)*, S37-1, pp. 1-6 Apr. 2005.
- [2] Ken Kunomura and Takafumi Koseki, “A simplified stability analysis for modern A.C. feeder voltage control using multiple power converters for Shinkansen systems”, Proceedings of *ICEMS 2009*, LS2B-1, pp. 1-6, Nov. 2009.
- [3] Ken Kunomura, Mitsuru Onishi, Masahiko Kai, Naotaka Iio, Midori Otsuki, “Electronic Frequency Converter Feeding Single-Phase Circuit for Shinkansen”, Yoshinori Tsuruma, and Naoya Nakajima, Proceedings of *The 2010 International Power Electronics Conference (IPEC-Sapporo 2010)*, pp. 3136-3143, Jun. 2010.

7 国内学会大会、学会研究会での発表論文

- [1] 伊藤健治, 長山徳幸, 大槻みどり, 石塚智嗣, 青山文夫, 吉野輝雄, 高實潤史朗, 大木正之, 久野村健, 「静止形周波数変換装置の開発」, 平成 16 年電気学会産業応用部門大会講演論文集, III, pp. 347-352, 2004.
- [2] 大木正之, 久野村健, 長山徳幸, 「東海道新幹線向け静止形周波数変換装置」, 第 41 回鉄道サイバネ・シンポジウム論文集, No.618, Nov. 2004.
- [3] 渡辺宗義, 岡井政彦, 久野村健, 「電力融通による延長き電時の電圧補償効果」, 平成 17 年電気学会全国大会講演論文集, V, pp. 295-296, 2005.
- [4] 久野村健, 古賀俊作, 渡辺宗義, 斎藤勉, 長山徳幸, 山本博, 青山文夫, 「新幹線切替開閉器の静止化について」, 平成 18 年電気学会全国大会講演論文集, V, pp. 271-272, 2006.
- [5] 持永芳文, 久水泰司, 兎束哲夫, 久野村健, 山崎修司, 上村修, 長山徳幸, 「交流 AT き電回路の差電圧演算標定方式の特殊区間への応用」, 平成 19 年電気学会全国大会講演論文集, V, pp. 248-249, 2007.
- [6] 久野村健, 「東海道新幹線における電力変換装置の導入事例」, 平成 19 年電気学会産業応用部門大会講演論文集, III, pp. 69-74, 2007.
- [7] 久保田智也, 皆川良一, 久野村健, 「自励式 SVC の構成適正化の検討」, 平成 20 年電気学会全国大会講演論文集, V, pp. 105-106, 2008.
- [8] 久野村健, 大西満, 甲斐正彦, 飯尾尚隆, 大槻みどり, 青山文夫, 「固定力率出力電圧制御を行う静止形周波数変換装置」, 電気学会電力技術研究会講演論文集, PE-08, 166-174, pp.31-36, Dec. 2008.
- [9] 久野村健, 大西満, 甲斐正彦, 飯尾尚隆, 大槻みどり, 鶴間義徳, 中島直哉, 「静止形周波数変換装置」, 平成 21 年電気学会全国大会講演論文集, IV, pp. 237-238, 2009.
- [10] 久野村健, 古関隆章, 「複数の電力変換装置を用いた新幹線き電システムの交流電圧制御の安定性解析」, 平成 21 年電気学会産業応用部門大会講演論文集, III, pp. 259-264, 2009.
- [11] 久野村健, 飯尾尚隆, 大西満, 大槻みどり, 甲斐正彦, 青山文夫, 「新幹線単相き電用静止形周波数変換装置」, 第 46 回鉄道サイバネ・シンポジウム論文集, No.616, Nov. 2009.
- [12] 腰塚正, 川崎圭, 丸山志郎, 齊藤実, 長山徳幸, 久野村健, 「スコット結線変圧器の励磁突入電流抑制のための遮断器投入位相制御」, 平成 22 年電気学会産業応用部門大会講演論文集, III, pp. 205-206, 2010.
- [13] 久野村健, 腰塚正, 川崎圭, 丸山志郎, 齊藤実, 長山徳幸, 「スコット変圧器投入位相制御方式について」, 第 48 回鉄道サイバネ・シンポジウム論文集, No.601, Nov. 2010.
- [14] 川崎圭, 腰塚正, 楠山宏, 丸山志郎, 齊藤実, 長山徳幸, 久野村健, 「スコット結線変圧器の投入位相制御による励磁突入電流抑制実験」, 平成 23 年電気学会産業応用部門大会講演論文集, III, pp. 257-258, 2011.
- [15] 久野村健, 横須賀盛之, 久保田智也, 「電力補償装置による新幹線の電力供給安定

化」，電気学会電力技術研究会講演論文集，PE-11，182-189，pp. 1-6, Dec. 2011.

- [16] 久保田智也，鈴木直樹，久野村健，「新幹線の既存のき電系統に連系する自励式電力変換装置の制御保護技術の開発」，平成 24 年電気学会産業応用部門大会講演論文集，V，pp. 249-252，2012.

8 受賞歴

- [1] 平成 16 年度鉄道電気技術賞，「東海道新幹線静止形周波数変換装置の開発」，大木正之，久野村健，長山徳幸，青山文夫
- [2] 第 53 回（平成 17 年度）電気科学技術奨励賞，「東海道新幹線静止形周波数変換装置の開発」，久野村健，大木正之，伊藤健治
- [3] 第 57 回（平成 21 年度）電気科学技術奨励賞，「東海道新幹線単相き電用静止形周波数変換装置の開発」，久野村健，甲斐正彦，飯尾尚隆
- [4] 平成 21 年度鉄道電気技術賞最優秀賞，「東海道新幹線単相き電用静止形周波数変換装置の開発」，久野村健，大西満，甲斐正彦，飯尾尚隆，石塚智嗣
- [5] 第 68 回（平成 24 年）電気学術振興賞進歩賞（最多得票），「新幹線単相き電用静止形周波数変換装置の開発」，久野村健，飯尾尚隆，石塚智嗣

