



修 士 論 文

一機無限大母線系統三相地絡事故時の 安定化手法の違いによる発電機回転子 加速エネルギー抑制効果の比較検討

平成 21 年 2 月 4 日提出

指導教員 馬場旬平 准教授

東京大学大学院 工学系研究科 電気工学専攻

学籍番号 76424

広橋 滋人

内容梗概

発電機の脱調は機械入力と電気出力（発電機出力）の不平衡に起因する。現在、これら電力制御可能な電力機器（以後、系統安定化装置）を用いて発電機の一波脱調を抑制する場合、界磁電流や無効電力を制御して発電機端子電圧を変化させることにより、間接的に発電機出力を調整する手法が一般的である。一方でエネルギー貯蔵装置や制動抵抗などを用いて発電機出力を直接制御する手法も提案されており、機器容量や制御性などで優位性があるのではないかと考えられている。

現在、これらの手法を用いた個別の検討はなされているが、励磁制御・電力制御・制動抵抗などの対策を統一的に比較検討した考察はほとんどなされていない。そのため、簡易なモデルを用いて発電機一波脱調抑制効果と系統安定化手法の関係を考察する事で、手法の特性を活かした発電機一波脱調抑制方法の構築が期待される。

先行研究では、電力制御の違いによる発電機一波脱調抑制効果の比較はなされているが、調速機及び励磁方式として簡易なモデルを用いている。さらに、事故除去後も一定電力制御を行っており、事故中のみの電力制御における発電機一波脱調抑制効果の比較がなされていない。本研究では、最も基本的な系統構成である一機無限大母線系統において、調速機及び励磁方式として電気学会の電力系統標準モデルを用い、系統安定化手法（励磁制御・電力制御・制動抵抗）における発電機一波脱調抑制効果の比較検討を行った。また、発電機一波脱調抑制の中でも加速エネルギー抑制のために系統安定化手法を用いる事で、手法の違いによる抑制効果を明確化させた。

その結果、長距離送電における発電機回転子の加速エネルギー抑制手法としては、積極的に発電機出力を制御する様な制御手法よりも、制動抵抗の様に電圧の変化に依存する受動的な制御手法の方が優れる可能性がある事がわかった。

目次

第1章	序論	2
1.1	背景	2
1.2	研究の目的	3
1.3	論文の構成	3
第2章	安定化手法の原理	5
2.1	電力系統安定化の基礎原理 [4]	5
2.2	系統安定化装置の例及び安定化手法の概要	6
2.2.1	電力制御	6
2.2.2	制動抵抗	9
2.2.3	励磁制御	9
2.3	安定化手法による電力系統安定化の原理	10
第3章	最小必要容量の概要及び計算機シミュレーションによる比較検討方法	13
3.1	最小必要容量の概要	13
3.1.1	最小必要容量の計算方法	13
3.2	計算機シミュレーションによる比較検討方法	15
3.2.1	安定化手法における制御方法	15
3.2.2	電力系統及び発電機の諸元	15
3.2.3	系統事故と制御のシーケンス	17
3.2.4	安定化手法における加速エネルギー抑制効果の比較検討方法	19
第4章	調速機及び励磁制御における発電機回転子の加速エネルギー抑制効果	20
4.1	調速機による加速エネルギー抑制効果	20
4.2	励磁制御による加速エネルギー抑制効果	21
4.2.1	発電機界磁電圧における前提	21
4.2.2	励磁電流及び発電機内部起電力における仮定	21
4.3	章のまとめ	27
第5章	安定化手法における加速エネルギー抑制効果の比較及び考察	28
5.1	制御開始時間遅れを考慮しない場合	28
5.1.1	系統設定ごとにおける比較及び考察	28
5.1.2	安定化手法ごとにおける比較及び考察	34
5.2	制御開始時間遅れを考慮した場合	42
5.2.1	制御開始時間遅れの有無における比較及び考察	42
5.3	章のまとめ	43

第 6 章 結論	45
6.1 本論文の成果	45
6.2 今後の課題	45
付 録 A 計算機シミュレーションによる検討方法	51
A.1 同期機の基礎原理 [16]	51
A.1.1 同期機の基本式	51
A.1.2 機器定数	51
A.1.3 時定数	52
A.1.4 機器定数を用いて表した Park の式と等価回路	53
A.1.5 Park の式の別の表現	54
A.1.6 発電機の内部を表す微分方程式	55
A.2 計算機シミュレーション方法	56
A.2.1 初期潮流計算	56
A.2.2 発電機諸量の初期値の計算	57
A.2.3 系統計算	57
A.2.4 発電機内部状態の微分方程式の計算	59
A.2.5 系統基準座標での発電機内部起電力の計算	60
付 録 B 保護リレーシステム [7]	61
B.1 保護リレーシステムの目的と構成	61
B.2 保護リレーシステムの種類	61
B.2.1 事故除去リレーシステム	62
B.3 送電線保護	63
B.3.1 送電線保護リレー方式の特徴	63
B.3.2 パイロットリレー方式	63
B.3.3 信号伝送を必要としない送電線保護リレー方式	65

第1章 序論

1.1 背景

電力系統は、電気エネルギーを発生してから消費するまでの一連のプロセスであり、発電、送電、変電、需要家を含めた巨大なネットワークを構成している。電力系統において何らかの事故が発生した場合、発電電力と消費電力のバランスが崩れ、同期発電機において同期速度と実際の回転速度が一致なくなり、その度合いが大きくなると発電機は脱調をきたす。

多くの発電所や送電線が連系されると安定性や信頼性が向上される。一方で、電力系統における送電距離が長いほど、また発電機出力が大きいほど発電機の脱調は起こりやすい。近年、電力需要の大都市集中化や大容量電源の遠隔地設置などを背景に長距離送電が行われており、発電機が脱調し易い系統が構成される可能性があり、これを防止するためには何らかの対策が必要となる。

現在、電力系統の過渡安定度向上対策として制動抵抗、エネルギー貯蔵装置、SVC (Static Var Compensator)、STATCOM (STATic Synchronous COMPensator)、自動電圧調整装置 (AVR : Automatic Voltage Regulator) 及び PSS (Power System Stabilizer) を組み合わせた速応励磁制御等が検討、採用されている。特にエネルギー貯蔵装置として近年研究されているものには、高性能二次電池、電気二重層キャパシタ (EDLC : Electric Double Layer Capacitor)、フライホイールや超電導磁気エネルギー貯蔵装置 (SMES : Superconducting Magnetic Energy Storage) 等を用いたものがあるが、電力系統に応用するためには図 1.1 のような諸元を持つ必要があるとされている [1]。

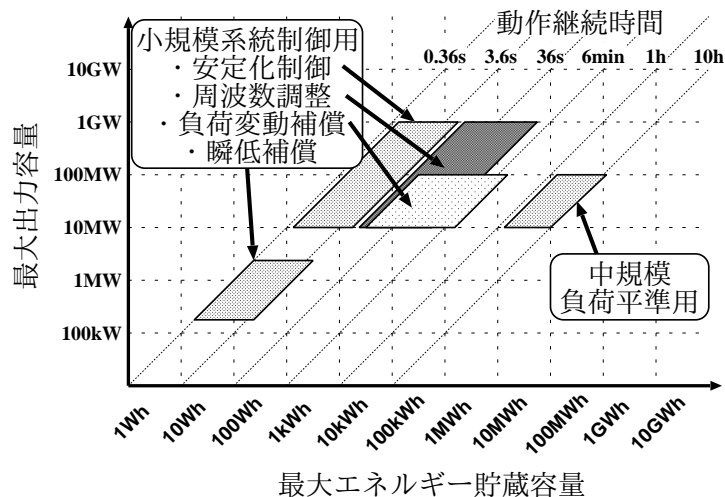


図 1.1: 系統制御用エネルギー貯蔵装置に求められる性能

発電機の脱調は機械入力と電気出力（発電機出力）の不平衡に起因する。現在、これら電力制御可能な電力機器（以後、系統安定化装置）を用いて発電機の一歩脱調¹を抑制する場合、界磁電流や無効

¹ 系統事故後の相角度動揺の一歩目で発電機が脱調すること。

電力を制御して発電機端子電圧を変化させることにより、間接的に発電機出力を調整する手法が一般的である。一方でエネルギー貯蔵装置や制動抵抗などを用いて発電機出力を直接制御する手法も提案されており、機器容量や制御性などで優位性があるのではないかと考えられている [2]。

現在、これらの手法を用いた個別の検討はなされているが、励磁制御・電力制御・制動抵抗などの対策を統一的に比較検討した考察はほとんどなされていない。そのため、簡易なモデルを用いて発電機一波脱調抑制効果と系統安定化手法の関係を考察する事で、手法の特性を活かした発電機一波脱調抑制方法の構築が期待される。

先行研究では、電力制御の違いによる発電機一波脱調抑制効果の比較はなされているが、调速機及び励磁方式として簡易なモデルを用いている。さらに、事故除去後も一定電力制御を行っており、事故中のみの電力制御における発電機一波脱調抑制効果の比較がなされていない [3]。本研究では、最も基本的な系統構成である一機無限大母線系統²において、调速機及び励磁方式として電気学会の電力系統標準モデルを用い、系統安定化手法（励磁制御・電力制御・制動抵抗）における発電機一波脱調抑制効果の比較検討を行った。また、発電機一波脱調抑制の中でも加速エネルギー抑制のために系統安定化手法を用いる事で、手法の違いによる抑制効果を明確化させた。

1.2 研究の目的

本研究で用いる系統安定化手法（以後、安定化手法）は以下に示す通りである。

- 有効電力（P 制御）
- 無効電力一定（Q 制御）
- 皮相電力一定（P+Q 制御）
- 制動抵抗（R 制御）
- 制動抵抗及び無効電力一定（R+Q 制御）

本研究の目標は、安定化手法における発電機一波脱調抑制効果の比較検討を行う事である。発電機一波脱調抑制は、発電機回転子の加速エネルギー抑制及び減速エネルギー増大を図る事で可能であり、安定化手法による抑制方法として以下のことが考えられる。

step 1 事故中のみ（発電機回転子の加速エネルギー抑制のために）安定化手法を用いる

step 2 事故除去以降も（発電機回転子の加速エネルギー抑制及び減速エネルギー増大のために）安定化手法を用いる

本研究の目的は、発電機一波脱調抑制の第一段階として事故中のみ検討し、安定化手法における発電機回転子の加速エネルギー抑制効果の比較検討を行う事である。比較検討方法として、安定化手法における最小必要容量³の算出及び考察により行う。

1.3 論文の構成

1 章では、序論として本研究の背景及び目的について述べた。

2 章では、電力系統安定化の基礎原理について述べ、安定化手法の原理についてまとめる。

² 発電機が送電線を介して、電圧と周波数が常に一定と見なせる無限大母線に接続された系統構成。

³ 発電機回転子の加速エネルギー抑制に要する電力容量

3 章では、事故検知方法及び事故検知時間遅れを把握するために、保護リレーシステムについてまとめる。

4 章では、安定化手法における最小必要容量の算出及び計算機シミュレーションによる比較検討方法についてまとめる。

5 章では、調速機及び励磁制御における発電機回転子の加速エネルギー抑制効果について述べる。

6 章では、安定化手法における発電機回転子の加速エネルギー抑制効果を、最小必要容量の算出及び比較により行う。系統設定及び制御開始時間を変えた時の比較及び考察を行い、安定化手法における加速エネルギー抑制効果についてまとめる。

7 章では、本研究の成果をまとめ、結論を述べると共に、今後の課題を示す。

第2章 安定化手法の原理

2.1 電力系統安定化の基礎原理 [4]

電力系統の安定性を議論する場合、大きくわけて定態安定度と過渡安定度の2種類の考え方が存在する。定態安定度は安定平衡点近傍での微小な擾乱に対する安定度、過渡安定度は大きな擾乱が生じたときの安定度をそれぞれ意味する。本論文においては系統事故による発電機の一過脱調抑制を検討しているため、過渡安定度で議論する必要がある。

過渡安定度は大域的な安定性を扱うため、その解析は電力の非線形性を考慮する必要があり、容易ではない。しかし、解析対象が系統事故発生直後の短時間での発電機の同期はずれであれば、発電機の制御系の応答は十分に伝達されず、その間発電機はある程度内部電圧を維持した一定の電圧源であると考えることができ、解析モデルは簡単化することができる。以下では、過渡安定度の基本的な解析方法である等面積法を用いて系統安定化制御の原理を説明する。ただし、等面積法は一機無限大母線系統（または二機）でのみ適用できる方法である。

発電機慣性時定数を M 、発電機回転子角速度を ω 、相差角¹を δ 、機械的入力を P_m 、電氣的出力を P_e 、加速電力を P_a とした時、発電機回転子の運動方程式は最も単純な形式として式 (2.1) のように表せる。

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (2.1)$$

$$\omega = \frac{d\delta}{dt} \quad (2.2)$$

式 (2.1) より、電力の需給バランスが崩れることで発電機回転子の乱調が発生することが分かる。従って、発電機の乱調・脱調を議論する場合、電力の需給バランスを合わせることによって角速度・相差角を安定させることが安定化手法の基本となる。

次に、式 (2.1) の両辺に $d\delta/dt$ をかけると、

$$M \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{d\delta}{dt} P_a \quad (2.3)$$

式 (2.3) の左辺について、

$$M \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{d}{dt} \left\{ \frac{1}{2} M \left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right\} = \frac{dE}{dt} \quad (2.4)$$

$$\frac{dE}{dt} = P_a \frac{d\delta}{dt} \quad (2.5)$$

$$E = \int dE = \int P_a d\delta \quad (2.6)$$

従って、機械的入力 P_m と発電機出力 P_e の差である加速電力 P_a を δ で積分すれば発電機回転子の加速エネルギーが分かる。

今、図 3.5 に示す様に、一機無限大母線系統における二回線送電のうち一回線で三相地絡事故が発生し、その後、事故回線を開放して事故が除去された場合を想定する。図 2.2 は、各状態での電力相

¹ 基準角速度で回転する仮想基準座標軸と、実際の発電機回転子位置の差の角度

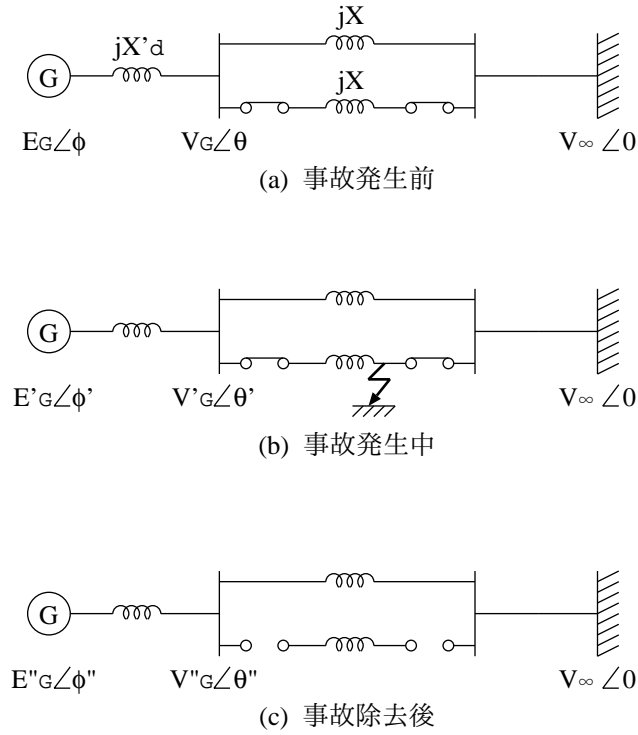


図 2.1: 系統構成及び系統事故のシーケンスの例

差角曲線を示している。事故中の発電機出力 P_e は極めて小さくなり、事故が除去される間に相差角が δ_c まで動いたとした時、系統に与えられた加速エネルギーは E_a で表される。事故除去後減速に使うことができる最大のエネルギーは E_b である。従って、 $E_a < E_b$ なら安定、 $E_a = E_b$ のときに安定限界となり、 $E_a > E_b$ ならば発電機は脱調してしまう。

2.2 系統安定化装置の例及び安定化手法の概要

本研究における安定化手法として、電力制御（有効電力制御及び無効電力制御）、制動抵抗、励磁制御がある。ここでは、これらの手法を用いる場合に想定される系統安定化装置の例と、各手法の概要について述べる。

2.2.1 電力制御

SMES

SMES は図 2.3 に示すように、超電導コイル、電力変換器、冷却装置等から構成される。超電導コイルは、通電しても電流が減衰することなく一定の磁場を発生し続けることができる。SMES は超電導体の電気抵抗零の特徴を利用し、電気エネルギーを磁気エネルギーとして貯蔵することができる装置である。SMES は電磁氣的にエネルギーを蓄えるところが特徴であり、他のエネルギー貯蔵装置と比べても、速い応答性を有し、頻繁な充放電にも劣化が少なく、貯蔵効率が良いなどの特徴を持つ。

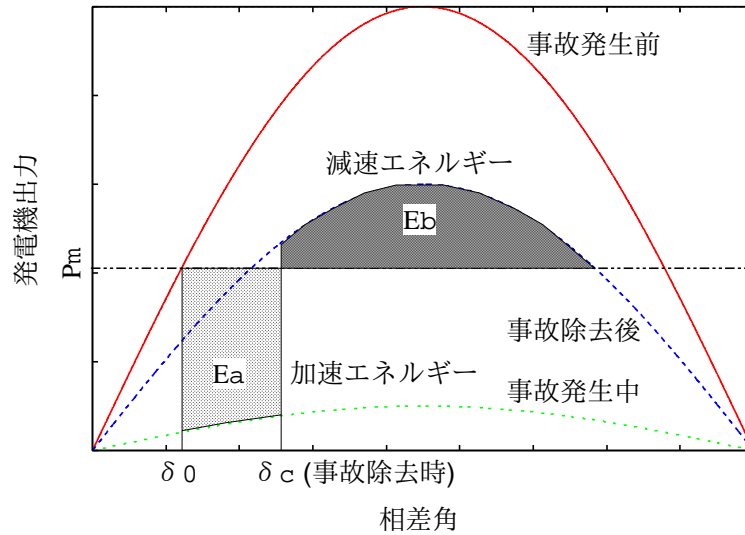


図 2.2: 等面積法による過渡安定度の考え方

SMES に貯蔵できるエネルギー E は、超電導コイルのインダクタンス L と通電電流 I_d で決まり、以下のように表すことができる。

$$E = \frac{1}{2} L I_d^2 \quad (2.7)$$

また、超電導コイル端子間の直流平均電圧 V_d と超電導コイル電流 I_d との間には、次式のような関係が成立する。

$$V_d = L \cdot \frac{dI_d}{dt} \quad (2.8)$$

従って、超電導コイルの吸収、放出できる電力 P_d は、次式で与えられる。

$$P_d = V_d \cdot I_d = L \cdot I_d \cdot \frac{dI_d}{dt} \quad (2.9)$$

交流側に電力を放出する場合は、電力変換器を制御し SMES 設置端子電圧に対する交流電流出力の位相と大きさを変化させることで、有効・無効電力をそれぞれ独立かつ自由に出力することが可能となる。この様に SMES は、有効・無効電力の両方を制御できることから、電力系統の安定化に対する制御性能が向上すると考えられている。

EDLC

EDLC は一般的な二次電池と比較し大電流の充放電が可能であり、充放電サイクル寿命が優れた蓄電デバイスである。また、二次電池と異なり化学反応を伴わず活性炭表面のイオンの物理的吸着のみでエネルギーの蓄積を行なう為、以下のような特長を持つ。

- 劣化が少なく数百万サイクルの充放電が可能
- 出力密度が高く、急速 (大電流) 充放電が可能
- 充放電効率が高く出力密度 1kW/kg でも 95 % 以上の出力効率が得られる
- 構成材料に重金属を使用していないため環境に優しい。

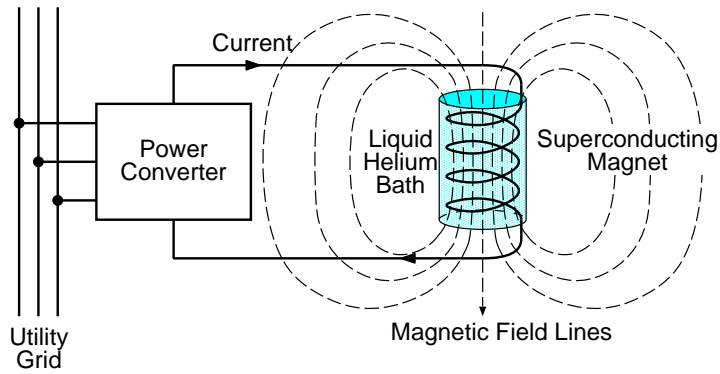


図 2.3: SMES の概念図

- 異常時の安全性が高く、外部短絡しても故障しない。

系統事故時における系統安定化対策としては、SMES や蓄電装置が有効であるとされ研究が進んでいたが、近年では蓄電方式より遥に簡単な設備で大幅な系統安定性の改善が可能との報告がなされている [5]。

SVC

コンデンサによる進み無効電力とリアクトルによる遅れ無効電力の大きさを他励式素子の入切により制御する装置である。いくつかの種類があり、サイリスタでコンデンサやサイリスタの入切をするもの、図 2.4 のように固定コンデンサと並列接続されたリアクトルの電流をサイリスタで制御するもの、これら 2 種類を合わせてコンデンサの入切とリアクトル電流を制御するもの等がある。

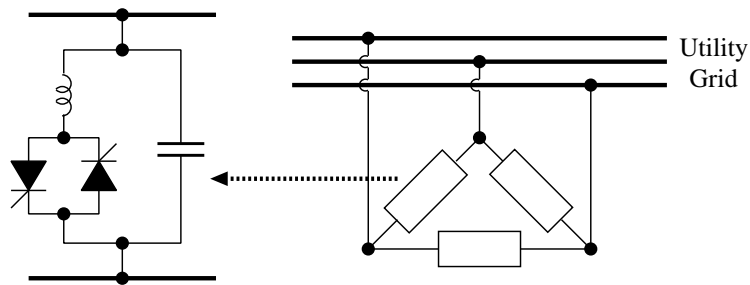


図 2.4: SVC の概念図

STATCOM

直流のコンデンサの電圧を利用し、自励式電力変換器を用いて直流を交流に変換する際に電力系統の母線電圧に対して 90° 位相が進んだ電流、または遅れた電流を注入することにより無効電力を高速に制御できる機器である。

電流の位相が母線電圧に対して 90° 以外の位相差を持つとコンデンサから有効電力が流入 (流出) し、コンデンサ電圧が急速に増加 (減少) することになるため、無効電力しか制御することができない。

ただし、SVC と比較すると、系統電圧が低下した場合でも無効電力の制御量を大きく取ることができる特徴がある。

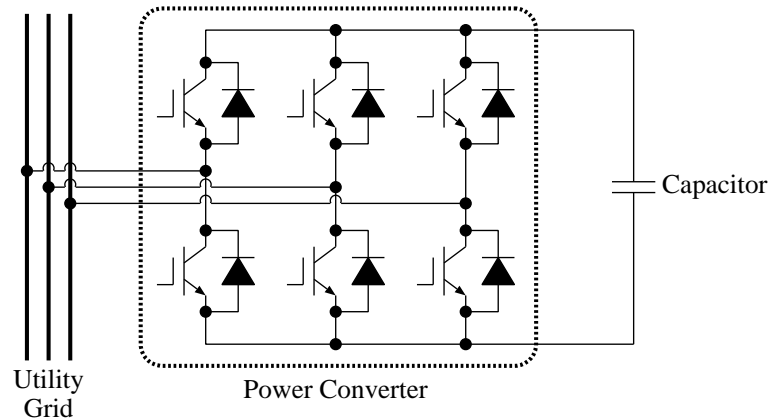


図 2.5: STATCOM の概念図

2.2.2 制動抵抗

発電所から需要地まで大電力を輸送している電源送電線において短絡等の系統事故が発生すると、発電機には大きな加速エネルギーが蓄えられるが、この加速エネルギー蓄積による発電機の脱調を抑制し過渡安定度を向上させる有効な手法の一つとして、発電機端子に並列に抵抗負荷を挿入して発電機からの電氣的出力を強制的に増加させ、加速エネルギーを抑制させる方法がある。制動抵抗は系統事故時に過渡安定度を保つ装置として効果的な制御装置である事が確認されている [6]。

2.2.3 励磁制御

AVR

AVR はフィードバック制御系を構成しており、その構成は図 2.6 のようになっている。AVR は主発電機の端子電圧を一定に維持することが主目的であるが、場合によっては安定度向上その他の目的のために、主発電機端子電圧以外の補助制御信号が用いられる。また、主発電機の容量が大きくなり、自動電圧調整装置に必要とされる制御性能も一段と高まるにつれて、主励磁機を制御する電力増幅器も一段と強力となって、主電力増幅器の他に前置電力増幅器がおかれるのが一般化している。

AVR は定態安定度と過渡安定度の両者を向上させる事が出来るが、その効果には違いがある。定態安定度向上の面から見れば、AVR の応動速度には最適値があり、応動速度があまり速くとも乱調と呼ばれる不安定現象を引き起こす事になる。一方、過渡安定度の向上の面から見れば、事故などによる過渡動揺時の同期機の入出力不均衡を軽減するための一つの手段として、同期機の電氣的出力を迅速に制御する必要があり、そのためには AVR などの応動速度はできるだけ速い方が望ましい。

PSS

発電機の制動力を強化するために、AVR の補助信号として付加される装置である。AVR は発電機の起電力を調整する機器であり、同期化力を向上させることができる。これに制動力が加わるとより

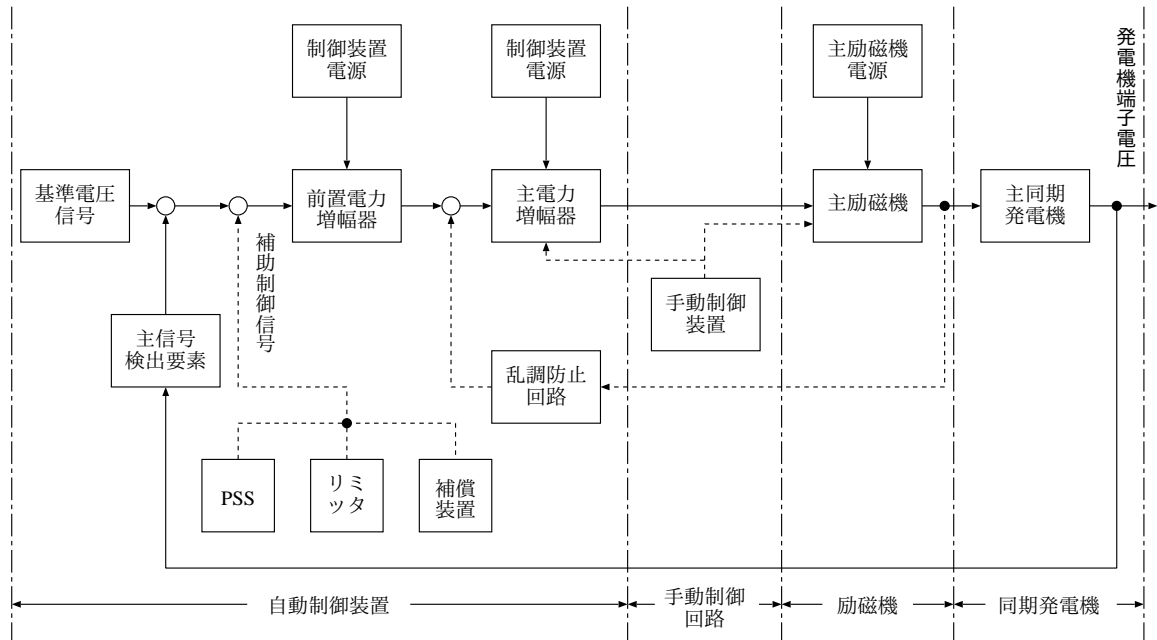


図 2.6: AVR の基本構成

効果的であることから、AVR の制御に補助信号を加えたものが PSS である。図 2.7 に PSS の構成例を示す。

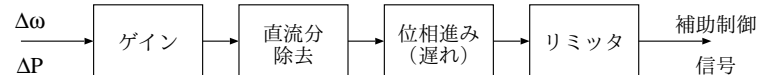


図 2.7: PSS の伝達関数の例

角速度偏差 $\Delta\omega$ あるいは発電機出力偏差 ΔP_e を検出し、励磁電圧から発電機出力への発電機励磁系の動特性を考慮して、制動力 $\partial P_e / \partial \omega$ を増加する様に、信号に位相進み（あるいは遅れ）補償の定数を設計して実現される。

2.3 安定化手法による電力系統安定化の原理

前節の基礎原理から、系統事故に伴う発電機の脱調を抑制するためには、事故発生後に生じる加速エネルギーより大きな減速エネルギーが系統に備わっていれば良いことが分かった。しかし、事故発生前に発電機が高出力で運転されていたり、事故の除去に時間がかかってしまった場合、加速エネルギー過多となり発電機の脱調を抑制できなくなってしまう。もし、事故発生中の加速エネルギーを抑制したり、事故除去後の減速エネルギーを増加させることができれば、系統自体が持つ減速エネルギーが不足する場合でも発電機の一過脱調を抑制することができる。この役目を負うのが系統安定化装置による安定化手法である。

安定化手法として電力制御を用いた時の説明を行うことで、制動抵抗及び励磁制御を用いた時の議論も同時に行えるため、以下では電力制御による電力系統安定化の原理を中心に述べる。

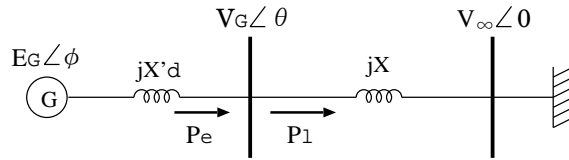
式 (2.6) より加速エネルギー E_a は加速電力 P_a の積分値である。過渡安定度解析の前提である発電機制御系の応答が十分ではないことから、発電機の機械的入力 P_m は一定と考えることができる。従って、式 (2.1) より加速電力 P_a は発電機出力 P_e のみに依存することになり、加速エネルギーは発電機出力 (= 系統での消費電力) によって制御可能であることが分かる。

一方、図 2.8 の (a) の一機無限大母線系統において発電機出力 P_e は、発電機内部起電力を E_G 、発電機端子電圧を V_G 、無限大母線の電圧を V_∞ 、2 点間の位相差をそれぞれ $\phi - \theta$ 、 $\theta (= \theta - 0)$ とすると、d 軸過渡リアクタンス X'_d 及び送電線リアクタンス X を用いて以下のように表せる。

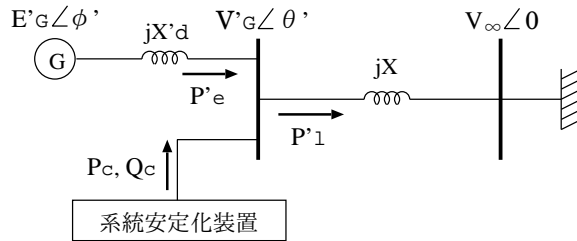
$$P_e = \frac{E_G V_G}{X'_d} \sin(\phi - \theta) \quad (2.10)$$

$$= \frac{V_G V_\infty}{X} \sin \theta \quad (2.11)$$

式 (2.11) より V_∞ , X は一定値であることから、発電機出力は V_G , θ に依存することが分かる。



(a) 一機無限大母線系統 (1 回線)



(b) 系統安定化装置を接続した場合

図 2.8: 一機無限大母線系統

ここで、図 2.8 の (b) のように発電機端子に系統安定化装置を接続し、系統に対して有効・無効電力を注入する場合を考える。

まず電力系統において無効電力を注入する場合を考えると、系統安定化装置から遅れの無効電力を系統に注入すれば発電機端子電圧は低下し、進みの無効電力を注入すれば上昇させることができる。従って無効電力は電力系統に対し、電圧の制御が可能である。これを利用すれば式 (2.11) の V_G が制御できるため、結果として発電機出力を制御することができる。ただし、位相差 θ は制御できないため、必ずしも発電機出力を十分に上昇させられるとは限らない。

励磁制御は、発電機端子電圧を一定に保つために発電機内部起電力を制御するもので、無効電力制御同様、間接的に発電機出力を上昇させる事が出来る。

次に、系統安定化装置から系統に対して有効電力を注入する場合を考える。図 2.8 において流れる電力の関係式は以下になる。

$$\begin{cases} (a) \text{ の場合} & : P_e = P_1 \\ (b) \text{ の場合} & : P'_e = P'_1 - P_c \end{cases} \quad (2.12)$$

式 (2.12) は有効電力を注入した直後であれば $P_1 = P'_1$ である。従って、有効電力を注入した場合は V_G 、 θ の制御によって発電機出力を制御するのではなく、直接的に発電機出力の制御が行えることが分かる。即ち、系統安定化装置から有効電力を放出すれば発電機出力は低下し、吸収すれば発電機出力を上昇させる事が出来る。

制動抵抗を用いる場合は、発電機端子に並列に抵抗負荷を挿入する事で、系統事故時は有効電力制御同様、直接的に発電機出力を増加させる事が出来る。

以上より、安定化手法により発電機出力が制御できるため、事故中において発電機回転子の加速エネルギーを抑制する事が出来る。発電機出力の制御において無効電力は間接的、有効電力は直接的に関与するため、一般に有効電力の方が加速エネルギー抑制において効果的であると考えられている。

R+Q 制御

図 3.2 における発電機端子周りの潮流から、以下の関係式が得られる。

$$\begin{aligned} \dot{I}_G + \dot{I}_c &= \dot{I}_1 + \dot{I}_2 \\ \frac{E_G - V_G}{jX'_d} + \frac{V_G}{R_c} - \frac{jQ_c}{V_G} &= \frac{V_G - V_\infty}{jX} + \frac{V_G}{jaX} \end{aligned} \quad (3.2)$$

これを整理すると、発電機端子電圧の実部 V_{GD} 、及び虚部 V_{GQ} に関する式が得られる。

$$\begin{cases} V_{GD} = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A} \\ V_{GQ} = \frac{V_{gp}}{V_{gn}} V_{GD} + \frac{X_a Q_c}{V_{gn}} \end{cases} \quad (3.3)$$

なお、 α 、 X_a 、 X_{all} 、 X_l 、 V_{gd1} 、 V_{gq1} 、 V_{gp} 、 V_{gn} 、 A 、 B 、 C は式 (3.4) に示す通りで、 R_c 及び Q_c のみ制御可能である。

$$\begin{cases} \alpha &= \frac{a}{1+a} \\ X_a &= \frac{XX'_d}{X+X'_d} \\ X_{all} &= \frac{a}{1+a}X + X'_d \\ X_l &= X + X'_d \\ V_{gd1} &= \frac{XE_{GD} + X'_d V_{\infty D}}{X + X'_d} \\ V_{gq1} &= \frac{XE_{GQ} + X'_d V_{\infty Q}}{X + X'_d} \\ V_{gp} &= V_{gd1} + \frac{X_{all} R_c}{\alpha X_l X_a} V_{gq1} \\ V_{gn} &= \frac{X_{all} R_c}{\alpha X_l X_a} V_{gd1} - V_{gq1} \\ A &= 1 + \left(\frac{V_{gp}}{V_{gn}} \right)^2 \\ B &= -\frac{R_c}{X_a} \left(\frac{V_{gp}}{V_{gn}} V_{gd1} - V_{gq1} \right) + \frac{2X_a V_{gp} Q_c}{V_{gn}^2} \\ C &= -\frac{R_c V_{gd1} Q_c}{V_{gn}} + \left(\frac{X_a Q_c}{V_{gn}} \right)^2 \end{cases} \quad (3.4)$$

制動抵抗で消費される電力 P_R は発電機端子電圧の変化に依存し、以下で示される。

$$P_R = \frac{V_G^2}{R_c} \quad (3.5)$$

以上より、R+Q 制御における最小必要容量は以下で示される。

$$S_{R+Q} = \sqrt{\left(\frac{V_G^2}{R_c} \right)^2 + Q_c^2} \quad (3.6)$$

P+Q 制御における制約

図 2.2 に示す様に発電機出力には上限があり、事故直後において大きく低下する。そのため発電機回転子の加速エネルギーを抑制するためには、発電機出力の低下抑制、または積極的に出力上昇を図らなければならない。過酷な事故である程、加速エネルギー抑制の為に電力は大きくなるのだが、加速エネルギーを十分に抑制する為には発電機出力の上限以上に有効電力を吸収しなければならない場合が存在する。しかし、実際には発電機出力以上の有効電力を吸収することは出来ないため、有効電力制御には制約が存在する。以下では、P+Q 制御において制約となる条件式を示す。

制約条件式 図 3.2 における発電機端子周りの潮流から、以下の関係式が得られる。

$$\begin{aligned} \dot{I}_G + \dot{I}_c &= \dot{I}_1 + \dot{I}_2 \\ \frac{\dot{E}_G - \dot{V}_G}{jX_d'} + \frac{P_c - jQ_c}{\dot{V}_G} &= \frac{\dot{V}_G - \dot{V}_\infty}{jX} + \frac{\dot{V}_G}{jaX} \end{aligned} \quad (3.7)$$

これを整理すると、発電機端子電圧の実部 V_{GD} 、及び虚部 V_{GQ} に関する式が得られる。

$$\begin{cases} V_{GD} = -\frac{X_a V_{gq1} P_c}{V_{gd1}^2 + V_{gq1}^2} + \frac{\alpha X_1 V_{gd1}}{2X_{all}} \left[1 + \sqrt{1 + \frac{4X_a X_{all} Q_c}{\alpha X_1 (V_{gd1}^2 + V_{gq1}^2)}} - \left(\frac{2X_a X_{all} P_c}{\alpha X_1 (V_{gd1}^2 + V_{gq1}^2)} \right)^2 \right] \\ V_{GQ} = V_{GD} + \frac{X_a P_c}{V_{gd1}} \end{cases} \quad (3.8)$$

ここで、 V_{GD} は実数であることから有効電力制御には上限が存在し、その上限値は以下で示される。

$$|P_c| \leq \frac{\alpha X_1 (V_{gd1}^2 + V_{gq1}^2)}{2X_a X_{all}} \sqrt{1 + \frac{4X_a X_{all} Q_c}{\alpha X_1 (V_{gd1}^2 + V_{gq1}^2)}} (= P_{clim}) \quad (3.9)$$

3.2 計算機シミュレーションによる比較検討方法

3.2.1 安定化手法における制御方法

無効電力補償装置は無効電力のみ制御可能で、エネルギー貯蔵装置は有効・無効電力を両方同時に制御可能である。実際の装置を想定した場合、いずれも電力変換器の容量制約の範囲内であれば自由に出力の大きさを変更することができる。本研究は、これらの装置を発電機一波脱調抑制のために使う事を考えており、この様な場合、各装置が電力変換器定格容量で一定出力される可能性がある。本研究においては、安定化手法ごとの比較を簡単に行う為に電力出力を原則一定として行う。

P 制御において式 (3.9) の制約にかかる場合、P 制御は制約の上限値を出力するものとする。P+Q 制御は皮相電力一定であるが、基本的に力率も一定である。これは事故直後の短い時間において有効・無効電力の出力配分を変えて制御する事は困難であると考えられるためであるが、本論文においては、式 (3.9) の制約にかかる場合、力率を変化させて制御出来るものとして検討した。R 制御において消費電力は、式 (3.5) に示す様に発電機端子電圧に依存し一定ではないため、定格電力を用いる事で最小必要容量の算出を行った。

系統事故発生直後の短時間において、発電機の制御系は十分に伝達されないという過渡安定度の基本的な議論の前提がある。したがって本研究のシミュレーションでは、事故中における発電機の機械的入力 P_m 、及び発電機界磁電圧は原則一定とする。一定として扱える理由に関しては、4 章で述べる。これにより、過渡安定度の基礎的な検討が可能であると同時に、安定化手法のみによる発電機回転子の加速エネルギー抑制効果の比較を行う事が出来る。

3.2.2 電力系統及び発電機の諸元

検討する電力系統は、図 3.2 に示す様な送電線を二回線とした一機無限大母線系統である。

発電機は调速機及び AVR+PSS を有しており、電気学会の電力系統標準モデルである LPT=1 及び LAT=102 を用いて検討した [8]。伝達関数はそれぞれ図 3.3、図 3.4 に示す通りである。発電機の機器定数は表 3.1 に示す通りである。

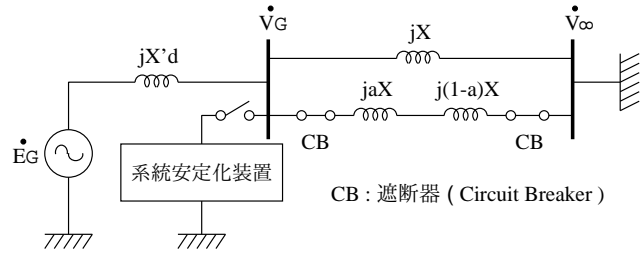


図 3.2: 一機無限大母線系統

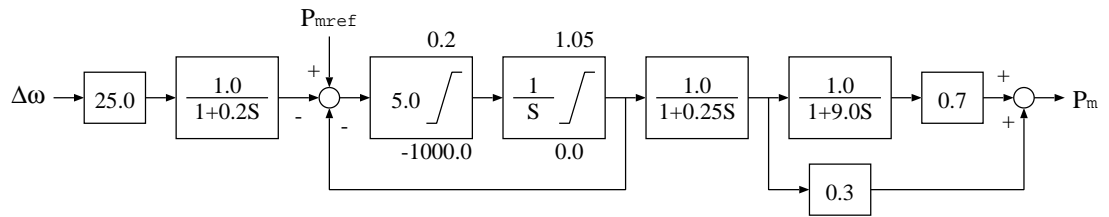


図 3.3: 火力・原子力機用モデル (LPT=1)

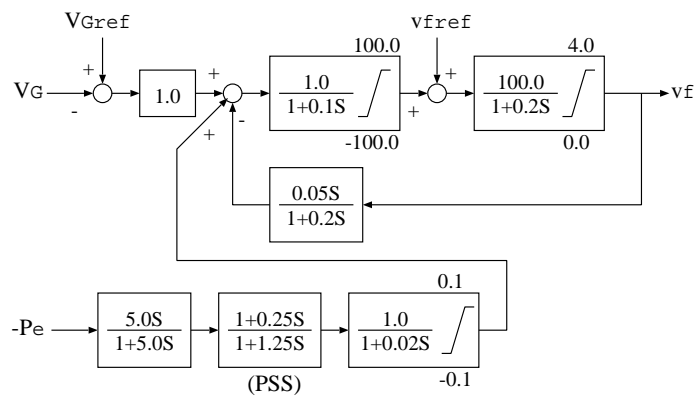


図 3.4: ΔP 形 PSS 付サイリスタ励磁機用モデル (LAT=102)

表 3.1: 発電機の機器定数

項目	数値
慣性定数 M	7.40 [sec]
制動係数 D	2.00 [sec]
d 軸同期リアクタンス X_d	1.70 [p.u.]
q 軸同期リアクタンス X_q	1.70 [p.u.]
d 軸過渡リアクタンス X'_d	0.350 [p.u.]
q 軸過渡リアクタンス X'_q	0.350 [p.u.]
d 軸初期過渡リアクタンス X''_d	0.250 [p.u.]
q 軸初期過渡リアクタンス X''_q	0.250 [p.u.]
d 軸開路時定数 T'_{d0}	4.85 [sec]
q 軸開路時定数 T'_{q0}	1.00 [sec]
d 軸開路初期時定数 T''_{d0}	0.042 [sec]
q 軸開路初期時定数 T''_{q0}	0.204 [sec]
電機子漏れリアクタンス X_l	0.225 [p.u.]
電機子抵抗 R	0.00 [p.u.]

送電線リアクタンス X (及び送電線長の長さ L_{all})、発電機端子からの事故点箇所を示す a (及び事故点距離 L_F)、初期発電機出力 P_{e0} は、解析におけるパラメータとして様々な値を設定し検討する。系統設定の名称とパラメータを表 3.2 にまとめる。なお、全系統設定において事故中に制御を行わなかった場合、発電機は必ず一波脱調する。

表 3.2: 系統設定一覧

名称	X [p.u.] (L_{all} [km])	a (L_F [km])	P_{e0} [p.u.]
系統設定 1-1-1	0.240 (200)	0.250 (50)	0.800
系統設定 1-1-2	0.240 (200)	0.250 (50)	1.000
系統設定 1-2-2	0.240 (200)	0.500 (100)	1.000
系統設定 2-1-1	0.360 (300)	0.167 (50)	0.800
系統設定 2-1-2	0.360 (300)	0.167 (50)	1.000
系統設定 2-2-2	0.360 (300)	0.333 (100)	1.000

基本的に定格出力で運転される様な大容量電源が、長距離送電を介して電圧及び位相が一定と見なせる無限大母線系統に接続される場合を想定しており、送電線長を 200 [km] 以上、発電機出力を 0.8 [p.u.] 以上に設定し検討した。事故発生位置としては、発電機端子端から 50, 100 [km] の二つの場合のみ検討した。

3.2.3 系統事故と制御のシーケンス

本研究では、以下の二つの場合で制御開始時間を変えてそれぞれ検討する。制御のシーケンスはそれぞれの場合により異なる。

1. 制御開始時間遅れ (地絡事故検知時間) なし

2. 制御開始時間遅れ（地絡事故検知時間）を考慮

ここでは、本研究で想定する保護リレー方式における地絡事故検知時間及び事故除去時間について説明し、それぞれの場合における系統事故と制御のシーケンスをまとめる。なお、本研究では系統安定化装置における応答特性は考慮されておらず、即座に定格容量まで出力出来るものとした。

地絡事故検知時間及び地絡事故除去時間

付録 B で述べた様に、事故検知時間及び事故除去時間は保護リレー方式により異なる。実系統における電圧階級が 275kV 以上の高圧送電線では、送電線保護リレーにおける主保護リレーとして PCM 電流差動リレー方式が、後備保護リレーとして方向距離リレー方式などが採用されている [9][10][11][12][13]。

本研究では、地絡事故検知を PCM 電流差動リレー方式により行う事を想定している。この方式による地絡事故検知時間は約 0.1 sec 要すると報告されている [14]。地絡事故回線除去については、2 系列化されたりレシシステムの内、後備保護リレーである地絡方向距離リレー方式により事故検知後、遮断されるものを想定している。この場合、地絡事故回線除去までに約 0.3 sec 要すると報告されている [15]。

本研究においては、制御開始の為の保護リレーと事故回線遮断の為の保護リレーは別のものが使われる場合を想定しており、系統事故発生から事故検知に 0.1 sec、事故除去に 0.3 sec 要するものとして検討を行う。

制御開始時間遅れなし

制御開始時間遅れを考慮しない場合、制御は事故発生直後に開始するものとする。

系統事故のシーケンスについて説明する。時刻 $t=0.0$ [sec] で、送電線二回線のうち一回線の任意の場所で三相地絡事故が発生する。 $t=0.3$ [sec] で送電線の遮断器が動作し、事故回線を両端で開放する。 $t=0.3$ [sec] 以降において、遮断された事故回線の再閉路は行わず、送電線は一回線のままとする。制御は事故継続中のみ行う。以上のシーケンスを表した概念図を図 3.5 に示す。

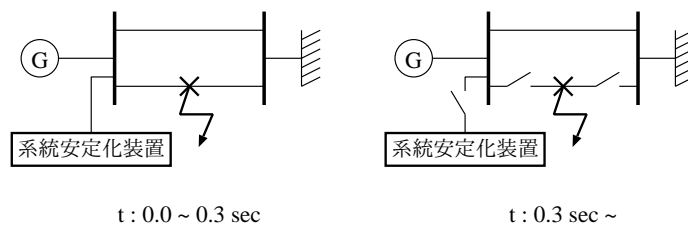


図 3.5: 制御開始時間遅れを考慮しない場合

制御開始時間遅れあり

制御開始時間遅れを考慮する場合、制御は事故検知直後に開始するものとする。

系統事故のシーケンスについて説明する。時刻 $t=0.0$ [sec] で、送電線二回線のうち一回線の任意の場所で三相地絡事故が発生する。 $t=0.1$ [sec] で保護リレーにより事故が検知される。 $t=0.3$ [sec] で送電線の遮断器が動作し、事故回線を両端で開放する。 $t=0.3$ [sec] 以降において、遮断された事故回線の再閉路は行わず、送電線は一回線のままとする。制御は事故検知後から事故回線遮断までの間のみ行う。以上のシーケンスを表した概念図を図 3.6 に示す。

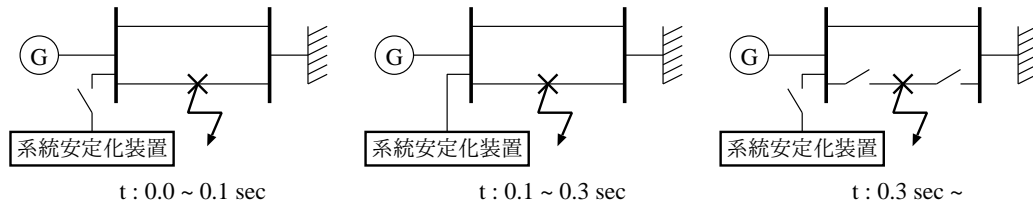


図 3.6: 制御開始時間遅れを考慮した場合

3.2.4 安定化手法における加速エネルギー抑制効果の比較検討方法

本研究は、発電機の一歩脱調抑制の中でも、事故中に蓄えられる発電機回転子の加速エネルギーの抑制に主眼を置き検討するものである。事故中に発電機回転子の加速エネルギー E_a をある値まで抑制すれば、事故除去後、系統に備わっている減速エネルギー E_b により相殺され発電機は脱調しない。なお、事故除去後に系統に備わっている減速エネルギー E_b は系統設定に依存する。よって、発電機一歩脱調を抑制するためには発電機の加速エネルギー E_a をある値以下に抑制する必要がある。表 3.3 に系統設定と最低でも抑制すべき加速エネルギー E_a の関係を示す。本研究では、系統設定ごとに安

表 3.3: 系統設定ごとにおける加速エネルギーの最大必要抑制量 E_{amax}

系統設定	E_{amax}
1-1-1	0.151
1-1-2	0.132
1-2-2	0.131
2-1-1	0.134
2-1-2	0.111
2-2-2	0.113

定化手法を用いて、加速エネルギー E_a が表 3.3 の値となる臨界条件における最小必要容量を算出し、比較検討する。

第4章 調速機及び励磁制御における発電機回転子の加速エネルギー抑制効果

系統事故発生直後の短時間において、発電機の制御系は十分に伝達されないという過渡安定度の基本的な議論の前提がある。この場合、機械入力 P_m は一定として扱う事が出来る。さらに、事故直後の発電機界磁電圧 v_f は一定として扱う事が出来れば計算が比較的容易になり、簡易なモデルで安定化手法と加速エネルギー抑制効果の比較が行える。発電機界磁電圧 v_f が一定とした場合、励磁電流 i_f の変化が比較的小さく PSS も含めた励磁制御における加速エネルギー抑制効果が無視できると仮定すると、安定化手法のみによる加速エネルギー抑制効果の比較が出来る。この時、発電機内部起電力 E_G 一定として扱う事が出来ると仮定すると、式 (2.10) から加速エネルギーは発電機端子電圧 V_G のみに依存するため、安定化手法と加速エネルギーの関係を計算式 (式 (2.6) (3.8) (3.3)) から比較的簡単に理解する事が出来る。本研究で用いる調速機及び励磁制御において、この前提及び仮定が成り立つかどうか確認した。

4.1 調速機による加速エネルギー抑制効果

検討に用いる調速機は図 3.3 に示す通りで、電力系統の標準モデルで用いられている火力・原子力機用モデル (以後、LPT=1) である。LPT=1 を用いて検討した場合、事故中における機械入力 P_m が一定として扱え、LPT=1 による加速エネルギー抑制効果が無視できるかどうか確認した。

系統設定を変化させた時における機械入力 P_m の特性を図 4.1 に示す。図 4.1 に示す様に、事故前

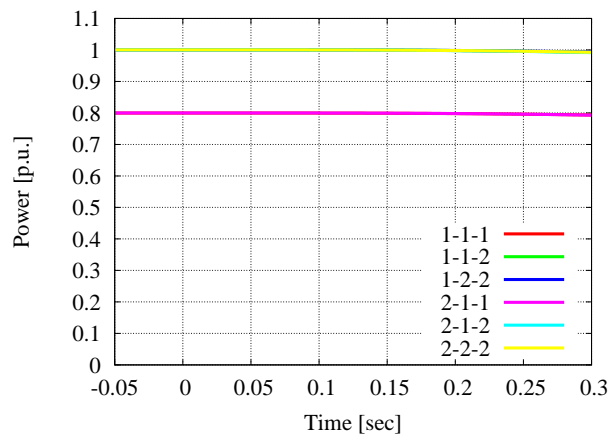


図 4.1: 事故前及び事故中における機械入力 P_m の特性

及び事故中において機械入力 P_m はほぼ変わらず一定となり、LPT=1 においても過渡安定度の基本的な議論の前提が成り立つ事が確認された。よって、事故中における機械入力 P_m は一定として扱い、LPT=1 における発電機回転子の加速エネルギー抑制効果は無視して検討する。

4.2 励磁制御による加速エネルギー抑制効果

検討に用いる励磁制御は図 3.4 に示す通りで、電力系統の標準モデルで用いられている ΔP 形 PSS 付サイリスタ励磁機用モデル（以後、LAT=102）である。LAT=102 を用いて検討した場合、事故中における発電機界磁電圧一定という前提と、この条件下において、励磁電流の変化が微小で発電機内部起電力も一定として扱えるという仮定が成り立つかどうか確認した。これらすべてが成り立つ事で、励磁制御の加速エネルギー抑制効果を見捨てない安定化手法のみによる比較が行えるだけでなく、安定化手法と加速エネルギーの関係を比較的簡単に理解する事が出来る。

4.2.1 発電機界磁電圧における前提

系統設定を変化させた時における発電機界磁電圧 v_f の特性を図 4.2 に示す。図 4.2 に示す様に、事

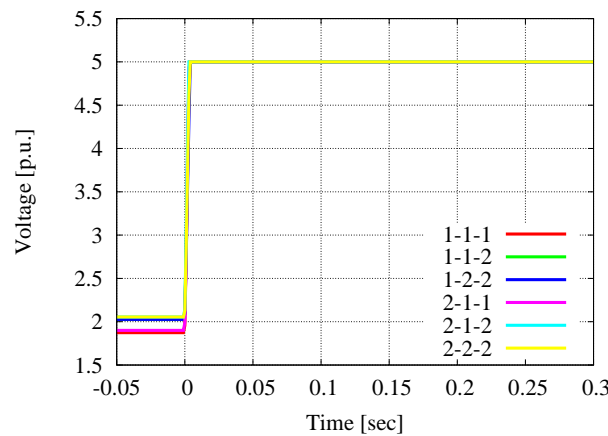


図 4.2: 事故前及び事故中における発電機界磁電圧 v_f の特性

故中における発電機界磁電圧 v_f は、励磁機の上限まで励磁され一定となる。このことから、LAT=102 においても過渡安定度の基本的な議論の前提が成り立つ事が確認された。

4.2.2 励磁電流及び発電機内部起電力における仮定

図 4.2 に示す様に、事故中における発電機界磁電圧 v_f は一定となる事が確認されたが、事故の前後において値が異なる。これにより励磁制御は励磁電流 i_f を制御し発電機出力を変化させるのだが、事故中における励磁電流の変化が比較的小さいと仮定すると、励磁制御による発電機出力の変化は無視して扱える。しかし、付録 A.1 で述べた様に、励磁電流の値を直接知ることは出来ない。よって、励磁電流の値を求める為には新たな仮定が必要となる。

ここで、発電機内部の電流について簡単に理解するために、図 4.3 の様な RL 直流回路について考える。時刻 $t=0.0$ に電源が挿入される場合、電流は式 (4.1) で得られる。

$$\begin{cases} i(t) = \frac{V}{R} (1 - e^{-t/\tau}) \\ \frac{di}{dt} = \frac{V}{L} e^{-t/\tau} \\ \text{ただし、}\tau = \frac{L}{R} \end{cases} \quad (4.1)$$

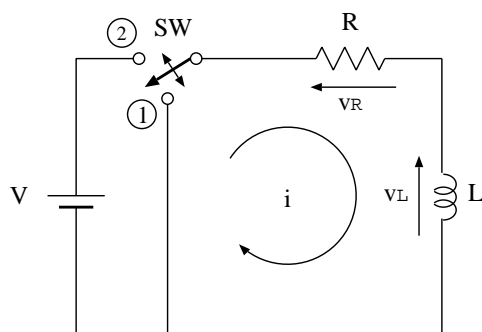


図 4.3: RL 直流回路の過渡解析

励磁回路に流れる電流においても、この電流の関係式（4.1）を用いて検討出来る。励磁電流による発電機内部起電力の変化が小さいと仮定する場合、励磁電流の大きさ及び変化の割合が比較的小さい、または時定数が長く変化が遅い事がわかればよい。

よって以下では、新たな仮定を用いる事で、励磁電流の大きさ及び変化の割合が比較的小さい、または時間的に遅いものであるという事を証明する。そしてこの仮定が成り立つ場合、発電機内部起電力を一定として扱えるという仮定も同時に成り立つか否か確認した。

励磁電流

励磁電流の大きさが比較的小さいものであるかどうかは、集中制動回路に流れる電流と比較する事でわかる。短い時間における励磁電流の変化が小さいと仮定して扱うためには、励磁回路のリアクタンスに対して励磁回路の電圧が十分小さい事を証明する必要があり、励磁電流の変化が時間的に遅いと仮定して扱うためには、励磁電流の時定数が大きい事を証明する必要がある。以下では、同期機の基礎原理（付録 A.1）を用いてこれらの事項を証明する。

励磁電流の大きさの比較及び変化の割合 表 3.1 に示す発電機の機器定数を用い、さらに以下の様な仮定を設けると、発電機の固定子巻線から見た抵抗やリアクタンスが求められ、これらを用いて等価回路を書くと図 4.4 のようになる。

$$\begin{aligned} i'_f &= i_f \\ i'_{kd} &= i_{kd} \end{aligned} \quad (4.2)$$

図 4.4 における値を用いる事で、集中制動回路及び励磁回路の電流の大きさの比較、励磁電流の変化の割合、時定数について検討する。なお以下では、系統設定 1-1-2 における電圧の値を用いた。

集中制動回路電流及び励磁電流の大きさ $|i_{kd}|$ 、 $|i_f|$ 、変化の大きさ $|di_{kd}/dt|$ 、 $|di_f/dt|$ 、時定数 τ_{kd} 、 τ_f を表 4.1 に示す。

表 4.1: d 軸回路における各電流の大きさ及び時定数

集中制動 (kd) 回路			励磁 (f) 回路		
$ i_{kd} $	$ di_{kd}/dt $	τ_{kd}	$ i_f $	$ di_f/dt $	τ_f
61.2	23.20	0.03	801.1	6.22	1.00

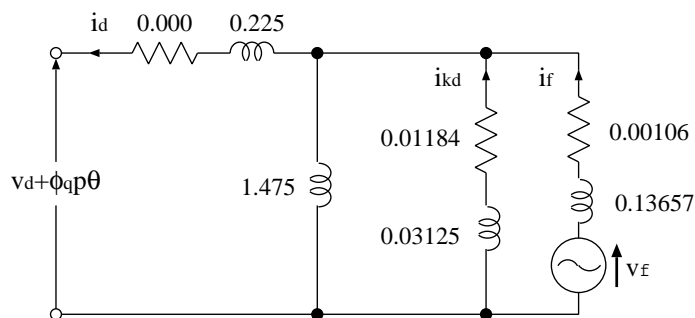


図 4.4: 機器定数を代入した時の d 軸等価回路の抵抗及びリアクタンス

表 4.1 から、電流の値としては励磁回路の方が大きく、変化の割合としては集中制動回路の方が大きく、変化も速い事がわかった。電流の大きさの絶対値としては差が大きいため、事故中の発電機出力制御はどちらが支配的に効くのが分かり難い。

時定数は励磁回路の方が比較的長い事がわかった。本研究では事故中の 0.3 秒間のみ検討しているため、この検討時間における励磁電流の変化は比較的小さく、励磁制御による加速エネルギー抑制効果も比較的小さいと考えられる。よって本研究では、事故中の LAT=102 による発電機出力制御は比較的小さいものとして、無視して扱う。

発電機内部起電力

事故中のみを検討する場合、励磁電流の時定数が比較的長いため、LAT=102 による励磁電流制御は無視して検討する。以下では、この条件下において発電機内部起電力 E_G を一定として扱えるという仮定が成り立つかどうか確認した。比較の為に、事故前後で発電機内部起電力 E_G 一定とした場合において、安定化手法ごとに要した最小必要容量を算出した。結果を表 4.2 に示す。

表 4.2: 事故前後において E_G 一定で制御開始時間遅れを考慮しない場合における最小必要容量（単位は [p.u.]）

系統設定	P 制御	Q 制御	P+Q 制御 (PF)	R 制御	R+Q 制御
1-1-1	0.183	0.375	0.162 (0.88)	0.208	0.178
1-1-2	0.405	0.842	0.347 (0.88)	0.456	0.384
1-2-2	0.050	0.088	0.044 (0.87)	0.058	0.049
2-1-1	0.397	1.225	0.359 (0.92)	0.443	0.394
2-1-2	0.601	1.825	0.522 (0.90)	0.661	0.569
2-2-2	0.333	0.870	0.299 (0.91)	0.380	0.333

以下では、事故中における発電機内部起電力 E_G を一定として扱えるかどうか検討する。

近似モデルによる検討 系統事故が発生すると発電機端子電圧 V_G が大きく低下する。さらに、 V_G が低下することで発電機内部起電力 E_G も低下してしまう。事故中における発電機端子電圧 V_G 及び発電機内部起電力 E_G の特性を、それぞれ図 4.5、4.6 に示す。

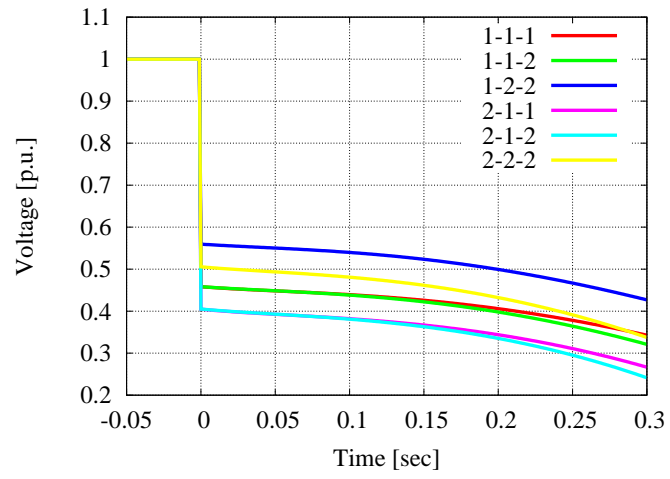


図 4.5: 各系統設定における発電機端子電圧 V_G の特性

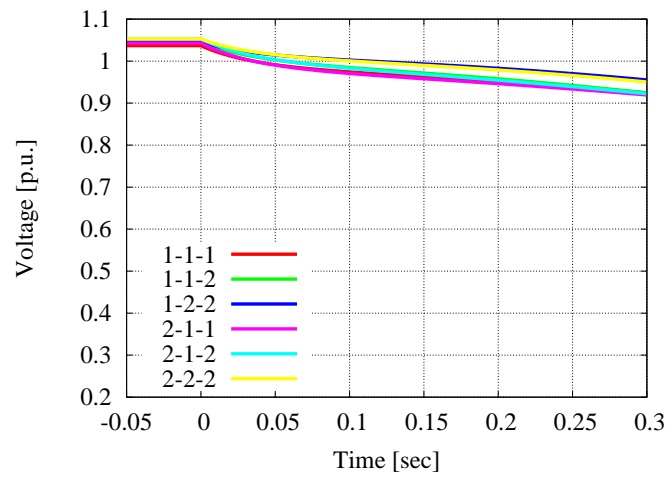


図 4.6: 各系統設定における発電機内部起電力 E_G の特性

事故中の V_G は系統設定に依存し異なるが、一方で E_G の場合は系統設定による差がほとんどない。また、電圧の低下も V_G に比べ E_G の方が比較的小さい。よって以下では、発電機内部起電力として近似モデルを用い、事故中において発電機内部起電力 E_G 一定として扱えるかどうか検討した。また、すべての系統設定において検討せずに、系統設定 1-1-2 のみにおいて比較検討した。

比較検討した発電機内部起電力 E_G と、事故中における特性を図 4.7 に示す。

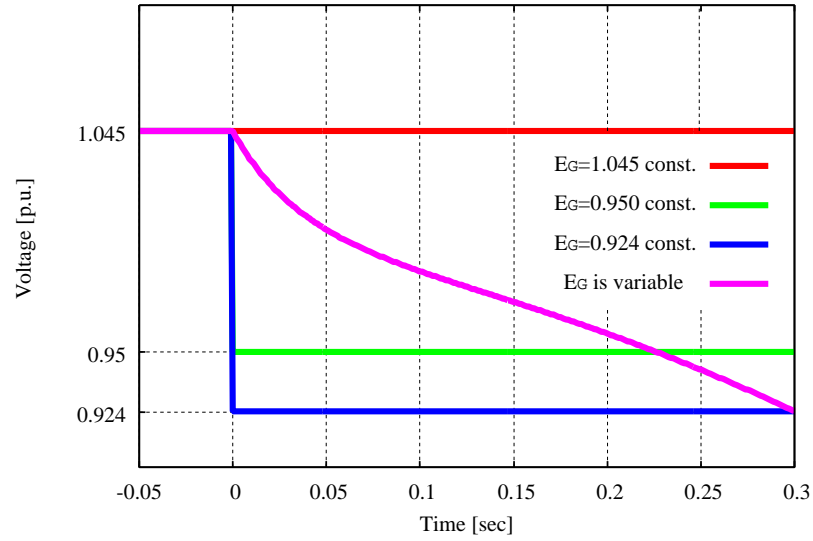


図 4.7: 検討した発電機内部起電力 E_G の特性

発電機内部起電力の近似モデル $E_G = 0.950$ において、P+Q 制御を用いた時に蓄えられる発電機回転子の加速エネルギーを基準とした時の加速エネルギー偏差 ΔE_a を図 4.8 に示す。なお、各制御において注入した電力は 1.0 [p.u.] とした。制動抵抗を用いる場合は、制御開始時の電力が 1.0 [p.u.] となる様にした。

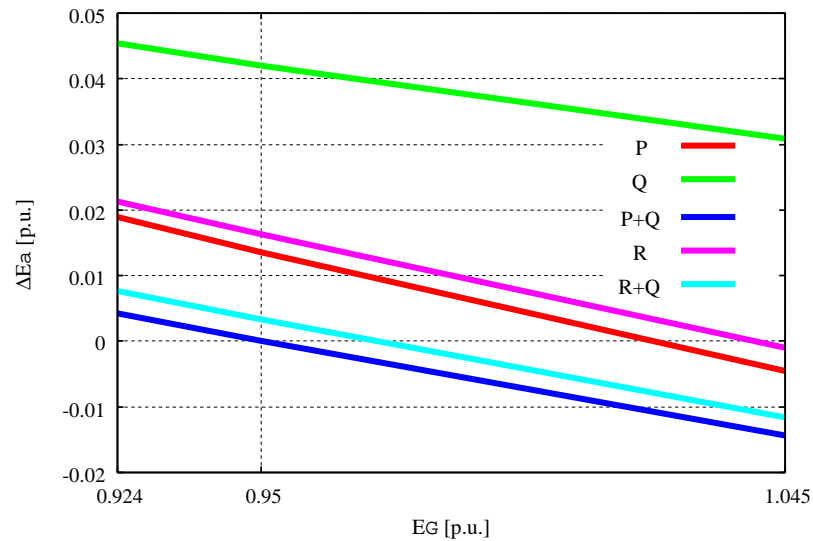


図 4.8: 近似モデル $E_G = 0.950$ における P+Q 制御を基準とした時の加速エネルギーの偏差

図 4.8 から、加速エネルギー誤差 $\Delta E_a = 0$ における発電機内部起電力 E_G の値は制御によって異なるため、一つの近似モデルによりすべての制御の比較は行えない事がわかる。これより、発電機内部起電力に近似モデルを用いて検討する事は出来ず、事故中における発電機内部起電力を一定として扱えない事がわかった。

安定化手法と加速エネルギー抑制方法に関する考察

発電機内部起電力に近似モデルを用いて検討出来るとした場合、安定化手法ごとに加速エネルギー抑制方法が異なるため、一つの近似モデルですべての制御の比較は行えない事がわかった。ここでは、安定化手法と加速エネルギー抑制方法に関する考察を行う事で、近似モデルを用いて検討出来なかった事に対する知見を得る。

Q 制御と他制御の比較及び考察 図 4.8 に示す様に、事故中の発電機内部起電力を一定とした場合、Q 制御における加速エネルギー抑制効果が他の制御と比べ大きく異なる事がわかった。これは、進みの無効電力を注入すると発電機端子電圧 V_G が上昇し、間接的に発電機出力 P_e が大きくなるのだが、同時に発電機内部起電力 E_G も上昇するためであると考えられる。一方、P 制御及び R 制御の様な発電機出力を直接制御する手法を用いる場合、発電機端子電圧が低下し、間接的に発電機内部起電力も低下するためであるとも考えられる。

P 制御、Q 制御、R 制御の有無における発電機端子電圧 V_G 及び発電機内部起電力 E_G の特性を、それぞれ図 4.9、4.10 に示す。

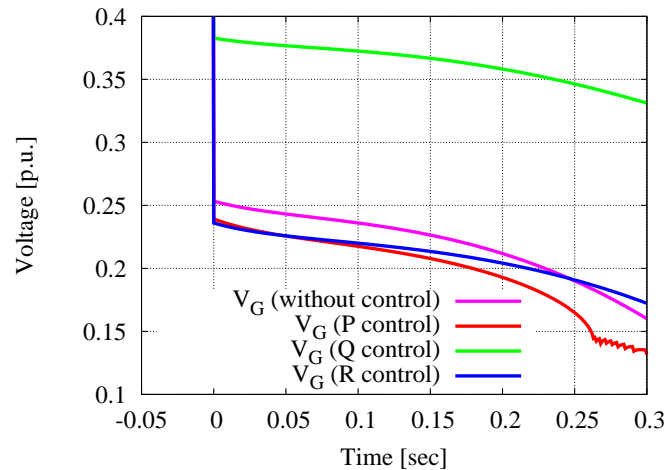


図 4.9: 各制御の有無における発電機端子電圧 V_G の特性

Q 制御を用いる場合は、 V_G だけでなく間接的に E_G も制御出来る。そのため、近似モデルを用いた場合は、Q 制御により E_G を上昇させる事は出来ない。一方で P 制御及び R 制御を用いる場合は、 V_G 低下する事で間接的に E_G も低下する。P 制御及び R 制御において近似モデルを用いた場合は、Q 制御とは逆で、各制御により E_G が低下する事はない。

よって、制御により加速エネルギー抑制方法は異なるため、近似モデルを用いて検討すると制御ごとの抑制量に差が生じる事がわかった。そのため、一つの近似モデルにより全制御の比較が行えず、事故中における発電機内部起電力を一定して扱えない事がわかった。

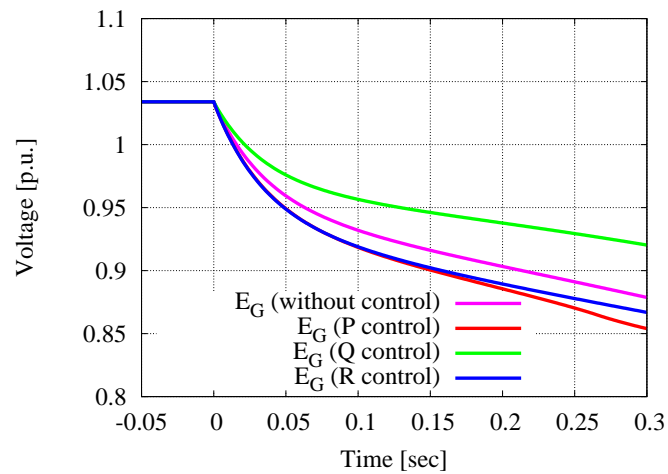


図 4.10: 各制御の有無における発電機端子電圧 E_G の特性

4.3 章のまとめ

本章では、调速機、励磁制御として $LPT=1$ 、 $LAT=102$ を用いた時、過渡安定度の基本的な議論の前提が成り立つかどうか確認した。事故中の调速機による機械入力制御は一定で、调速機による発電機回転子の加速エネルギー抑制効果は無視して検討した。表 3.1 に示す機器定数を用いて検討する場合、励磁電流の変化は時間的に遅いため、 $LAT=102$ (AVR+PSS) による発電機回転子の加速エネルギー抑制効果は無視して検討した。この場合、安定化手法のみによる発電機回転子の加速エネルギー抑制効果の比較が行える。安定化手法ごとに加速エネルギー抑制方法が異なるため、発電機出力に近似モデルを用いて検討出来ない事がわかった。

第5章 安定化手法における加速エネルギー抑制効果の比較及び考察

安定化手法における発電機回転子の加速エネルギー抑制効果として、手法ごとにおける最小必要容量を算出し、比較及び考察を行う。

安定化手法としては、まず制御開始時間遅れを無視出来る様な理想的な条件において検討する。その次に、制御開始時間遅れを考慮した場合において検討する。二つの場合に分けて検討する事で、安定化手法による発電機回転子の加速エネルギー抑制効果を比較し、制御開始時間遅れがどのような影響を及ぼすか把握する。

5.1 制御開始時間遅れを考慮しない場合

ここでは安定化手法が系統事故発生直後に行える場合を検討する。各制御において加速エネルギー抑制に必要な最小容量を表 5.1 に示す。

表 5.1: 制御開始時間遅れを考慮しない場合における最小必要容量（単位は [p.u.]）

系統設定	P 制御	Q 制御	P+Q 制御 (PF)	R 制御	R+Q 制御
1-1-1	0.037	0.055	0.032 (0.86)	0.040	0.032
1-1-2	×	1.888	0.756 (0.79*)	×	0.846
1-2-2	0.204	0.332	0.161 (0.83)	0.248	0.191
2-1-1	0.445	1.105	0.324 (0.88)	0.484	0.379
2-1-2	×	-	1.091 (0.82*)	×	1.167
2-2-2	×	1.578	0.549 (0.86)	0.872	0.612

以下では、表 5.1 において安定化手法ごとに得られた結果の比較及び考察を行う。

5.1.1 系統設定ごとにおける比較及び考察

表 5.1 に示す様に、系統設定ごとに最小必要容量が異なる事がわかる。また、先行研究においても、初期発電機出力、系統事故発生位置、送電線長の長さにより加速エネルギーの蓄積及び安定化手法を用いた時の安定化性能が異なる事が確認されている [17]。よって、ここでは系統設定ごとにおける加速エネルギー蓄積方法の違いを考察する事で、各設定で求められる安定化手法について把握し、まとめる。

初期発電機出力が異なる場合

系統設定 1-1-1 と 1-1-2、及び 2-1-1 と 2-1-2 において比較を行う。

表 5.1 から、初期発電機出力が高いほど安定化手法ごとにおける最小必要容量は大きくなる事がわかる。この理由として以下の事が考えられる。

- 初期発電機出力 P_{e0} が高出力であるほど、初期相差点 δ_0 は大きくなるため。

この事を確かめるために、各系統における相差点 δ 、発電機内部起電力 E_G の特性を、それぞれ図 5.1、5.2 に示し、考察する。

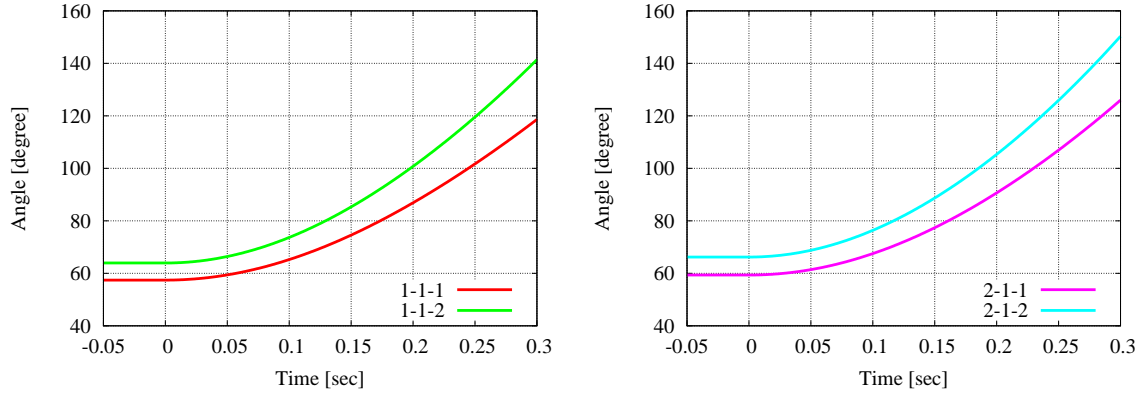


図 5.1: 相差点 δ

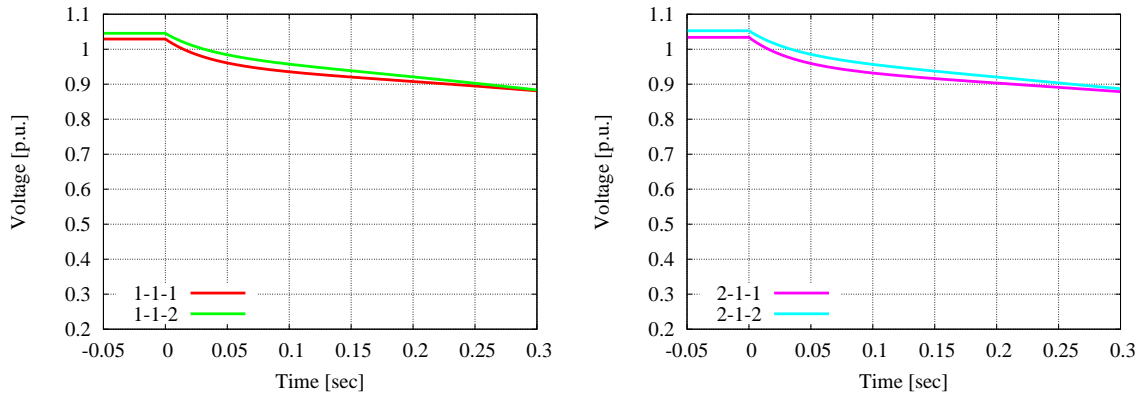


図 5.2: 発電機内部起電力 E_G

相差点 発電機出力は式 (2.10) で与えられる。本研究において、初期発電機端子電圧 V_{G0} は初期発電機出力の大きさによらず一定としているため、初期発電機出力 P_{e0} は初期発電機内部起電力 E_{G0} 及び初期相差点 δ_0 に依存し、発電機が高出力であるほど初期発電機内部起電力 E_{G0} 及び初期相差点 δ_0 は大きくなる。図 5.1 に示す様に、相差点 δ は初期発電機出力 P_{e0} の大きさに比例して大きくなる事が確認される。また事故発生後における相差点 δ は、初期発電機出力や初期相差点の大きさに依らず、ほぼ一定の割合で大きくなる事がわかる。

図 5.3 に発電機出力が異なる場合における発電機回転子のエネルギー E の特性を示す。初期相差点 δ_0 の値に依らず、事故発生後における相差点はほぼ一定の割合で大きくなる。そこで、事故除去まで変化する相差点の差 $\delta_{c1} - \delta_{01} (= \delta_{c2} - \delta_{02})$ が同じである場合を考える。この場合、初期発電機出力が

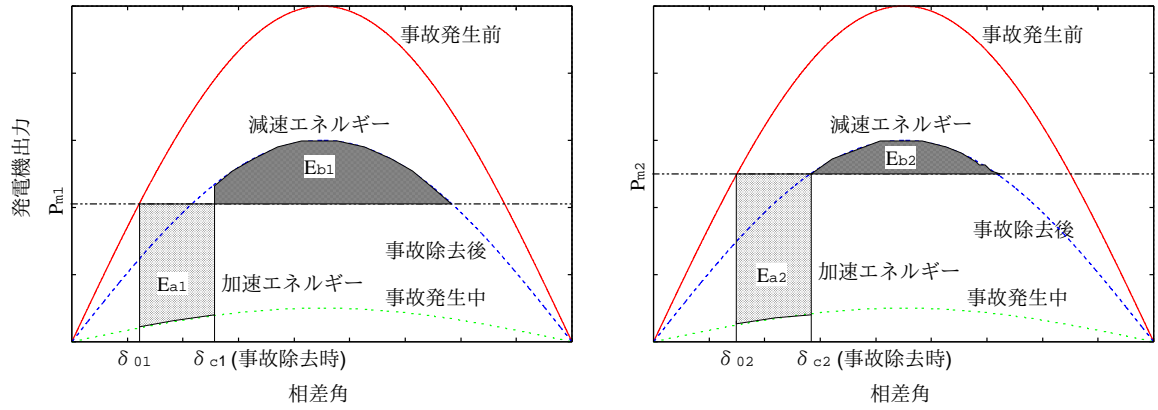


図 5.3: 発電機出力の異なる場合における発電機回転子のエネルギー E

大きいほど電力系統に備わっている減速エネルギーが少なくなる ($E_{b1} > E_{b2}$)。そのため、発電機の脱調を抑制する為には加速エネルギーを比較的多く抑制する必要がある。

以上より、初期発電機出力 P_{e0} が高出力であるほど初期相角度 δ_0 は大きくなる事がわかる。初期相角度 δ_0 が大きいほど発電機は脱調し易いため、脱調抑制のための最小必要容量は大きな値となる。

系統事故発生位置が異なる場合

系統設定 1-1-2 と 1-2-2、及び 2-2-1 と 2-2-2 において比較を行う。

表 5.1 から、系統事故発生位置が発電機端子至近であるほど、安定化手法ごとにおける最小必要容量も大きくなる事がわかる。この理由として以下の事が考えられる。

- 発電機内部リアクタンスに対する発電機端子から事故点までのリアクタンスが小さくなり、事故発生時の電圧降下が大きくなるため。
- 有効電力制御の上限が低下することにより、加速エネルギーの抑制が困難になるため。

これらの事を確かめるために、各系統における発電機端子電圧 V_G 、有効電力制御の上限 P_{climit} の特性を、それぞれ図 5.4、5.5 に示し、考察する。なお、有効電力制御の上限の低下については P 制御のみ検討した。

発電機端子電圧 系統事故時における発電機端子電圧の実部 V_{GD} 及び虚部 V_{GQ} は、安定化手法を用いない場合、以下のように表される。

$$\begin{cases} V_{GD} = \frac{XE_{GD} + X'_d V_{\infty D}}{2(X + \frac{1+a}{a} X'_d)} \\ V_{GQ} = V_{GD} \end{cases} \quad (5.1)$$

式 (5.1) において、事故点が発電機端子に限りなく近づくと、

$$\lim_{a \rightarrow 0} V_G = \lim_{a \rightarrow 0} \sqrt{V_{GD}^2 + V_{GQ}^2} = \lim_{a \rightarrow 0} \sqrt{2} V_{GD} = 0 \quad (5.2)$$

となる。よって、事故点が発電機端子至近であるほど発電機端子電圧は低下する事がわかる。また、図 5.4 からそのことが確認される。

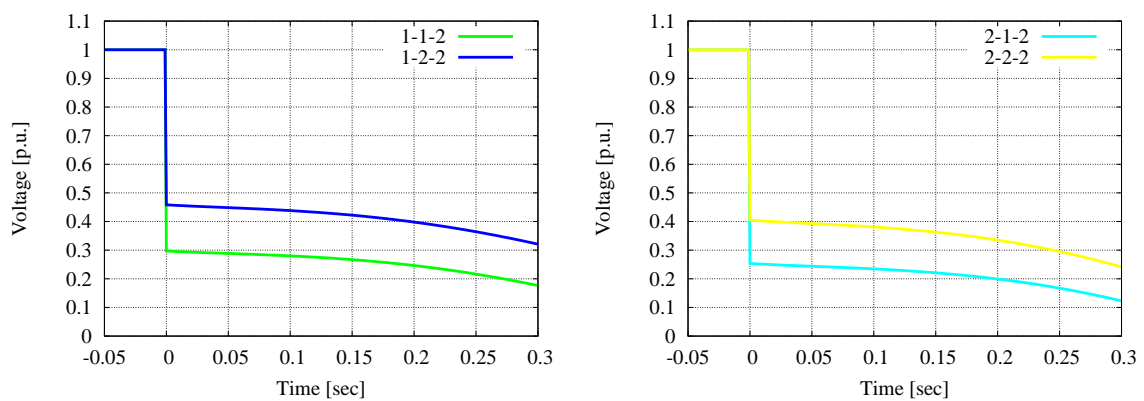


図 5.4: 発電機端子電圧 V_G

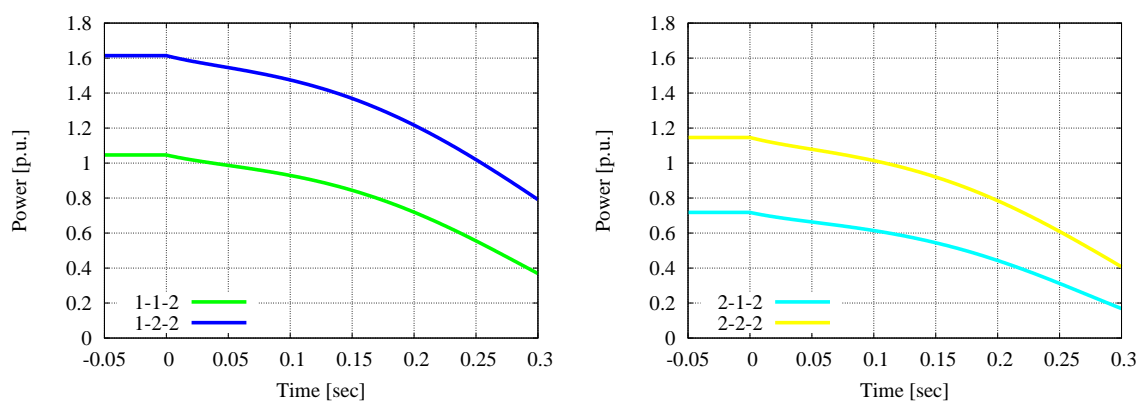


図 5.5: 有効電力制御の上限 P_{climit}

有効電力制御の上限 系統事故時の P 制御の上限 P_{climit} は、簡単のため式 (3.9) において $P_c = 0.0$ 、 $Q_c = 0.0$ とすると、以下のように表される。

$$|P_{\text{clim}}| = \frac{(XE_{GD} + X'_d V_{\infty D})^2 + (XE_{GQ} + X'_d V_{\infty Q})^2}{2XX'_d \left(X + \frac{1+a}{a}X'_d\right)} \quad (5.3)$$

事故点が発電機端子に限りなく近づくと、

$$\lim_{a \rightarrow 0} |P_{\text{clim}}| = 0 \quad (5.4)$$

となる。よって、事故点が発電機端子至近であるほど、P 制御の上限 P_{climit} は低下する事がわかる。また、図 5.5 からその事が確認される。

以上より、事故点位置が発電機端子至近であるほど発電機から有効電力を多く吸収必要がある。一方で、有効電力の吸収による式 (5.8) の制約が低下するため、P 制御による吸収電力を大きくし過ぎると発電機出力だけでなく無限大母線系統からの有効電力を吸収する事となり、最小必要容量は比較的大きくなる事がわかった。また、事故点位置が発電機端子至近になり式 (5.3) 制約の低下が著しくなると、P 制御により加速エネルギーを十分に抑制する事が出来ない場合が発生する事がわかった。

送電線長が異なる場合

系統設定 1-1-1 と 2-1-1、1-1-2 と 2-1-2、1-2-2 と 2-2-2 において比較を行う。ここでは 1-1-2 と 2-1-2、1-2-2 と 2-2-2 における結果のみを載せた。

表 5.1 から、送電線長が長いほど安定化手法ごとにおける最小必要容量が大きくなる事がわかる。この理由として以下の事が考えられる。

- 送電線長が長いほど発電機出力が低下するため。

これらの事を確かめるために、各系統における発電機出力 P_e 、発電機端子電圧 V_G の特性を、それぞれ図 5.6、5.7 に示し、考察する。

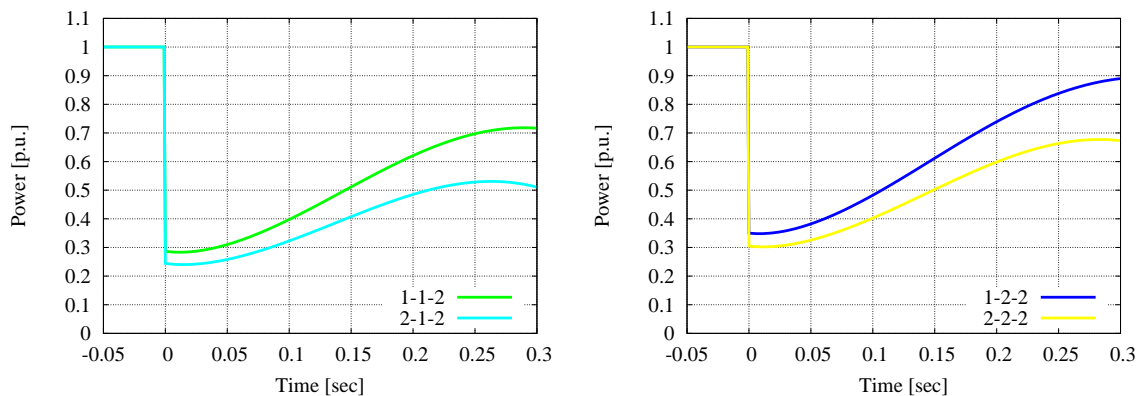


図 5.6: 発電機出力 P_e

発電機出力 図 5.9 において、負荷で消費される電力が最大となる時の負荷のインピーダンスを求めると、負荷のインピーダンスを図 5.9 の様にする、負荷で消費される電力は、

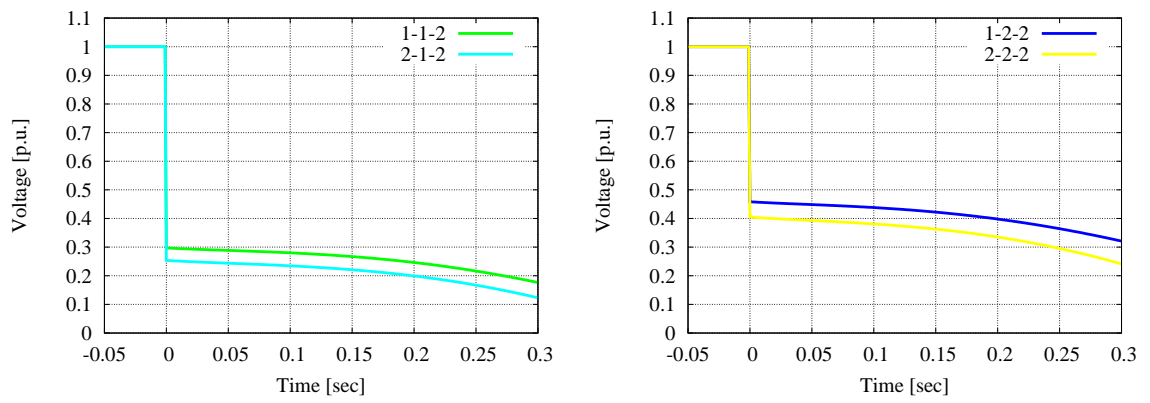


図 5.7: 発電機端子電圧 V_G

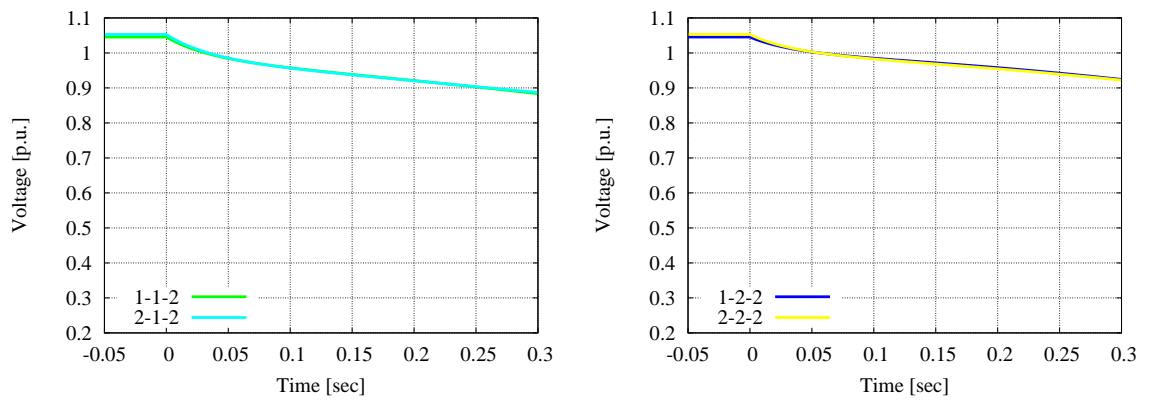


図 5.8: 発電機内部起電力 E_G

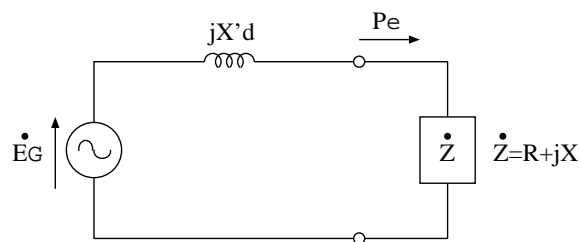


図 5.9: 負荷 \dot{Z} で消費される最大電力

$$P_e = \frac{RE_G^2}{R^2 + (X'_d + X)^2} \quad (5.5)$$

となる。式(5.5)において負荷のリアクタンス X が $X = -X'_d$ の時、負荷で消費される電力が最大となる。一方、リアクタンス X が大きくなるにつれ消費電力が小さくなる。ここでは負荷での消費電力は発電機出力となるから、送電線長が長く送電線リアクタンスが大きくなるほど発電機出力が低下する事がわかる。また、図 5.6 からその事が確認される。

発電機出力の低下直後において相差角は変化しないため、この場合、発電機内部起電力、発電機端子電圧のどちらか、または双方が低下する。図 5.7、5.8 に示す様に、事故中においては双方の電圧が低下するのだが、送電線リアクタンスの大きさに起因する電圧の低下としては発電機内部起電力 E_G に比べ発電機端子電圧の方が大きい。これは本研究が限定的な設定において検討を行っているためである可能性がある。

系統設定ごとに求められる安定化手法

系統設定ごとで加速エネルギー抑制の為に最小必要容量に差が生じるのは、事故発生前後の発電機出力や発電機端子電圧の特性が異なるためであり、最適な安定化手法も系統設定ごとに異なると考えられる。以下では、系統設定と、最適な加速エネルギー抑制方法についてまとめる。

- 初期発電機出力が異なる場合

初期発電機端子電圧 V_{G0} は一定としているため、初期発電機出力が高いほど初期相差角が大きく、系統に備わっている減速エネルギーは比較的小さくなる。そのため、発電機の脱調を抑制するためには加速エネルギーを比較的多く抑制する必要がある。そのため加速エネルギー抑制方法としては、加速エネルギー抑制効果の高い手法が相応しいと考えられる。

- 系統事故発生位置が異なる場合

系統事故発生位置が発電機端子至近であるほど、発電機端子電圧の低下が大きく、P 制御、R 制御による加速エネルギー抑制が困難になる。そのため、発電機端子電圧を上昇させる手法が相応しいと考えられる。

- 送電線長が異なる場合

送電線長が長いほど、系統事故時における発電機出力の低下が大きい。また、発電機内部起電力の低下が小さいため、発電機端子電圧も大きく低下する。そのため、発電機の有効電力を直接制御し、同時に発電機内部起電力及び発電機端子電圧を上昇させる手法が相応しいと考えられる。

5.1.2 安定化手法ごとにおける比較及び考察

表 5.1 に示す様に、発電機回転子の加速エネルギー抑制のための最小必要容量は、安定化手法ごとに異なる。以下では安定化手法ごとにおける最小必要容量の比較、及び最小必要容量の違いに対する考察を行う。

制御ごとにおける比較の模式図を図 5.10 に示す。図 5.10 に示す様に、まず単一制御（P 制御、Q 制御、R 制御）ごとの比較及び考察を行い、次に同時制御（P+Q 制御及び R+Q 制御）における比較及び考察を行う。

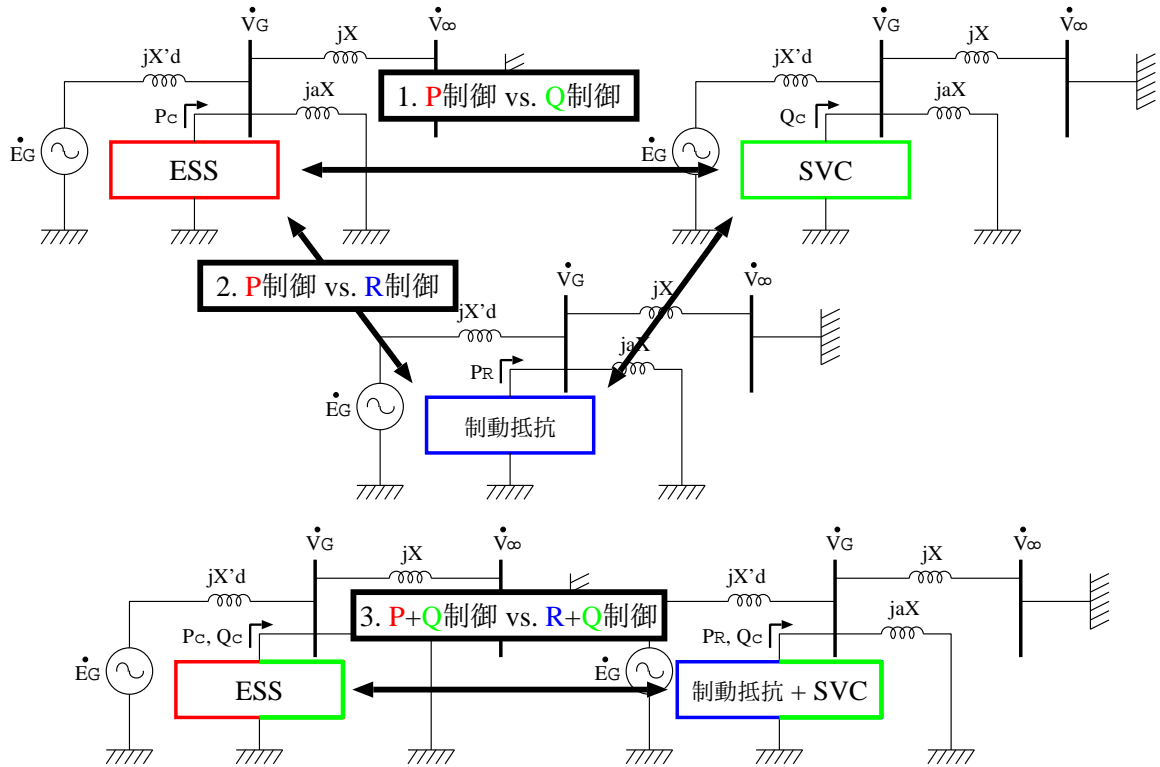


図 5.10: 手法ごとにおける比較の模式図

単一制御

単一制御ごとで加速エネルギー抑制方法は異なるが、事故直後であれば機械入力是一定であるため、基本的には発電機出力を上昇させる事で抑制を図る事になる。Q 制御の場合は、進みの無効電力を注入する事で発電機端子電圧 V_G が上昇され、間接的に発電機出力が上昇する。一方、P 制御及び R 制御の場合は発電機の有効電力を直接吸収及び消費する事で発電機出力を大きくする。しかし前章で述べた様に、P 制御及び R 制御を用いた場合は発電機端子電圧だけでなく発電機内部起電力も低下する。そのため、十分に発電機出力を上昇させる事が出来るかわからない。また、発電機脱調抑制のための発電機出力制御において、無効電力は間接的で、有効電力は直接的であるため有効電力の方が効果的であると言われているが、これがどのような場合においてどれほど効果的であるかがわからない。

P 制御と R 制御は両制御とも発電機出力を直接変化させる事が出来る手法であるが、双方の加速エネルギー抑制効果に違いがあるのか、また、事故中における加速エネルギー抑制手法としてどちらがより相応しいかが把握出来ていない。

これらの事を把握するために、以下ではまず P 制御 (R 制御) と Q 制御、次に P 制御と R 制御における比較及び考察を行う。

P 制御 (R 制御) と Q 制御 P 制御及び Q 制御を用いた時における発電機端子電圧 V_G は式 (3.8) に、位相差 θ の関係式は以下の通りである。なお、各式において P 制御は $Q_c = 0.0$ 、Q 制御は $P_c = 0.0$ である。

$$\theta = \tan^{-1} \left\{ \frac{X}{X'_d + X_{GD}} \left(E_{GQ} + \frac{X'_d P_c}{V_{GD}} \right) \right\} \quad (5.6)$$

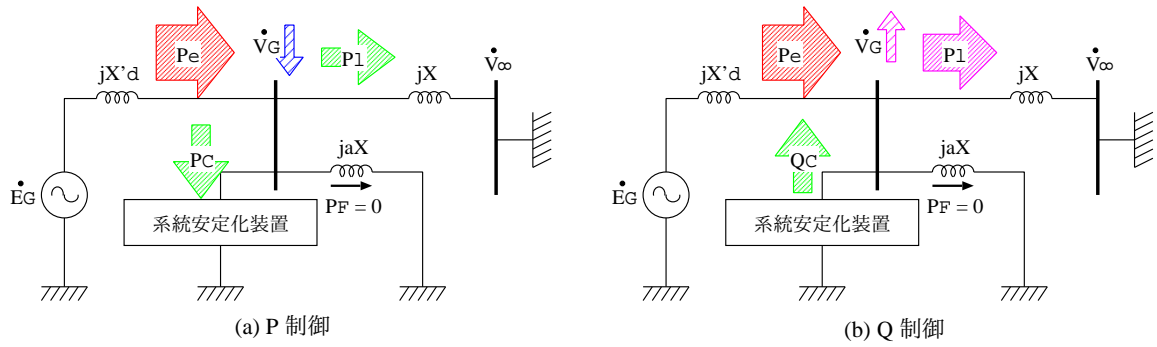


図 5.11: P 制御及び Q 制御を用いた時の電力及び電圧の概念図

電力系統へ流れる電力の関係式は、送電線リアクタンスを X とすると以下で示される。

$$P_l = \frac{V_G V_\infty}{X} \sin \theta \quad (5.7)$$

図 5.11 に、P 制御、Q 制御を用いた時における各電力及び電圧の概略図を示す。式 (3.8) 及び式 (5.6) に示す様に、Q 制御は発電機端子電圧 V_G を制御する事は可能であるが、位相差 θ は制御出来ない。よって、Q 制御は系統へ流れる電力を大きくする事で発電機出力を上昇させる事になるが、送電長が長く送電線リアクタンス X が比較的大きい場合、送電電力を上昇させる事が困難になる。一方で、P 制御は発電機端子電圧 V_G だけでなく位相差 θ も変化させる事が出来る。さらに、発電機端子端で発電機出力の有効電力を吸収する事で発電機出力を上昇させる。

表 5.2: 制御開始時間遅れを考慮しない場合における最小必要容量（単位は [p.u.]）

系統設定	P 制御	Q 制御	R 制御
1-1-1	0.037	0.055	0.040
2-1-1	0.445	1.105	0.484

送電長が比較的短い場合において大きな違いは見られないが、送電長が長くなる程、P 制御（R 制御）と Q 制御間における最小必要容量の差が大きくなった。このことから、長距離送電における加速エネルギー抑制手法としては、P 制御（R 制御）の様な発電機端子端で発電機出力を制御する方が容量的に優れる可能性がある事が確認された。

表 5.3: 制御開始時間遅れを考慮しない場合における最小必要容量（単位は [p.u.]）

系統設定	P 制御	Q 制御	R 制御
2-1-2	×	-	×

Q 制御では、ほとんどの系統設定において加速エネルギーを抑制させる事が出来たが、系統設定 2-1-2 においては過剰の無効電力注入により減速エネルギー E_b が蓄えられてしまった。そのため、Q 制御における加速エネルギーの抑制効果を正確に比較出来なかった。この様に、過剰無効電力注入時において、加速エネルギーが十分抑制される前に減速エネルギーが蓄えられた理由は、Q 制御は発電機端子電圧を（間接的に発電機内部起電力も）上昇させる事が出来るのだが、相差角まで制御する事

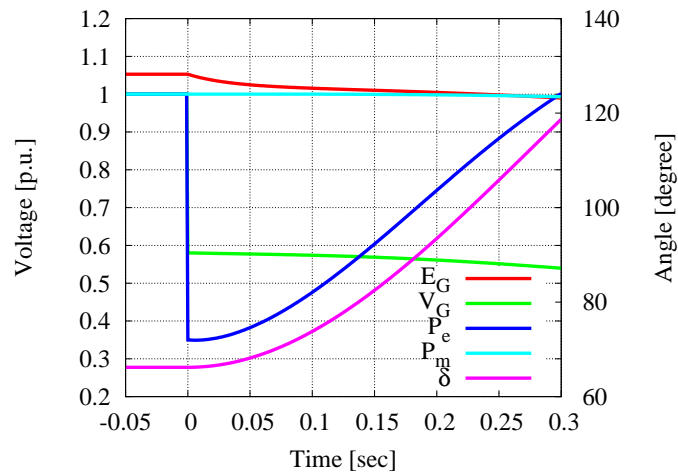


図 5.12: 過剰無効電力注入時における特性

が出来ないためであると考えられる。過剰無効電力注入時（系統設定 2-1-2）における発電機出力 P_e 、機械入力 P_m 、発電機内部起電力 E_G 、相差点 δ 、発電機端子電圧 V_G の特性を図 5.12 に示す。図 5.12 に示す様に、発電機内部起電力 E_G 及び発電機端子電圧 V_G は、それぞれ初期の電圧の値より低下しているのにも関わらず、時刻 $t=0.3$ [sec] 付近で発電機出力が機械入力よりも大きくなり、減速エネルギーが蓄えられている。このことから、発電機出力は相差点に大きく依存している事がわかる。Q 制御は発電機端子のみ制御可能であるため、表 5.1 の結果に示す様に、P 制御及び R 制御に比べ Q 制御の方が最小必要容量は大きくなった。よって、加速エネルギー抑制方法としては発電機出力を直接制御（変化）させる手法を用いた方が加速エネルギー抑制効果が高い事がわかった。

P 制御と R 制御 P 制御は発電機の有効電力を直接吸収する事で、R 制御は発電機端子に並列に抵抗負荷を挿入し、発電機からの電気の出力を強制的に増加させる事で加速エネルギーを抑制する。よって、P 制御と R 制御は共に発電機の有効電力を直接変化させる手法である。そのため、表 5.1 に示す最小必要容量も同程度となった。一方で、双方の結果には若干の違いがある事もわかった。

表 5.1 の結果は、P 制御に比べ R 制御における最小必要容量の方が、ほとんどの系統設定において大きくなった。これは P 制御は有効電力一定制御を行っているのに比べ、R 制御による消費電力は発電機端子に依存して変化するためであると考えられる。事故中の P 制御、R 制御における有効電力吸収（消費）量の特性を図 5.13 に示す。図 5.13 から、R 制御による消費電力は時間と共に低下する事が確かめられた。よって、同じ加速エネルギーを抑制するためには、定格電力（最小必要容量）として比較的大きいものが必要となる。結果の違いはこのために生じたと考えられる。

表 5.4: 制御開始時間遅れを考慮しない場合における最小必要容量（単位は [p.u.]）

系統設定	P 制御	R 制御
2-2-2	×	0.872

系統設定 2-2-2 において、P 制御では十分に加速エネルギーを抑制出来なかったが、一方で R 制御では抑制出来た。これは、P 制御及び R 制御による発電機の有効電力吸収及び消費を大きくしすぎると、無限大母線系統に対する発電機端子の位相差が負となり、無限大母線系統から系統安定化装置へ

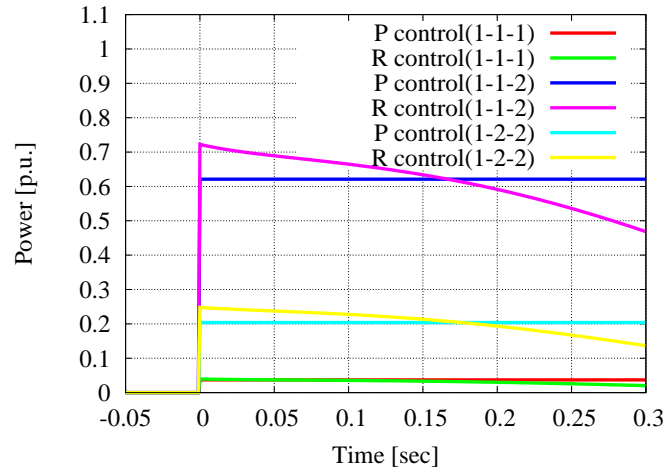


図 5.13: P 制御による発電機の有効電力制御及び R 制御による消費電力の特性

の潮流が発生するが、P 制御の方が逆潮流の発生する度合いが大きいのである。

事故中に P 制御を用いた時の発電機端子の位相差は式 (5.6) に示す通りで、位相差 $\theta \geq 0$ となる条件式を式 (5.8) に示す。一方、R 制御の場合は式 (5.9) に示す通りで、事故発生位置、送電線リアクタンス、発電機端子電圧等に依存する。

$$|P_c| \leq \frac{E_{GQ} V_{GD}}{X'_d} (= P_{c\theta\lim}) \quad (5.8)$$

$$|P_R| \leq \frac{X_{all} V_{gq1} V_G^2}{\alpha X_1 X_a V_{gd1}} (= P_{R\theta\lim}) \quad (5.9)$$

発電機の有効電力を吸収及び消費し過ぎると位相差 θ は負となり、無限大母線系統から発電機端子方向への潮流が発生する。これを防ぐためには、有効電力の吸収を式 (5.8) 及び式 (5.9) の範囲で行う必要があるが、本研究においては式 (5.8) の制約を考慮せずに P 制御を行っている。式 (5.8) 式 (5.9) における制約の特性は、図 5.14 に示す通りである。また、P 制御及び R 制御を用いた時に系統に流れる電力 P_l の特性を図 5.15 に示す。図 5.14 に示す様に、この制約の上限は式 (3.9) における制

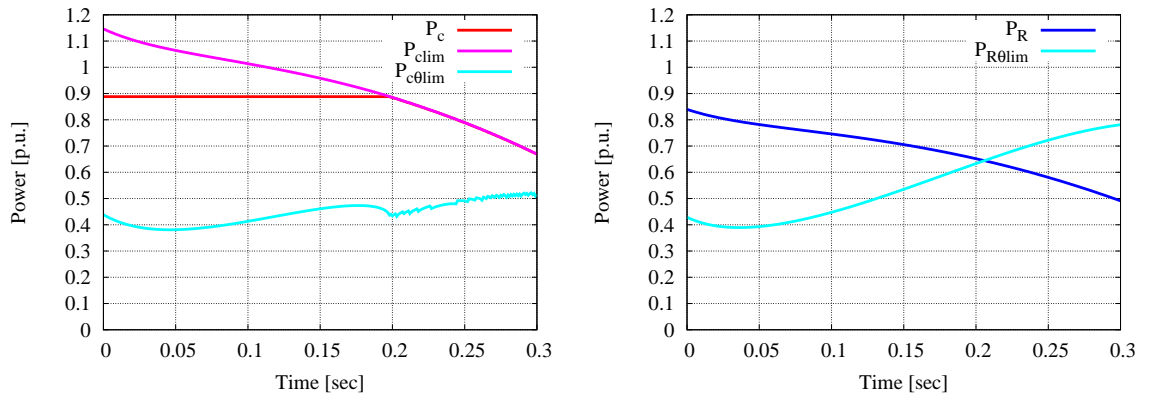


図 5.14: 発電機端子の位相差 $\theta \geq 0$ となる P 制御、R 制御における上限 $P_{c\theta\lim}$ 、 $P_{R\theta\lim}$

約に比べ比較的小さい。また、発電機端子電圧 V_G に依存しており事故直後における発電機端子電圧

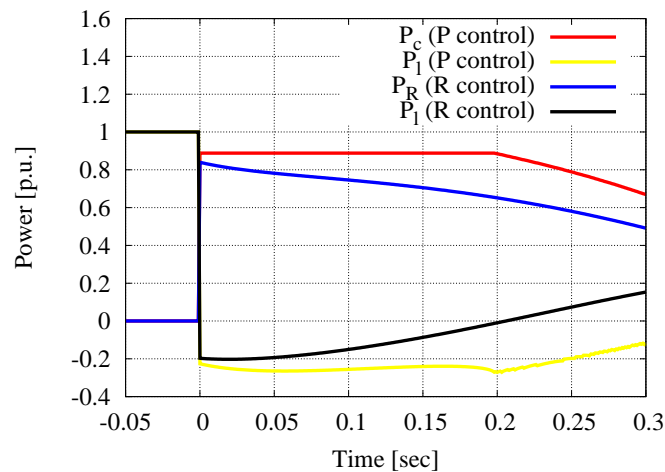


図 5.15: P 制御及び R 制御における吸収電力 P_c 、消費電力 P_R 、送電電力 P_l の特性

V_G の低下は比較的大きいことから、P 制御により比較的沢山加速エネルギー抑制しなければならない場合には、容易に無限大母線系統からの潮流が発生してしまう事がわかる。R 制御の場合も同様で、発電機から多くの有効電力を消費する場合、発電機端子電圧が低下し位相差が負となるため、逆潮流が発生する。しかし、式 (5.8) 及び式 (5.8) による制約を超えて P 制御、R 制御を行っても加速エネルギー抑制は図る事は出来、この場合、最小必要容量は比較的大きなものとなる。

P 制御及び R 制御を用いた時における潮流の特性を図 5.15 に示す。図 5.15 で、送電電力 P_l が負である場合、無限大母線系統から発電機端子方向への潮流が発生している事を意味する。R 制御の場合、時刻 $t=0.20$ [sec] 辺りで $P_l \geq 0$ となったが、P 制御の場合、事故期間中常に逆潮流が発生している。よって、P 制御において加速エネルギーを十分に抑制出来ず、R 制御では抑制可能であった理由としては、発電機出力からの有効電力だけでなく無限大母線系統からの潮流が常に発生したためであると考えられる。ここから、発電機の有効電力を直接変化させる手法としては、積極的に電力制御を行うと逆潮流の度合いを酷くさせる恐れがあるため、R 制御の様な受動的に制御を行うものの方が優れる可能性がある。

事故中における発電機端子電圧は常に低下し続けており、P 制御や R 制御を行うと更に電圧が低下する事が確認されている。P 制御は制約にかからない限り有効電力一定制御を行うため、系統安定化装置に流れ込む電流は相対的に大きくなる。P 制御、R 制御を用いたときの系統安定化装置に流れ込む電流（それぞれ I_P 、 I_R ）及び発電機端子電圧 V_G の特性を図 5.16 に示す。図 5.16 に示す様に、P 制御及び R 制御を用いた時の発電機端子電圧の特性に大きな違いは見られない。装置に流れ込む電流に関しては、R 制御の場合、発電機端子電圧の低下と共に減少しているのがわかる。一方で P 制御の場合、発電機端子電圧の低下に反比例して増加しているのがわかる。この現象は、電圧の低下が大きく P 制御による有効電力の吸収量が多いほど顕著になる。この様な時、電力変換器の定格容量だけでなく定格電流も考慮しなければならない場合が生じる可能性がある。

P 制御、R 制御の双方の制御において十分に加速エネルギーを抑制させる事の出来ない場合が発生した。P 制御の場合は式 (5.3) に示す様に、発電機の有効電力の吸収に上限が存在する。この様な制約が存在するのは発電機出力自体に上限があるためである。よって、発電機出力の上限を上回る有効電力制御は行えないため、P 制御による加速エネルギー抑制が行えなかったと考えられる。R 制御の場合は図 4.9 に示す様に、制動抵抗の抵抗値を小さく設定して消費電力を大きくするほど、発電機端子電圧が低下してしまう。発電機端子電圧の低下と共に消費電力も低下するため、消費電力には上限

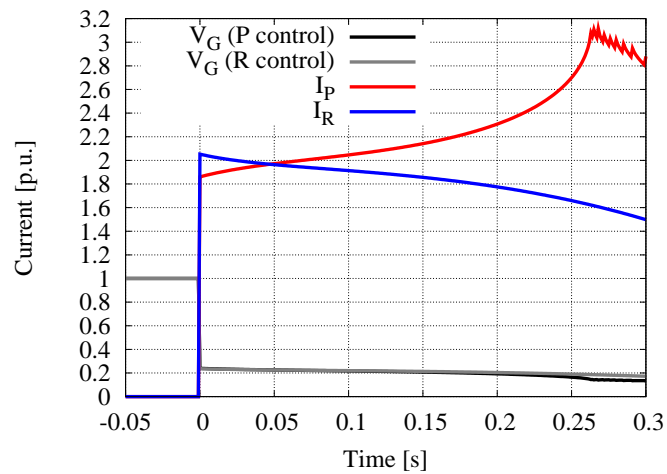


図 5.16: P 制御、R 制御を用いた時に系統安定化装置に流れ込む電流 I_P 、 I_R 及び発電機端子電圧 V_G の特性の例

表 5.5: 制御開始時間遅れを考慮しない場合における最小必要容量（単位は [p.u.]）

系統設定	P 制御	R 制御
1-1-2	×	×
2-1-2	×	×

が存在する。そのため、十分に加速エネルギーを抑制する事が出来なかったと考えられる。

同時制御

P+Q 制御及び R+Q 制御を用いた場合、すべての系統設定において加速エネルギーを抑制する事が出来た。これは、図 5.11 に示す両制御の利点である発電機出力の上昇と送電電力の増大を組み合わせただためであると考えられる。P+Q 制御と R+Q 制御における最小必要容量の比較をしてみると、若干の違いがあるものの、ほぼ同程度の抑制効果がある事が確認された。また、この制御間における抑制効果の差は、図 5.17 に示す様に、R 制御における消費電力は発電機端子電圧と共に低下し一定でないためであると考えられる。

表 5.6: 制御開始時間遅れを考慮しない場合における最小必要容量（単位は [p.u.]）

系統設定	P+Q 制御 (PF)	R+Q 制御
1-1-1	0.032 (0.86)	0.032
1-1-2	0.756 (0.79*)	0.846
1-2-2	0.161 (0.83)	0.191
2-1-1	0.324 (0.88)	0.379
2-1-2	1.091 (0.82*)	1.167
2-2-2	0.549 (0.86)	0.612

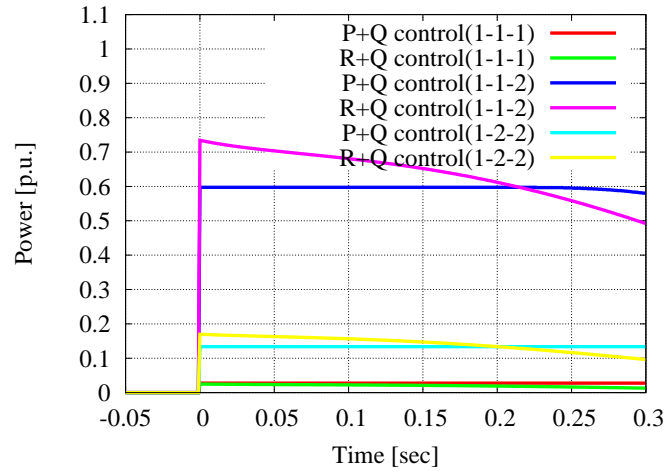


図 5.17: P+Q 制御及び R+Q 制御における有効電力 P 、無効電力 Q 、消費電力 P_R の特性の例

最小必要容量が小さい試験において力率はほとんど同じ値で 0.83 ~ 0.88 となったが、最小必要容量が大きくなる様な過酷な試験ほど力率が小さくなる傾向がある事がわかった。これは P 制御が式 (3.9) の制約にかかり、無効電力の注入比が大きくなったためであると考えられる。系統設定 1-1-2 及び 2-1-2 で、P+Q 制御及び R+Q 制御における潮流の特性をそれぞれ図 5.18、図 5.19 に示す。図 5.18 におい

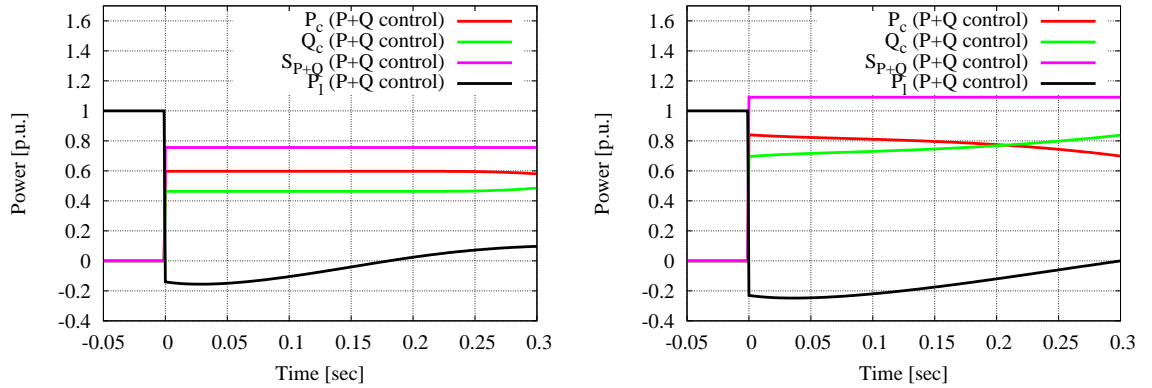


図 5.18: P+Q 制御における注入電力 P_c 、 Q_c 及び送電電力 P_l

て、皮相電力 S_{P+Q} は一定である。事故中における P_c が制約にかかったため有効電力の吸収を絞り、 Q_c の注入が多くなっているのが見てとれる。このため、他の系統設定で得られた力率と違いが生じたと考えられる。実際にはこれほど高速に制御を行う事は難しいと考えられるが、この様に本論文で用いる P+Q 制御は力率を変えて制御出来るものとしており、 P_c が制約にかからない場合はほぼ一定である事から、この値が何かに起因し決まるものである事が考えられる。

次に、P+Q 制御及び R+Q 制御における有効電力 P_c (P_R) と無効電力 Q_c のどちらが加速エネルギー抑制に大きく寄与しているか検討する。図 5.18、図 5.19 において送電電力 P_l はほぼ 0 付近を推移しているのがわかる。また、送電線長が長くなるほどその傾向が顕著に現れた。このことから、P+Q 制御及び R+Q 制御における無効電力 Q_c は発電機出力を無限大母線系統へ流す電力を多くする為に使われるのではなく、有効電力 P_c (P_R) における制約を上昇させるために使われており補完的な役割を

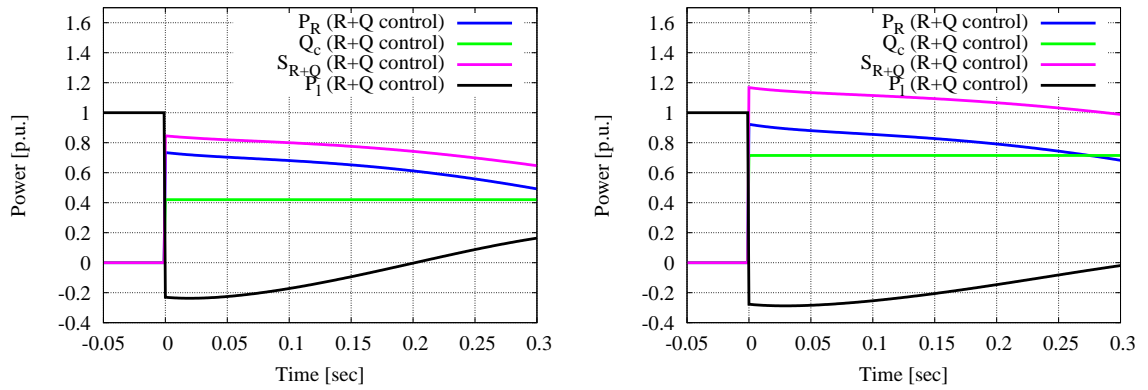


図 5.19: R+Q 制御における注入電力 P_R 、 Q_c 及び送電電力 P_l

担う事がわかった。図 5.18 及び図 5.19 における送電電力 P_l の特性はほぼ一致しており、P+Q 制御における力率は発電機端子端における有効電力吸収（消費）と送電電力の割合で決まる可能性がある。

今回用いた系統設定において、特に P_c が制約にかからない場合、P+Q 制御及び R+Q 制御における無効電力注入量、及び制御中における力率（R+Q 制御の場合は消費電力と無効電力の比率）はほぼ同じとなる事が確認された。しかし、任意の系統設定及び系統事故に対して成り立つものがどうかの確認がなされていない。また、任意の系統設定においてこの力率で最大の抑制効果が得られる場合、何に起因して決まるか把握出来ておらず、今後検討する必要がある。

5.2 制御開始時間遅れを考慮した場合

ここでは安定化手法が系統事故検知直後に行える場合を検討する。各制御において加速エネルギー抑制に必要な最小電力を表 5.7 に示す。

表 5.7: 制御開始時間遅れを考慮した場合における最小必要容量（単位は [p.u.]）

系統設定	P 制御	Q 制御	P+Q 制御 (PF)	R 制御	R+Q 制御
1-1-1	0.064	0.087	0.050 (0.81)	0.075	0.057
1-1-2	×	-*	1.401 (0.65**)	×	1.614
1-2-2	0.346	0.417	0.247 (0.77)	0.400	0.295
2-1-1	×	1.630	0.569 (0.79)	×	0.622
2-1-2	×	-*	2.310 (0.51**)	×	2.532
2-2-2	×	-*	0.920 (0.76)	×	1.019

5.2.1 制御開始時間遅れの有無における比較及び考察

表 5.1 の結果と同じ傾向が見受けられ、系統事故発生から事故検知及び制御開始に時間遅れが生じる場合でも、系統設定ごとに求められる安定化手法、及び安定化手法による加速エネルギー抑制の性能は同じであり、制御開始時間遅れを考慮しない場合と同じ考察が行える事がわかった。

表 5.1 及び表 5.7 の結果を比較すると、すべての制御において制御開始時間に遅れが生じた方が最小必要容量は大きくなった。最小必要容量の値としては、発電機の有効電力を直接吸収（消費）した方が小さくなる事が確認された。制御開始時間遅れがある場合においても P 制御、Q 制御、R 制御、それぞれ制御により十分に加速エネルギーを抑制する事が出来ない場合があった。理由としては制御開始時間遅れを考慮しない場合と同じで、Q 制御においては、無効電力大量注入時は十分に加速エネルギーが抑制される前に減速エネルギーが蓄積するためである。P 制御においては有効電力制御における制約が低下するため、R 制御においては発電機端子電圧低下による消費電力の減少のためであるが、制御開始時間遅れを考慮した場合の方が顕著となる事が確認された。よって加速エネルギー抑制の為の安定化手法としては、系統事故発生後、早急に対策を講じる事の出来る制御手法の構築が求められる。

P+Q 制御の力率において、式（3.9）の制約にかからない場合はほぼ同じ値となったが、一方で制約にかかる場合（系統設定 1-1-2 及び 2-1-2）は力率が比較的小さくなった。制約にかかる時の、P+Q 制御における有効・無効電力の出力特性を図 5.20 に示す。発電機の有効電力を大量に吸収する必要の

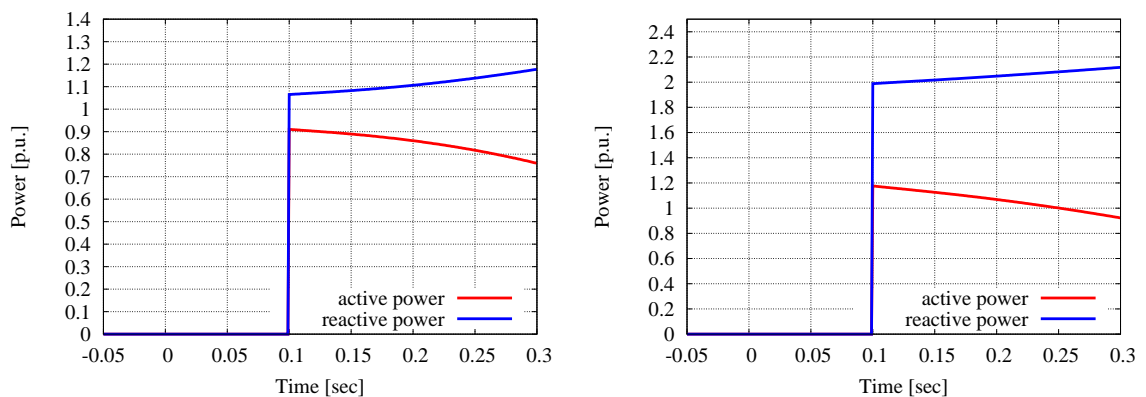


図 5.20: 系統設定 1-1-2 及び 2-1-2 において、P+Q 制御を用いたときの有効・無効電力の出力特性

ある過酷な試験においては、式（3.9）の制約により、有効・無効電力の出力配分が大きく異なる場合がある事がわかった。制御開始時間遅れを考慮した場合も同様に、式（3.9）の制約にかからない場合はほぼ一定の力率となることがわかった。これについては今後検討する必要がある。

5.3 章のまとめ

安定化手法のみによる加速エネルギー抑制効果を、最小必要容量の比較により行った。安定化手法による制御開始時間として、

1. 制御開始時間遅れなし
2. 制御開始時間遅れあり

の二つ場合について検討した。

系統設定を変えて検討する事で、系統設定ごとにおける系統事故前後の特性を把握し、各設定で求められる安定化手法について考察した。また、系統設定や制御開始時間を変えて行うことで、安定化手法ごとの特性を把握した。その結果、長距離送電における発電機回転子の加速エネルギー抑制手法

表 5.8: 長距離送電における加速エネルギー抑制手法のまとめ（大きいほど優れる）

	最小必要容量	加速エネルギー抑制性能
単一制御	P 制御 > R 制御 > Q 制御	R 制御 > P 制御 > Q 制御
同時制御	P+Q 制御 > R+Q 制御	R+Q 制御 > P+Q 制御

として以下の結論を得た。なお、加速エネルギー抑制性能は、安定化手法における最小必要容量、加速エネルギー抑制可能・不可能、装置へ流れ込む電流、逆潮流発生度合い等の総合評価とする。

制御開始時間遅れを考慮した場合においても系統設定ごとに求められる安定化手法、及び安定化手法による加速エネルギー抑制の性能も同じであるため、安定化手法による最小必要容量の傾向は変わらない事が確認された。制御開始時間遅れを考慮した方が最小必要容量が大きくなることから、加速エネルギー抑制のためには事故発生後直ちに対策を講じる事の出来る制御手法の構築が必要となる。

第6章 結論

6.1 本論文の成果

本論文では、調速機及び励磁制御を含めた安定化手法による発電機一波脱調抑制の為の基礎的な比較検討を行った。安定化手法としては以下のものを用いて比較検討した。

- 有効電力（P 制御）
- 無効電力一定（Q 制御）
- 皮相電力一定（P+Q 制御）
- 制動抵抗（R 制御）
- 制動抵抗及び無効電力一定（R+Q 制御）

発電機一波脱調抑制の中でも発電機回転子の加速エネルギー抑制のためだけに安定化手法を用いる事で、手法による違いを明確化させた。比較的簡易なモデルである一機無限大母線系統を用いる事で、安定化手法による加速エネルギー抑制方法について理論的に考察した。調速機及び励磁制御として電力系統標準モデルを用い、制御時間遅れを考慮して比較検討した。

安定化手法を発電機回転子の加速エネルギー抑制のために用いる場合、検討する時間が比較的短い事、及び制御系の機器応答が時間的に遅い事から、調速機や励磁制御による加速エネルギー抑制効果を見捨てる事がわかった。そのため、安定化手法のみにおける加速エネルギー抑制効果の比較を行い、手法による違いを明確化させた。また、系統設定や制御開始時間を変えて行うことで、安定化手法ごとの特性を把握した。その結果、長距離送電における発電機回転子の加速エネルギー抑制手法として以下の結論を得た。

表 6.1: 長距離送電における加速エネルギー抑制手法のまとめ（大きいほど優れる）

	最小必要容量	加速エネルギー抑制性能
単一制御	P 制御 > R 制御 > Q 制御	R 制御 > P 制御 > Q 制御
同時制御	P+Q 制御 > R+Q 制御	R+Q 制御 > P+Q 制御

制御開始時間遅れが生じる場合においても、系統設定ごとに求められる安定化手法、及び安定化手法による加速エネルギー抑制の性能は同じであり、制御開始時間遅れを考慮しない場合と同じ考察が行える事がわかった。制御開始時間遅れを考慮した方が最小必要容量が大きくなることから、加速エネルギー抑制のためには事故発生後直ちに対策を講じる事の出来る制御系及び手法が求められる。

6.2 今後の課題

本論文は安定化手法による基礎的な比較検討であり、簡易なモデルを用いている。検討時間は事故中のみで、安定化手法は発電機回転子の加速エネルギー抑制のためだけに用いており、事故除去以後

の検討を行っていない。系統安定化装置の使用方法として、事故中においては定格出力で用いられるという仮定の下、基本一定電力制御による比較を行っており、電力機器の特性を考慮していない。また、P+Q 制御における力率が何に起因するものであるか把握できていない。そのため、今後は以下の事を考慮して検討する必要があると考えている。

- 一般的な系統における任意の系統事故に対する比較検討
- 系統事故回線除去後も含めた発電機一波脱調抑制のための安定化手法の比較検討
- 電力機器や系統安定化装置の特性を考慮しての比較検討
- P+Q 制御における力率に関する検討

参考文献

- [1] 今井 孝二 監修：「パワーエレクトロニクスハンドブック」, R & D プランニング, 2002 年
- [2] 仁田 旦三, 高木 隆志, 馬場 旬平, ”一定有効電力・無効電力注入による電力系統安定化効果の基礎検討”, 電気学会全国大会, 2008 年 3 月
- [3] 仁田 旦三, 高木 隆志, 広橋 滋人, 馬場旬平, ”過渡安定度向上のための効果的な有効電力注入方法の基礎検討”, 電気学会 B 部門大会, 2008 年 9 月
- [4] 長谷川 淳, 斎藤 浩海, 大山 力, 北 裕幸, 三谷 康範：「電力系統工学」, オーム社, 2002 年
- [5] 檜山 隆, 上野大介, 穴見英介, 山城 迪, 山岸政章, 清水正明, ”ECS を用いた電力系統の安定化制御”, 電気学会全国大会, 2000 年
- [6] 飯田 晋士, 今村 俊治, 白井 五郎, 藤田 吾郎, ”制動抵抗を用いた過渡安定度向上のための実験的検証”, 電気学会論文誌 B, Vol.126, No.9, 2006 年
- [7] 大浦好文著, ”保護リレーシステム工学”, オーム社
- [8] ”電力系統の標準モデル”, 電気学会技術報告 第 754 号, 1999 年 11 月
- [9] 東北電力 HP 系統運用ルール, ”系統保護基準”
- [10] 東京電力 HP 送配電系統利用に関するルール, ”系統アクセスルール”
- [11] 中部電力 HP 系統アクセスルール, ”系統アクセス指針”
- [12] 関西電力 HP 系統アクセスルール, ”系統アクセス検討に関する通達”
- [13] 九州電力 HP 送配電ルール, ”系統アクセス基準”
- [14] 東芝レビュー, ”音声帯域伝送を用いる送電線保護用電流差動リレー”, Vol.62, No.2, 2007 年
- [15] 電力中央研究所 研究年報, ”広帯域通信および時刻同期による次世代広域保護システムの提案”, 1997 年版
- [16] 関根 泰次：「電力系統過渡解析論」, オーム社, 1984 年
- [17] 高木 隆志, ”有効・無効電力注入による電力系統過渡安定度向上効果の比較に関する基礎検討”, 東京大学大学院修士論文, 2008 年

発表文献

1. 馬場旬平, 菊池卓郎, 広橋滋人, 下田英介, 沼田茂生, 仁田旦三, 正田英介, 「有効電力統合カスケード制御を用いた複数種類分散型電源によるマイクログリッドの自立運転模擬試験」, 平成 19 年電気学会全国大会, No6-038, 2007
2. 馬場旬平, 広橋滋人, 菊池卓郎, 下田英介, 沼田茂生, 仁田旦三, 正田英介, 「マイクログリッドの有効電力統合カスケード制御における計測及び伝送時間遅れの影響」, 平成 19 年電気学会全国大会, No6-037, 2007
3. Takuro Kikuchi, Jumpei Baba, Shigeto Hirohashi, Eisuke Shimoda, Shigeo Numata, Eisuke Masada, Tanzo Nitta, "Isolated operation tests of a micro-grid by use of an active power cascade control system", ICEE2007, ICEE-482, 2007
4. Shigeto Hirohashi, Jumpei Baba, Takuro Kikuchi, Eisuke Shimoda, Shigeo Numata, Eisuke Masada, Tanzo Nitta, "Effect of Measurement and Information Transmission Delay on Real Power Cascade Control for Micro-grid", ICEE2007, ICEE-539, 2007
5. 広橋滋人, 馬場旬平, 菊池卓郎, 林泰弘, 「ANSWER における遠隔制御システムの構築」, 平成 20 年電気学会全国大会, No6-259, 2008
6. 仁田旦三, 高木隆志, 広橋滋人, 馬場旬平, 「過渡安定度向上のための効果的な有効電力注入方法の基礎検討」, 平成 20 年電気学会電力・エネルギー部門大会 No11-157, 2008

発表予定

1. 広橋滋人, 馬場旬平, 「一機無限大母線系統三相地絡事故時の安定化手法の違いによる加速エネルギー抑制効果の比較」, 平成 21 年電気学会全国大会

謝辞

本研究において、馬場旬平准教授には終始適切なご指導と御助言を頂きました。ここに深く感謝申し上げます。私に至らない点が多々あり多大な迷惑をかけた事に対して、この場を借りて深謝致します。

一昨年御退職された仁田旦三教授には、研究内容に関して御助言を頂き、深く感謝しております。

研究全般にわたって御助言や御協力を頂きました、博士課程3年の米津武則氏、OBの鈴木公三氏、高木隆志氏、西川勝也氏、修士課程2年の菊池卓郎氏、修士課程1年の西岡英祥氏、伊藤悠氏、学部4年の今中政樹氏、河内駿介氏に対し、謹んで感謝の意を表します。

研究室事務補佐員の玉岡徳子さんには、研究及び研究室での活動全般において多大な協力を頂きました。謹んで感謝の意を表します。

修士論文が提出出来るに至ったのは、偏に皆様のご指導と御協力のお陰です。重ねて感謝申し上げます。

付 録 A 計算機シミュレーションによる検討方法

ここでは同期機の基礎原理に触れ、基礎原理を用いた計算機シミュレーションの解析手法を説明する。

A.1 同期機の基礎原理 [16]

A.1.1 同期機の基本式

同期機に流れる電流は固定子巻線や励磁電流だけでなく、回転子表面に埋め込まれた制動巻線やスロットのくさび、及び積層されていない回転子鉄心中に誘起される渦電流などがある。これらの電流の多くは連続媒質の中を分布して流れているため、その挙動を明らかにすることは容易ではない。従って、一般的には図 A.1 のように、直軸に 1 つの集中制動回路、横軸に 1 つもしくは 2 つの集中制動回路を仮想してその効果を近似的に表現している。図 A.1 の k_d 、 k_q 、 g 回路がそれらを表したもので、いずれも短絡回路を形成し、各回路とも抵抗とインダクタンスから構成されている。

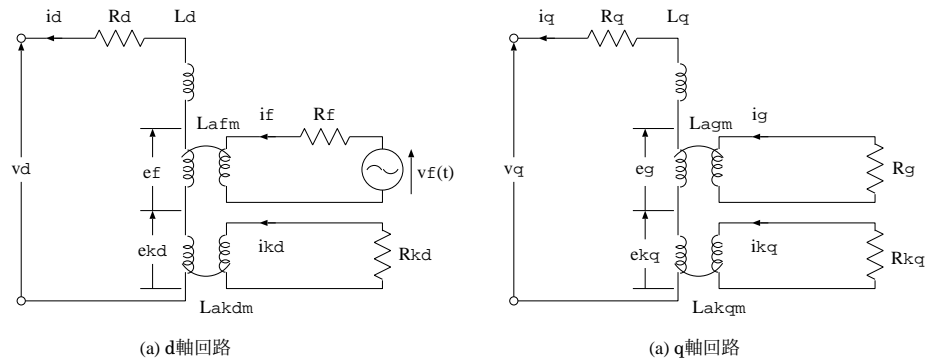


図 A.1: 同期機制動回路の等価表現

なお、ここでは励磁電流について検討するため、主に f 、 k_d 回路のみについてまとめる。

A.1.2 機器定数

制動回路の各巻線に鎖交する磁束は、変換行列を用いる事で、以下の様に d - q - 0 座標で表すことができる。

$$\begin{cases} \phi_d(t) &= -L_d i_d(t) + L_{afm} i_f(t) + L_{akdm} i_{kd}(t) \\ \phi_q(t) &= -L_q i_q(t) + L_{agm} i_g(t) + L_{akgm} i_{kq}(t) \\ \phi_0(t) &= -L_0 i_0(t) \end{cases} \quad (A.1)$$

$$\begin{cases} \phi_f(t) &= -L_{afm}i_d(t) + L_{ff}i_f(t) + L_{fkd}i_{kd}(t) \\ \phi_g(t) &= -L_{agm}i_q(t) + L_{gg}i_g(t) + L_{gkq}i_{kq}(t) \\ \phi_{kd}(t) &= -L_{akdm}i_d(t) + L_{fkd}i_f(t) + L_{kdkd}i_{kd}(t) \\ \phi_{kq}(t) &= -L_{akqm}i_q(t) + L_{gkq}i_g(t) + L_{kqkq}i_{kq}(t) \end{cases} \quad (A.2)$$

また、電圧、電流の関係式は以下のように表される。

$$\begin{cases} v_d(t) &= p\phi_d(t) - \phi_q(t)p\theta(t) - Ri_d(t) \\ v_q(t) &= p\phi_q(t) + \phi_d(t)p\theta(t) - Ri_q(t) \\ v_0(t) &= p\phi_0(t) - Ri_0(t) \end{cases} \quad (A.3)$$

$$\begin{cases} v_f(t) &= p\phi_f(t) + R_f i_f(t) \\ v_g(t) &= p\phi_g(t) + R_g i_g(t) = 0 \\ v_{kd}(t) &= p\phi_{kd}(t) + R_{kd} i_{kd}(t) = 0 \\ v_{kq}(t) &= p\phi_{kq}(t) + R_{kq} i_{kq}(t) = 0 \end{cases} \quad (A.4)$$

式 (A.1)、式 (A.3) を見てわかるように、零軸回路は d 軸、q 軸回路と全く分離しており、独立して扱うことができる。一般の同期機の特性を表すのに用いられる定数は、1 つの抵抗 (R) と、6 個のインダクタンス (L_d 、 L'_d 、 L''_d 、 L_q 、 L'_q 、 L''_q) と 4 つの時定数 (T'_{d0} 、 T''_{d0} 、 T'_{q0} 、 T''_{q0}) である。しかし、零軸回路以外の関係式は、5 つの抵抗 (R、 R_f 、 R_g 、 R_{kd} 、 R_{kq}) と 12 個のインダクタンス (L_d 、 L_q 、 L_{ff} 、 L_{gg} 、 L_{kdkd} 、 L_{kqkq} 、 L_{afm} 、 L_{agm} 、 L_{akdm} 、 L_{akqm} 、 L_{fkd} 、 L_{gkq}) の 17 個の定数で表現されており、6 個のデータが不足している。よって、これら 17 個の定数を全て決めることはできず、機器定数を用いて Park の式を表すにはさらに別の仮定が必要となる。

また、一般の同期機表現に用いられる機器定数は表 A.1 の様に定義される。

表 A.1: 機器定数

項目
d 軸同期リアクタンス X_d
q 軸同期リアクタンス X_q
d 軸過渡リアクタンス X'_d
q 軸過渡リアクタンス X'_q
d 軸初期過渡リアクタンス X''_d
q 軸初期過渡リアクタンス X''_q
d 軸開路時定数 T'_{d0}
q 軸開路時定数 T'_{q0}
d 軸開路初期時定数 T''_{d0}
q 軸開路初期時定数 T''_{q0}
電機子漏れリアクタンス X_l
電機子抵抗 R

A.1.3 時定数

一般に f 回路も kd 回路もインダクタンスと抵抗から成っているが、f 回路は回転子を励磁するためにつくられたもので、大きなインダクタンスを持ち、抵抗損失を少なくするためその抵抗 R_f は極力

小さくなるようにつくられている。これに反し、kd 回路は渦電流効果を表すもので、その等価インダクタンスはそれほど大きくない。したがって、時定数 (L/R) も f 回路の方が kd 回路より比較的大きい。言い換えれば、過渡現象が起きたとき、f 回路に比べ kd 回路の方が比較的早く減衰してしまうことになる。

実際には T'_{d0} 、 T''_{d0} の他に

T'_d : d 回路短絡、kd 回路開放時の i_f の減衰時定数 (短絡過渡時定数)

T''_d : d 回路、f 回路短絡時の i_{kd} の減衰時定数 (短絡初期時定数)

が用いられるが、 T'_d は d 軸回路の抵抗分を無視すると、

$$T'_d = T'_{d0} \frac{L'_d}{L_d} \quad (A.5)$$

で表される。また、 T''_d についても同様に、d、f 回路の抵抗を無視して、

$$T''_d = T''_{d0} \frac{L''_d}{L_d} \quad (A.6)$$

が得られる。したがって、 T'_d も T''_d も表 3.1 の様な機器定数が与えられれば自動的に決まる値である。

A.1.4 機器定数を用いて表した Park の式と等価回路

前述の様に Park の基礎方程式に含まれる 5 つの抵抗と 12 個のインダクタンスの値を、機器定数からすべて決めることは不可能である。よって、機器定数だけを用いて同期機のすべての状態量 (各回路の電圧、電流、磁束鎖交数) を決めることは出来ない。したがって機器定数を用いて Park の式を表すには、さらに別の仮定が必要となる。

この仮定は解析の目的により異なるが、機器定数を用いて Park の式を表すためによく用いられるものの一つは、d 軸上に存在する 3 つの d、f、kd 巻線が 1 つの 3 巻線変圧器を構成すると考える、というものである (q 軸上にある q、g、kq の 3 巻線は別の 3 巻線変圧器を構成すると考える)。この 3 つの巻線は同一軸上にあり、ほぼ同一の磁気回路を共有しているが、巻線の位置は異なっているので、漏れ磁束も存在する。この漏れ磁束は、1 つの巻線だけに鎖交し他の巻線と鎖交しないものと、2 つの巻線に鎖交しているものがある。ここで設ける仮定は、後者の漏れ磁束はそれほど大きくないとして、単一巻線に鎖交する漏れ磁束だけを考慮するというものである。このように考えれば、3 つの巻線は結合係数 100 % の 3 つの巻線をもった無漏洩 3 巻線変圧器と考えた場合、固定子巻線からみたこの変圧器の等価回路は、図 A.2 のように表される。図 A.2 において、 r_f 、 l_f は、d 巻線からみた f 回路の抵抗分、インダクタンス分であり、 r_{kd} 、 l_{kd} は、d 巻線から見た kd 回路の抵抗分、インダクタンス分である。また、 L_l は d 軸固定子巻線の漏れインダクタンスである。

等価回路が決定したので、機器定数の定義を元に回路の各値を表現する。

$$\begin{cases} l_f &= \frac{(L'_d - L_l)(L_d - L_l)}{L_d - L'_d} \\ l_{kd} &= \frac{(L''_d - L_l)(L'_d - L_l)}{L'_d - L''_d} \\ r_f &= \frac{1}{T'_{d0}} \cdot \frac{(L_d - L_l)^2}{L_d - L'_d} \\ r_{kd} &= \frac{(L'_d - L_l)^2}{(L'_d - L''_d) T'_{d0}} \end{cases} \quad (A.7)$$

$$\begin{cases} i'_f(t) &= \frac{L_{afm}}{L_d - L_l} i_f(t) \\ i'_{kd}(t) &= \frac{L_{akdm}}{L_d - L_l} i_{kd}(t) \\ v'_f(t) &= \frac{L_d - L_l}{L_{afm}} v_f(t) \end{cases} \quad (A.8)$$

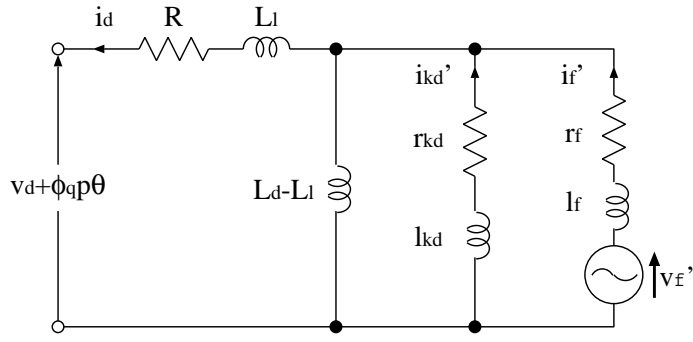


図 A.2: d 軸等価回路

図 A.2 の等価回路は全ての回路定数が同期機の 11 個の定数のみで表されている。ただし、この等価回路から電流 i_f' 、 i_{kd}' 、 i_g' 、 i_{kq}' の値はわかって、電流 i_f 、 i_{kd} 、 i_g 、 i_{kq} の値そのものは知ることができない。これは前述の様に、仮定 A で 2 つの条件式を仮定してもなお、4 つのデータが不足しているためである。

A.1.5 Park の式の別の表現

d 軸等価回路を導いたが、 i_f 、 i_{kd} 、 i_g 、 i_{kq} の値そのものは求められず、これら等価な電流 i_f' 、 i_{kd}' 、 i_g' 、 i_{kq}' が求められるだけであった。しかし、これらの厳密な値を求める必要はないため、以下の変数を用いて実際の電流の代わりに用いることにする。

$$\begin{cases} e_{q1} &= \omega_0 L_{afm} i_f(t) \\ e_{q2} &= \omega_0 L_{akdm} i_{kd}(t) \\ e_{d1} &= -\omega_0 L_{agm} i_g(t) \\ e_{d2} &= -\omega_0 L_{akqm} i_{kq}(t) \end{cases} \quad (A.9)$$

方程式の形を整えるため、次の鎖交磁束数に等価な値も導入することにする。

$$\begin{cases} e_q'(t) &= \frac{\omega_0 L_{afm}}{L_{ff}} \phi_f(t) \\ e_q''(t) &= \frac{\omega_0 L_{akdm}}{L_{kdkd}} \phi_{kd}(t) \\ e_d'(t) &= \frac{\omega_0 L_{agm}}{L_{gg}} \phi_g(t) \\ e_d''(t) &= \frac{\omega_0 L_{akqm}}{L_{kqkq}} \phi_{kq}(t) \end{cases} \quad (A.10)$$

以上の等価値を用いて式 (A.1) ~ (A.4) の発電機の基本式 (Park の式) を書き換えると以下のようになる。

$$\begin{cases} \omega_0 \phi_d(t) &= -\omega_0 L_d i_d(t) + e_{q1}(t) + e_{q2}(t) \\ \omega_0 \phi_q(t) &= -\omega_0 L_q i_q(t) - e_{d1}(t) - e_{d2}(t) \\ \omega_0 \phi_0(t) &= -\omega_0 L_0 i_0(t) \end{cases} \quad (A.11)$$

$$\begin{cases} e'_q(t) &= -\omega_0 (L_d - L'_d) i_d(t) + e_{q1}(t) + \frac{L_d - L'_d}{L_d - L_l} e_{q2}(t) \\ e''_q(t) &= \frac{\omega_0 (L_d - L'_d)}{K_d} i_d(t) + \frac{1}{K_d} e_{q1}(t) + e_{q2}(t) \\ e'_d(t) &= -\omega_0 (L_q - L'_q) i_q(t) + e_{d1}(t) + \frac{L_q - L'_q}{L_q - L_l} e_{d2}(t) \\ e''_d(t) &= \frac{\omega_0 (L_q - L'_q)}{K_q} i_q(t) + \frac{1}{K_q} e_{d1}(t) + e_{d2}(t) \\ K_d &= 1 + \frac{(L'_d - L_l)(L'_d - L_l)}{(L'_d - L'_d)(L_d - L_l)} \\ K_q &= 1 + \frac{(L'_q - L_l)(L'_q - L_l)}{(L'_q - L'_q)(L_q - L_l)} \end{cases} \quad (\text{A.12})$$

$$\begin{cases} v_d(t) &= \frac{d\phi_d(t)}{dt} - \phi_q(t) \frac{d\theta(t)}{dt} - R i_d(t) \\ v_q(t) &= \frac{d\phi_q(t)}{dt} - \phi_d(t) \frac{d\theta(t)}{dt} - R i_q(t) \\ v_0(t) &= \frac{d\phi_0(t)}{dt} - R i_d(t) \end{cases} \quad (\text{A.13})$$

$$\begin{cases} \frac{N_f}{N_a} \frac{\omega_0 (L_d - L_l)}{R_f} v_f(t) = T'_{d0} \frac{de'_q(t)}{dt} + e_{q1}(t) \\ T'_{q0} \frac{de'_d(t)}{dt} + e_{d1}(t) = 0 \\ T''_{d0} \frac{de''_q(t)}{dt} + \frac{(L'_d - L_l)^2}{K_d (L'_d - L'_d)(L_d - L_l)} = 0 \\ T''_{q0} \frac{de''_d(t)}{dt} + \frac{(L'_q - L_l)^2}{K_q (L'_q - L'_q)(L_q - L_l)} = 0 \end{cases} \quad (\text{A.14})$$

ただし、 N_a , N_f はそれぞれ固定子巻線、励磁巻線の巻数である。

A.1.6 発電機の内部を表す微分方程式

発電機慣性時定数を M 、発電機制動時定数を D 、回転子位置角を δ 、50Hz 時の角速度を ω_0 、そして回転子の入力トルク、出力トルクをそれぞれ T_m 、 T_e とおくと、動揺方程式とも呼ばれる発電機回転子の運動方程式は以下のように表せる。

$$\frac{M}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} + \frac{D}{\omega_0} \frac{d\delta}{dt} = T_m - T_e \quad (\text{A.15})$$

上式を連立一階微分方程式の形に変形すると以下ようになる。

$$\begin{cases} \frac{d\delta(t)}{dt} &= \omega(t) - \omega_0 \\ \frac{d\omega(t)}{dt} &= \frac{1}{M} \left[\frac{\omega_0}{\omega(t)} P_m(t) - \frac{\omega_0}{\omega(t)} P_e(t) - D \{\omega(t) - \omega_0\} \right] \end{cases} \quad (\text{A.16})$$

次に、式 (A.12), (A.14) をまとめた発電機内部回路における鎖交磁束数の等価値の微分方程式をまとめる。

$$\begin{cases} \frac{de'_q(t)}{dt} &= \frac{1}{T'_{d0}} \left[v_f(t) + \frac{(L_d - L'_d)(L'_d - L'_d)}{(L'_d - L_l)^2} K_d e''_q(t) - \left\{ 1 + \frac{(L_d - L'_d)(L'_d - L'_d)}{(L'_d - L_l)^2} \right\} e'_q(t) \right. \\ &\quad \left. - \omega(t) \frac{(L_d - L'_d)(L'_d - L_l)}{(L'_d - L_l)} i_d(t) \right] \\ \frac{de''_q(t)}{dt} &= -\frac{1}{T'_{d0} K_d} \{ K_d e''_q(t) - e'_q(t) + \omega(t) (L'_d - L_l) i_d(t) \} \\ \frac{de'_d(t)}{dt} &= \frac{1}{T'_{q0}} \left[-\frac{(L_q - L'_q)(L'_q - L'_q)}{(L'_q - L_l)^2} K_q e''_d(t) + \left\{ 1 + \frac{(L_q - L'_q)(L'_q - L'_q)}{(L'_q - L_l)^2} \right\} e'_d(t) \right. \\ &\quad \left. - \omega(t) \frac{(L_q - L'_q)(L'_q - L_l)}{(L'_q - L_l)} i_q(t) \right] \\ \frac{de''_d(t)}{dt} &= -\frac{1}{T'_{q0} K_q} \{ K_q e''_d(t) - e'_d(t) + \omega(t) (L'_q - L_l) i_q(t) \} \end{cases} \quad (\text{A.17})$$

A.2 計算機シミュレーション方法

計算機シミュレーションは同期機の基礎原理を用いて行うが、図 A.3 に示す様な手順を追って計算を行う必要がある。以下では、この計算手順に沿って計算式を示しながら計算機シミュレーション方法を説明する。

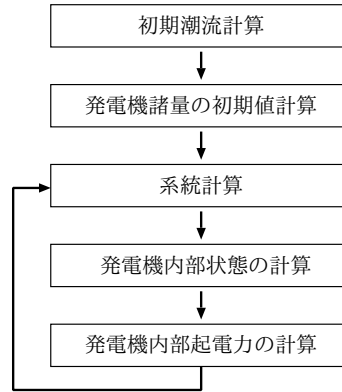


図 A.3: 計算機シミュレーションの計算手順

A.2.1 初期潮流計算

まず、系統事故による擾乱が加わる以前の初期潮流を求める必要がある。本研究では対象系統を一機無限大母線系統としており、最初に自身で決定すべき項目は無限大母線電圧 $\dot{V}_\infty = V_\infty \angle 0$ 、及び発電機端子電圧 $\dot{V}_G = V_G \angle \theta$ である。ここで θ は、無限大母線電圧に対する発電機端子電圧の位相差である。無限大母線とは電圧・周波数がほぼ一定である巨大な電力系統を模擬した母線であり、理想的に電圧の大きさ・周波数は一定として扱うことができる母線である。さらに、 $\dot{V}_\infty (= V_{\infty D} + jV_{\infty Q})$ 、 $\dot{V}_G (= V_{GD} + jV_{GQ})$ から発電機電流 $\dot{I}_G (= I_{GD} + jI_{GQ})$ を求めることができる。

次に、 \dot{V}_G 、 \dot{I}_G が決定されると、図 A.4 に示すように基準軸となる D 軸から測った回転子位置の初期値 δ_0 の値が次式により求められる。ただし、 R は発電機電機子抵抗であるが、本研究では簡単のため抵抗値は無視することにする。

$$\dot{E}_q = \dot{V}_G + (R + j\omega_0 L_q) \dot{I}_G \quad (\text{A.18})$$

$$\delta_0 = \angle \dot{E}_q \quad (\text{A.19})$$

なお、図 A.4 に示すように D-Q 座標は系統の座標であり基準角速度 ω_0 で回転する座標軸、d-q 座標は発電機回転子の座標であり角速度 ω で回転している座標軸とする。また、D, Q の大文字下付き文字は D-Q 座標での表現、d, q の小文字下付き文字は d-q 座標での表現とする。

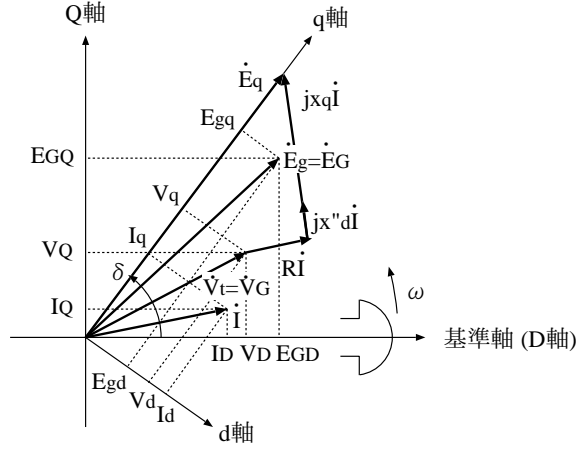


図 A.4: 基準座標軸上に表現した発電機の電圧・電流ベクトル図

A.2.2 発電機諸量の初期値の計算

初期回転子位置 δ_0 が決まったため、d-q 座標における次の諸量を求めることができる。

$$\begin{cases} i_{d0} = \text{Re} \left[\dot{I}_G \exp \left\{ j \left(\frac{\pi}{2} - \delta_0 \right) \right\} \right] \\ i_{q0} = \text{Im} \left[\dot{I}_G \exp \left\{ j \left(\frac{\pi}{2} - \delta_0 \right) \right\} \right] \\ v_{d0} = \text{Re} \left[\dot{V}_G \exp \left\{ j \left(\frac{\pi}{2} - \delta_0 \right) \right\} \right] \\ v_{q0} = \text{Im} \left[\dot{V}_G \exp \left\{ j \left(\frac{\pi}{2} - \delta_0 \right) \right\} \right] \end{cases} \quad (\text{A.20})$$

発電機界磁電圧 v_{f0} は以下のように表せる。

$$v_{f0} = v_{q0} + \omega_0 L_d i_{d0} \quad (\text{A.21})$$

上式において、発電機の角速度の初期値 $\omega(t=0)$ は 50Hz 時の角速度 ω_0 に等しい。また、発電機の電氣的出力 $P_e(t)$ の初期値 P_{e0} は、

$$P_{e0} = v_{d0} i_{d0} + v_{q0} i_{q0} \quad (\text{A.22})$$

で与えられる。

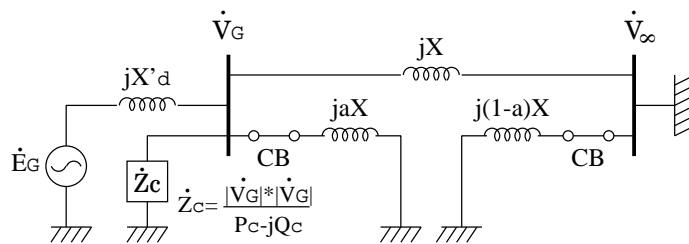
また、各巻線の磁束鎖交数を表す仮想的な電圧 $e'_q(t)$ 、 $e''_q(t)$ 、 $e'_d(t)$ 、 $e''_d(t)$ の初期値は次のように計算される。

$$\begin{cases} e'_{q0} = v_{q0} + \omega_0 L'_d i_{d0} \\ e''_{q0} = \frac{1}{K_d} \{ e'_{q0} - \omega_0 (L'_d - L_l) i_{d0} \} \\ e'_{d0} = \omega_0 (L_q - L'_q) i_{q0} \\ e''_{d0} = \frac{1}{K_q} \omega_0 (L_q - L_l) i_{q0} \end{cases} \quad (\text{A.23})$$

A.2.3 系統計算

まず、D-Q 座標で表現された発電機内部起電力 \dot{E}_G を計算する必要があるが、これは以下に示す d-q 座標で計算する内部誘起電圧 e_{gd} 、 e_{dq} から求められる。

$$\begin{cases} e_{gd} = K_q \frac{L'_q - L''_q}{L'_q - L_l} e''_d + \frac{L''_q - L_l}{L'_q - L_l} e'_d \\ e_{dq} = K_d \frac{L'_d - L''_d}{L'_d - L_l} e''_q + \frac{L''_d - L_l}{L'_d - L_l} e'_q \end{cases} \quad (\text{A.24})$$

$$\begin{cases} E_{\text{GD}} &= e_{\text{gd}} \sin \delta + e_{\text{gq}} \cos \delta \\ E_{\text{GQ}} &= -e_{\text{gd}} \cos \delta + e_{\text{gq}} \sin \delta \end{cases} \quad (\text{A.25})$$


D-Q 座標における内部起電力 \dot{E}_G が求まると、後は系統のインピーダンスから発電機電流 \dot{I}_G 、発電機端子電圧 \dot{V}_G と発電機出力 P_e を計算することができる。電力系統のインピーダンスは、事故の状況や制御の状況などにより変化する。図 A.5 は、一機無限大母線系統（二回線）において一回線で三相地絡事故発生が発生した時の事故発生以降のインピーダンスの分布の様子を示している。CB は遮断器 (Circuit Breaker) である。 X_d' は発電機の d 軸過渡リアクタンス、 X は送電線一回線のリアクタンス、 a ($0 \leq a \leq 1$) は送電線での事故点の位置をそれぞれ示す。 Z_c は系統安定化装置の入出力値により決定されるインピーダンスであり、 P_c を有効電力制御入出力値、 Q_c を無効電力制御入出力値として、接続端子である発電機端子電圧 \dot{V}_G を用いて以下のように決定される。

以下で事故後の各状況における系統計算で発電機端子電圧及び電流を求める過程を示す。なお理論解析においては、送電線抵抗、発電機電機子抵抗は無視している。

The diagram shows an equivalent circuit for a generator connected to an infinite bus. On the left, a voltage source \dot{E}_G is in series with an impedance $jX'd$. The terminal voltage is \dot{V}_G . A shunt branch contains a capacitor \dot{Z}_C in parallel with a series combination of a reactance jaX and the infinite bus voltage source \dot{V}_∞ . The main series path consists of a reactance jX connecting the generator terminals to the infinite bus. Currents are labeled as \dot{I}_G (generator current), \dot{I}_1 (current through jX), \dot{I}_2 (current through jaX), and \dot{I}_C (current through \dot{Z}_C).

$$\dot{I}_{\text{G}} + \dot{I}_{\text{c}} = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 \quad (\text{A.27})$$

$$\Leftrightarrow \frac{\dot{E}_G - \dot{V}_G}{jX'_d} + \frac{P_c - jQ_c}{\dot{V}_G} = \frac{\dot{V}_G - \dot{V}_\infty}{jX} + \frac{\dot{V}_G}{jaX} \quad (\text{A.28})$$

式 (A.28) を V_G について解いていくと、発電機端子電圧の実部 V_{GD} 、虚部 V_{GQ} の式が得られる。求めた発電機端子電圧 \dot{V}_G を用いて発電機電流 \dot{I}_G を求める。

$$\begin{cases} I_{GD} = \frac{E_{GQ} - V_{GQ}}{X'_d} \\ I_{GQ} = -\frac{E_{GD} - V_{GD}}{X'_d} \end{cases} \quad (\text{A.29})$$

三相地絡事故回線開放後 インピーダンスの様子は図 A.7 のようになる。発電機端子における電流の関係式は以下ようになる。

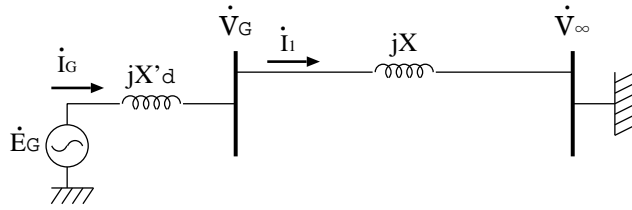


図 A.7: 三相地絡事故回線開放後の系統図

$$\begin{aligned} I_G &= I_1 & (\text{A.30}) \\ \Leftrightarrow \frac{\dot{E}_G - \dot{V}_G}{jX'_d} &= \frac{\dot{V}_G - \dot{V}_\infty}{jX} & (\text{A.31}) \end{aligned}$$

これより、発電機電流 \dot{I}_G が求められる。

$$\begin{cases} I_{GD} = \frac{E_{GQ}}{X'_d + X} \\ I_{GQ} = -\frac{E_{GD} - 1}{X'_d + X} \end{cases} \quad (\text{A.32})$$

従って、以下の通り発電機端子電圧 \dot{V}_G が求められる。

$$\begin{cases} V_{GD} = E_{GD} + X'_d I_{GQ} \\ V_{GQ} = E_{GQ} - X'_d I_{GD} \end{cases} \quad (\text{A.33})$$

A.2.4 発電機内部状態の微分方程式の計算

今、 k 回目の繰り返し計算、即ち $t = k\Delta t$ における諸量に (k) の上添字をつけるとすると、ここまですべてで発電機内部起電力 $\dot{E}_G^{(k)}$ 、発電機端子電圧 $\dot{V}_G^{(k)}$ 及び発電機電流 $\dot{I}_G^{(k)}$ 、そして回転子位置 $\delta^{(k-1)}$ が求まったことになる。これより、現在の発電機出力 $P_e^{(k)}$ を求めることができる。

$$P_e^{(k)} = \text{Re} \left[\dot{V}_G^{(k)} \cdot \bar{\dot{I}}_G^{(k)} \right] \quad (\text{A.34})$$

さらに、ここから式 (A.16) を用いて現在の発電機回転子の回転速度及び回転子位置角を求めることができる。

$$\begin{cases} \omega^{(k)} = \omega^{(k-1)} + \Delta t \left[\frac{\omega_0 (P_m - P_e^{(k)})}{\omega^{(k-1)}} - D \{ \omega^{(k-1)} - \omega_0 \} \right] \frac{1}{M} \\ \delta^{(k)} = \delta^{(k-1)} + \Delta t (\omega^{(k)} - \omega_0) \omega_0 \end{cases} \quad (\text{A.35})$$

次に、今求めた $\delta^{(k)}$ を用いて D-Q 座標で表現された $\dot{V}_G^{(k)}, \dot{I}_G^{(k)}$ を d-q 座標で表現された \dot{v} ($= v_d + jv_q$), \dot{i} ($= i_d + ji_q$) に回転し変換する。

ここで、式 (A.17) から発電機内部回路の鎖交磁束の等価電圧を計算する。

$$\begin{cases} e_q'^{(k)} &= e_q'^{(k-1)} + \Delta t \left[v_f(t) + \frac{(L_d - L_d')(L_d' - L_d'')}{(L_d' - L_l)^2} K_d e_q''(t) - \left\{ 1 + \frac{(L_d - L_d')(L_d' - L_d'')}{(L_d' - L_l)^2} \right\} e_q'(t) \right. \\ &\quad \left. - \omega(t) \frac{(L_d - L_d')(L_d'' - L_l)}{(L_d' - L_l)} i_d(t) \right] \frac{1}{T_{d0}'} \\ e_q''^{(k)} &= e_q''^{(k-1)} - \Delta t \left\{ K_d e_q''(t) - e_q'(t) + \omega(t) (L_d' - L_l) i_d(t) \right\} \frac{1}{T_{d0}'' K_d} \\ e_d'^{(k)} &= e_d'^{(k-1)} + \Delta t \left[-\frac{(L_q - L_q')(L_q' - L_q'')}{(L_q' - L_l)^2} K_q e_d''(t) + \left\{ 1 + \frac{(L_q - L_q')(L_q' - L_q'')}{(L_q' - L_l)^2} \right\} e_d'(t) \right. \\ &\quad \left. - \omega(t) \frac{(L_q - L_q')(L_q'' - L_l)}{(L_q' - L_l)} i_q(t) \right] \frac{1}{T_{q0}'} \\ e_d''^{(k)} &= e_d''^{(k-1)} - \Delta t \left\{ K_q e_d''(t) - e_d'(t) + \omega(t) (L_q' - L_l) i_q(t) \right\} \frac{1}{T_{q0}'' K_q} \end{cases} \quad (\text{A.36})$$

A.2.5 系統基準座標での発電機内部起電力の計算

ここまでで発電機の内部状態が分かったので、d-q 座標における発電機内部誘起電圧が計算できる。

$$\begin{cases} e_{gd} &= K_q \frac{L_q' - L_q''}{L_q' - L_l} e_d'' + \frac{L_q'' - L_l}{L_q' - L_l} e_d' \\ e_{gq} &= K_d \frac{L_d' - L_d''}{L_d' - L_l} e_q'' + \frac{L_d'' - L_l}{L_d' - L_l} e_q' \end{cases} \quad (\text{A.37})$$

従って、現在の回転子位置角から以下の D-Q 座標における発電機内部起電力が導かれる。

$$\begin{cases} E_{GD} &= e_{gd} \sin \delta + e_{gq} \cos \delta \\ E_{GQ} &= -e_{gd} \cos \delta + e_{gq} \sin \delta \end{cases} \quad (\text{A.38})$$

これで A.2.3 節の系統計算に戻り、繰り返し試行を行うことで過渡動揺の連続的なシミュレーションを進めていくことが可能となる。

付 録 B 保護リレーシステム [7]

本章では、事故検知方法及び事故検知時間遅れを把握するために、保護リレーシステムについてまとめる。

B.1 保護リレーシステムの目的と構成

保護リレーシステムの目的は以下の通りである。

- 保安の確保
電力系統に事故が発生した場合にこれをそのまま放置すると、設備の損傷が拡大し安全を阻害する事があるため、迅速に事故現象を除去して保安を確保する。
- 供給信頼度の確保
事故区間を速やかに選択し、遮断範囲を最小化することにより電力系統の安全運転を維持すると共に、需要家の停電回数、停電時間や停電範囲を極力少なくし、電力供給の信頼度を確保する。

この目的を達成する為には、

1. 保護対象（設備あるいは系統部分）の状態を正しく計測監視すること
2. 異常があればこれを速やかに検出すること
3. 検出後直ちに定められた遮断器を遮断すること、または制御を行うこと
4. 高い信頼性と安全性とを実現すること

が必要である。

具体的には、保護リレーシステムに保護対象の電圧と電流とを入力するための設備としての計器用変圧器（VT：Voltage Transformer あるいは CVT：Capacitor Voltage Transformer）及び変流器（CT：Current Transformer）と、入力された電圧、電流によって保護対象の異常を正確に検出する保護リレー本体と、保護リレーの指令によって動作する遮断器とによって保護リレーシステムは構成される。

B.2 保護リレーシステムの種類

保護リレーシステムは、図 B.1 に示す通り、その設置目的により事故除去リレーシステムと事故波及防止リレーシステムとに分類される。また、供給支障の早期復旧を目的とした再閉路装置も保護リレーシステムとして扱う場合もある。

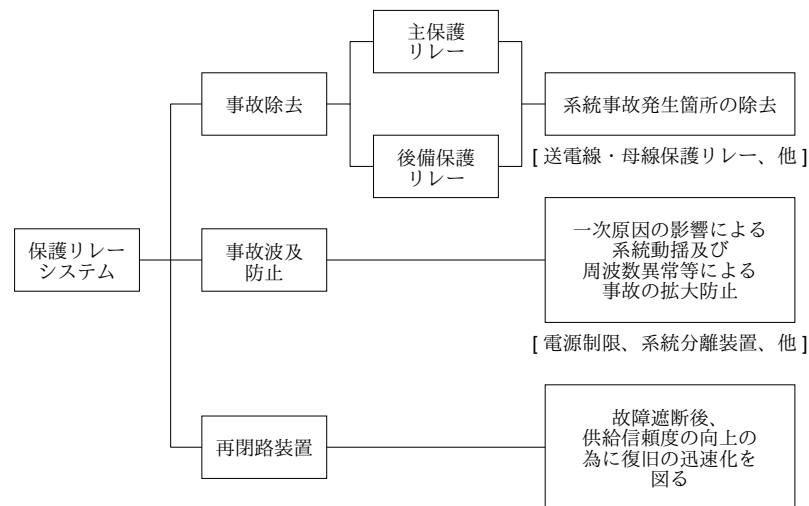


図 B.1: 保護リレーシステムの種類と役割

B.2.1 事故除去リレーシステム

事故除去リレーシステムは系統設備ごとに設置され、事故区間を速やかに選択し遮断することにより、事故による設備の損傷防止や供給支障の最小化を主な目的とする。

事故除去リレーシステムは保護範囲内で事故が発生した時に、通常最初に動作する事を目的とした主保護リレーと、主保護リレーで保護できない場合、または主保護リレーが保護し損じた場合に動作する事を目的とした後備保護リレーとを設置するのが一般的である。

事故除去リレーシステムはその保護範囲により、以下の様に分類出来る。

- 送電線保護

送電線は広範囲にわたって敷設されており自然条件の影響を受けやすいため、送電線保護リレーシステムは最も動作頻度が高く、電力系統における保護リレーシステムの中心的存在である。なお送電線保護リレーシステムは、系統の安全運用及び停電時間短縮を目的に再閉路装置または機能を持つことが多い。

- 母線保護

電力系統における母線には、電気所に導入された複数の送配電線や発電機、変圧器、調相設備などが接続されており、母線での事故は電力供給に重大な支障を与えることが多く、事故除去の遅延は系統全体の信頼度、安定度を低下させることになる。このため母線保護リレーシステムの役割は重要である。

- 機器保護

電力系統を構成する要素として、変圧器や発電機、調相設備などの機器が存在する。これらの機器での事故発生率は送電線と比較して一般には小さいが、事故が発生した場合には機器自体に大きな損傷を与え、長時間の停止を伴う事が多い。その影響を最小限にとどめるために適当な保護リレーシステムが必要となる。

- 配電線保護

配電線は直接需要箇所へ電力を届ける線路であり、その供給信頼度がそのままサービスに直結

されるため、事故除去のためだけでなく供給信頼度を向上させる意味でも、その設備形態に適応した保護リレーシステムが必要となる。

以降では、本研究で検討すべき送電線保護についてまとめる。

B.3 送電線保護

B.3.1 送電線保護リレー方式の特徴

送電線は、一般に距離的な長さを有しているため、これを保護する送電線保護リレーは遠方に発生した事故をも正確に検出しなければならない。また、事故件数が多いことより、これを高速に検出遮断するとともに、再閉路成功率を高くする保護機能を持たせて事故時の供給信頼度を上げるよう、次のような考慮が払われている。

- 高速信号伝送の適用

変圧器内部の事故を検出するのに、変圧器両端の高圧側と低圧側にある CT を組み合わせて、その差電流を取り出すことによってきわめて正確な事故検出が容易であるが、送電線にあっては両端である送電端と受電端との間が数百 km と離れているため、CT の二次側を直接組み合わせることは不可能である。したがって、送電線保護には送受両端の間に電力線搬送、パイロットワイヤ回線またはマイクロ波回線、光ファイバ回線等の信号伝送を必要とする場合が多い。

- 主保護リレーの二重化

送電線保護リレーは主保護リレーと後備保護リレーによって構成されているので、主保護リレーが何かの原因で不動作となった場合は後備保護リレーで事故を除去する事になる。しかしこのような場合は、停電範囲が広がると共に事故除去時間も長くなって、事故箇所の被害を多くするほか、系統脱調となり大停電事故に発展するおそれもある。このため、重要度の高い主幹送電線保護の主保護リレーは二重に設備する場合が多い。

なお、保護リレーを二重化することによって、誤不動作は著しく減少される反面、誤動作の増加が懸念されるが、これに対しては別個に設けた事故検出リレーの動作条件を確認のうえ、遮断器を開放する方式を採用する事で高い信頼性を確保できる。

B.3.2 パイロットリレー方式

発生した事故が保護すべき送電線の内部か外部かを的確に判定するには、送電線の両端の電気所に設けた送電線保護リレーの情報を互いに通信回線等を介して送受するリレー方式が適しており、これをパイロットリレー方式と呼ぶ。わが国では 22kV から 500kV まで重要な送電線の主保護リレーとして多数使用されている。適用する送電線の重要度、信号伝送方式による制約等を考慮して、以下の様な方式が適用されている。

- 電流差動リレー方式

保護リレーのデジタル化と共に、マイクロ波通信回線や光ファイバ通信回線など、広帯域で大量情報を高速に伝送できる通信回線の整備に伴って、送電線の両端子の電流瞬時値をデジタルデータに変換して送受しあい、電流差動演算を行うリレー方式が広く適用されるようになっていく。送電線のこう長に制約されず、多端子の送電線においても、事故の内・外部判定をほぼ完璧に行える優れた性能を有している。

- パイロットワイヤリレー方式

事故の内・外部判定を電流差動原理で行う優れた性能を有しているが、表示線（パイロットワイヤ）に送電線両端子の電流をリレーを介して直接重畳し、送受する方式のため、保護リレーのデジタル化と光ファイバケーブルによる情報伝送が容易となっている現在は、新たに適用されることはほとんどない。表示線により電氣的な結合を行うため、絶縁の問題や送電線こう長に制約がある。

- 位相比較リレー方式

両端電気所の電流位相差によって事故の内・外部判定を行う方式で、事故区間の検出性能は高いが、多端子送電線に適用できないことなどから、保護リレーのデジタル化に伴い、より性能が高く適用範囲の広い電流差動リレー方式の採用が進み、新たに適用されるケースはない。なお、信号伝送路としては、主にマイクロ波回線が使用される。

- 方向比較リレー方式

両端電気所の方向リレーの動作を相互に比較し、事故区間を検出する方式である。信号伝送路としては、伝送情報量が少ない（内・外部事故判定の2量）ため電力線搬送が使用される。海外では現在も電力線搬送が主要な伝送回線として使用されているため、広く適用されているリレー方式であるが、わが国ではデジタル電流差動リレー方式の普及により、限られた系統でのみ採用されている。

このように、電流差動リレー方式を含む保護リレーは、情報伝送系の進歩と共にデジタル化が進められ、現在、重要送電線の保護リレーはデジタル電流差動リレーに置き換わりつつある。

デジタル電流差動リレー（PCM 電流差動リレー）方式

デジタル電流差動リレー方式は、送電線の各端子において計器用変流器より入力された電流を、同一時刻にサンプリングしてデジタル化する。そして、このデジタル化された電流データを通信系を介して相互に伝送しあい、内・外部事故の判定を行う方式である。なお、PCM は Pulse Code Modulation の略で、デジタル情報を伝送するための変調方式を意味する。

- サンプリング同期

サンプリング同期は、送電線各端子間での電流データのサンプリングを同時に行うためのものであり、サンプリング同期をとることによって、差動演算は同時刻のサンプリングデータを加算するだけで実現できる。なお、サンプリング間隔は電気角で 30 °ごとに行う方式が一般的であるが、精度向上の面からさらに高速にサンプリングを行う方式も採用されている。

- サンプリング同期制御

サンプリングの同期をとることは、デジタル電流差動方式においてきわめて重要な機能である。もし同期が外れれば、データの同時刻性が失われて、正常時においても差動電流が発生し、リレーは誤動作することになる。

- 伝送データと伝送系とのインタフェース

50Hz 系統では、リレーの 1 サンプリング（電気角 30 °ごと/1 サイクルにサンプリングするもので 1 秒間に 600 回（600Hz）サンプリングする）ごとにデータフォーマットを構築する。すなわち、3 相分の電流データに、制御用の ON/OFF 情報、データを判別するためのフレーム同期情報、さらにデータの不良検出のための情報などを付加し、90 ビット/1 サンプリングタイム

のデータフォーマットを構成する。したがって、1 秒間のデータ伝送スピードは、 $90 \text{ ビット} \times 600 = 54\text{kbps}$ となる。

次に伝送系とのインタフェースの例を図 B.2 に示す。リレーから 54kbps の伝送速度で伝送装置

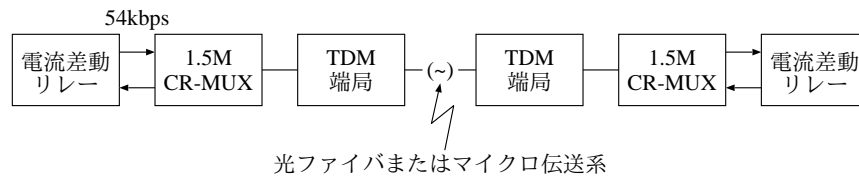


図 B.2: 伝送系とインタフェースの例

を介して対向端子へ伝送される。TDM (Time Division Multiplex) によるデジタル伝送系の場合には、1.5M CR-MUX と呼ばれる伝送端末装置でインタフェースされ、FDM (Frequency Division Multiplex) による変換装置でインタフェースされるのが一般的である。

以上より、PCM 電流差動リレー方式を用いる場合、サンプリング同期制御及びデータ伝送での通信時間により、事故検出に時間遅れが生じる。

B.3.3 信号伝送を必要としない送電線保護リレー方式

距離リレー方式

基本原理 距離リレーは自所の電圧と電流のローカル情報のみで、事故点までの距離を測定して、保護区内・外の事故判定が出来る特長を有しており、基幹系統の後備保護リレーを含めて、多く適用されている。この方式の概要を図 B.3 に示す。ここで A 端に着目すると、事故が F_1 のように L_1 以内であれば A 端で即時事故除去されるが、 F_2 のように B 端以遠の事故の場合には、B 端で事故を即時除去すべきであるため A 端の距離リレーは即時に遮断指令を出さず、ある時限を経ても事故が継続している場合にのみ遮断指令を出すようにする方式である。この時限は、 F_2 を除去するために B 端の距離リレーが CB 遮断を完了するまでの時間を指す。

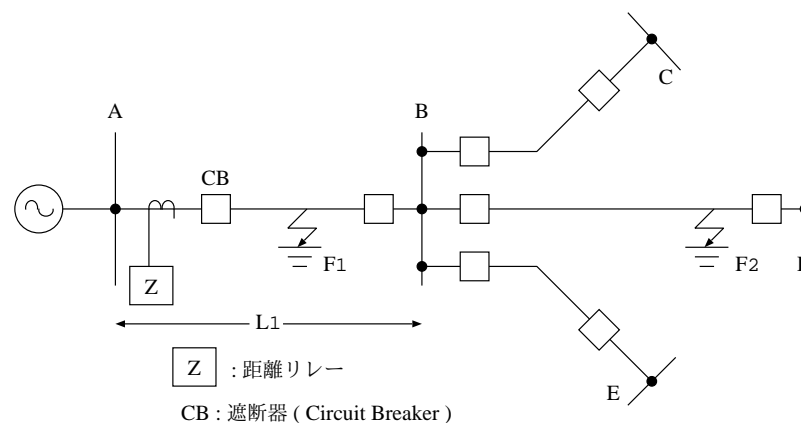


図 B.3: 距離リレー方式の概念図

距離リレー方式の主保護として即時遮断が可能な保護ゾーンは、一般に保護区間（図 B.3 における AB 区間）の 80 % 程度であり、この範囲を第 1 段保護範囲と呼ぶ。第 1 段保護範囲以遠を第 2 段、第 3 段の保護範囲と呼ぶ。図 B.4 は距離リレー方式の整定について示す。第 1 段保護範囲は図 B.3 にお

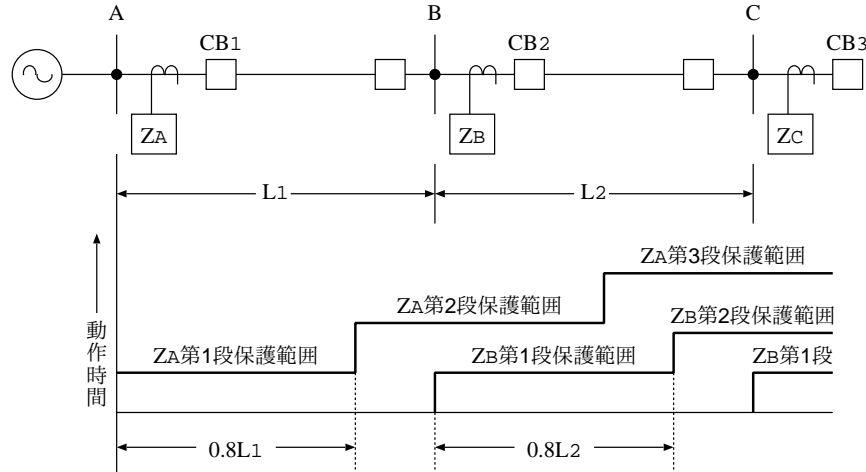


図 B.4: 距離リレーの整定例

ける送電線路 L_1 の全長が望ましいが、VT、CT の変成比誤差や、リレー自体の誤差、さらには送電線インピーダンス定数の誤差などの事故点までの測距誤差があるため、即時遮断区間を L_1 全長にすると B 端より遠方の事故に対してもこの誤差により動作する懸念がある。

零相電流補償 直接接地系統の平行 2 回線送電線において、地絡保護に距離リレーを適用する場合には、自回線及び隣回線との零相相互インピーダンスの影響を受ける。この対策として自回線及び隣回線の零相電流を自回線のリレー入力に加えており、これを零相電流補償と呼ぶ。図 B.5 に一相地絡事故時の系統図を示す。図 B.5 中の A 電気所における a 相電圧 V_a は以下で示される。

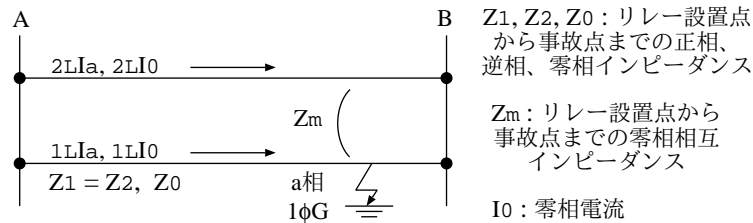


図 B.5: a 相地絡事故時の系統図

$$V_a = Z_1 \left({}_1L I_a + \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} {}_1L I_0 + \frac{Z_m}{Z_1} {}_2L I_0 \right) \quad (B.1)$$

式 (B.1) の第 2 項が自回線の零相電流補償、第 3 項が隣回線の零相電流補償になる。

隣回線の零相電流補償を行うと自回線の事故時には正しく距離を測定できるが、隣回線事故時にはオーバーリーチ¹となり、不要動作する場合が生じる。健全回線側の距離リレーのオーバーリーチを防ぐには、自回線事故時にアンダーリーチ²となることを許容して、隣回線の零相電流補償を行わずに、自回

¹ リレーが事故点までのインピーダンスを実際の値より小さくみてしまうこと。

² リレーが事故点までのインピーダンスを実際の値より大きくみてしまうこと。

線の零相電流補償のみとする必要がある。この場合、第2段リレーは自区間送電線を確実に保護範囲とするために、通常より大きい値にする必要がある。

地絡方向リレー方式（インピーダンス接地系統用）

基本原理 インピーダンス接地系統における地絡事故電流はトランス中性点の抵抗器などをなされるため、値は数百 A 程度と、短絡事故電流に比べてはるかに小さい。また、電流位相も電圧とほぼ同相になるので、送電線のインダクタンスによる電圧降下はわずかであり、距離リレーを適用することはできない。このため、事故時の零相電圧と零相電流の位相関係を判別する地絡方向リレーが一般に適用される。このリレーは、バランスリレー方式の地絡事故検出用方向リレーとして用いられたり、距離リレーと組み合わせたインピーダンス接地系統の送電線保護リレー方式として適用される。なお、このリレーは事故点の方向の判別のみ出来るものであるため、図 B.6 に示す様に、一般には送電線の保護部位に応じて動作時限を指定して選択遮断を行わせる。

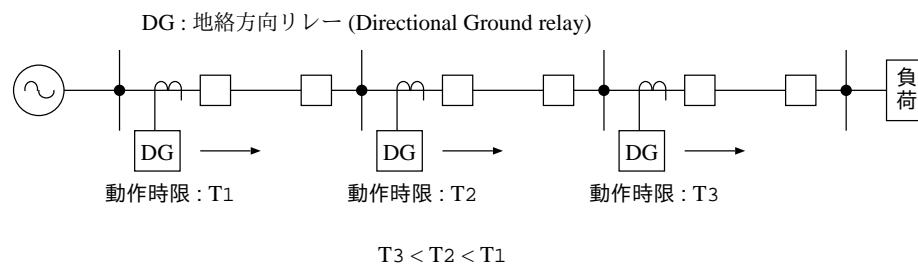


図 B.6: 地絡方向リレーの保護協調