The University of Osaka
Institutional Knowledge Archive

Title	インバータ連系形分散電源に適用する仮想同期発電機制御に関する研究
Author(s)	崎元, 謙一
Citation	大阪大学, 2015, 博士論文
Version Type	VoR
URL	https://doi.org/10.18910/52161
rights	
Note	

The University of Osaka Institutional Knowledge Archive : OUKA

https://ir.library.osaka-u.ac.jp/

The University of Osaka

博士学位論文

インバータ連系形分散電源に適用する仮想同期発電機制御に関する研究

崎　元　謙　一

2015 年 1 月

大阪大学大学院工学研究科

内容梗概

近年 CO_2 排出量の低減といった環境負荷低減や，エネルギー資源の枯渇問題により，太陽光発電や風力発電に代表されるような再生可能エネルギーや，蓄電池に代表される分散電源と呼ばれる電源の導入が進められている。これらの電源の多くは，インバータを用いて電力系統と連系している。

これらのインバータ連系形分散電源では，位相同期ループ(Phase Locked Loop：PLL)を用いた電流制御が一般的に用いられている。電流制御では，出力する電流を制御するため，出力電力を容易に制御できる。しかし，出力する周波数と電圧を系統に依存しているため，災害等により商用系統が停電し，系統から解列すると運転継続ができなくなる。また一定出力で運転するため，系統で発生した擾乱を吸収することができず，インバータ連系の分散電源の割合が増えていくと系統は不安定になると考えられる。

一方で，火力発電・水力発電・原子力発電に代表される大規模な集中型電源や，工場などの自家用発電設備では，同期発電機を用いて発電している。同期発電機は出力する電圧周波数を発電機自身が決めることができる。また，同期化力により，他の同期発電機と同期をとり，協調しながら系統の電圧・周波数を維持する。そのため，系統との連系運転中に解列して，自立運転へ移行することも容易であり，系統情況の変化に対して柔軟に対応できる。また，同期発電機は回転子があり，それらの慣性により，系統で発生した短時間の変動を吸収することができる。

そこで，インバータ連系形分散電源に同期発電機と同様の特性を持つように制御する仮想同期発電機(Virtual Synchronous Generator：VSG)が提案されている。仮想同期発電機を適用することで，インバータ連系形分散電源は，仮想的な慣性を持つことになり，系統の擾乱を吸収することができ，大量導入されても系統を安定に保つことができると考えられる。また，同期発電機と同様に，系統から解列しても運転を無瞬断で継続できる。

本研究では，インバータ連系形分散電源に適用する仮想同期発電機制御について電圧制御型仮想同期発電機と電流制御型仮想同期発電機の二つの方式について提案し，同期化力および制御の安定性について解析を行った。また，パラメータの設計方法について検討を行った。実験装置及びコンピュータシミュレーションを用いて，系統から自立運転への移行及び同期発電機との並列運転における本提案制御方式の有効性について検証した。また，系統の瞬時電圧低下に対する運転継続性(Fault Ride Through：FRT)についても検証した。本論文の構成は以下の通りである。

第 1 章では分散電源の動向及び今後の課題について述べ，その解決策として仮想同期発電機を提案する。

第 2 章では，インバータ連系形分散電源の従来制御方式について述べ，それらの問題点

を明らかにする。

第 3 章では，仮想同期発電機制御へ適用する同期発電機のモデルについて述べる。

第 4 章では，電圧制御型仮想同期発電機と電流制御型仮想同期発電機の二つの方式を提案し，それぞれの制御方式の構成を示し，両方式の比較を行う。

第 5 章では，実験装置を用いて仮想同期発電機が系統連系運転できることを検証する。また，制御を切り替えることなく，系統連系運転から自立運転へ無瞬断で移行できることを検証する。

第 6 章では，仮想同期発電機が持つ同期化力について解析を行い，系統連系運転における制御の安定性について解析した結果を示す。また，解析結果を元に仮想同期発電機のパラメータ設計法について述べる。

第 7 章では，同期発電機と仮想同期発電機の並列運転できることを実験により検証する。また，過渡状態における負荷分担量について解析を行う。

第 8 章では，系統事故などにより発生した瞬時電圧低下に対する仮想同期発電機の運転継続性についてシミュレーションと実験により検証する。

第 9 章では本研究の総括を行い，仮想同期発電機の今後の発展について述べる。

目次

第 1 章 緒論 1
1.1 研究背景 1
1.2 本研究の目的 3
参考文献 4
第 2 章 インバータ連系形分散電源の制御方式 6
2.1 緒言 6
2.2 従来のインバータ連系形分散電源の制御方式 6
2.2.1 系統連系 6
2.2.2 自立運転 7
2.3 従来制御の課題 8
2.4 仮想同期発電機 9
2.5 まとめ 9
参考文献 10
第 3 章 仮想同期発電機に適用する同期機の特性 11
3.1 緒言 11
3.2 同期機の運動方程式 11
3.3 同期発電機のインピーダンスモデル 12
3.4 制動効果 14
3.5 ガバナ・AVR のモデル 17
3.6 まとめ 19
参考文献 19
第 4 章 仮想同期発電機の制御方式 20
4.1 緒言 20
4.2 電圧制御型仮想同期発電機 20
4.2.1 インピーダンスモデル 20
4.2.2 ローターモデルと制動効果 20
4.2.3 ガバナ・AVR モデル 21
4.3 電流制御型仮想同期発電機 22
4.3.1 インピーダンスモデル 23
4.3.2 ローターモデル 24
4.3.3 制動効果 25
4.3.4 ガバナ・AVR モデル 25
4.4 両方式の比較 26
4.5 まとめ 27

参考文献 27
第 5 章 系統連系運転と自立運転への無瞬断切替 28
5.1 緒言 28
5.2 実験構成 28
5.3 電圧制御型仮想同期発電機 31
5.3.1 同期投入での制御 31
5.3.2 同期投入の実験結果 32
5.3.3 系統連系から自立運転への無瞬断切り替え 34
5.4 電流制御型仮想同期発電機 37
5.4.1 系統連系運転 37
5.4.2 系統解列運転 44
5.5 両方式の比較 49
5.6 まとめ 49
参考文献 49
第 6 章 系統連系運転における制御の安定性 50
6.1 緒言 50
6.2 電圧制御型仮想同期発電機 50
6.2.1 同期化力の解析 50
6.2.2 制御の安定性 52
6.2.3 パラメータ設計 53
6.3 電流制御型仮想同期発電機 54
6.3.1 同期化力の解析 54
6.3.2 制御の安定性 56
6.3.3 パラメータ設計 60
6.4 両方式の比較 63
6.5 まとめ 63
参考文献 63
第 7 章 仮想同期発電機と同期発電機の並列運転 64
7.1 緒言 64
7.2 実験構成 64
7.3 電圧制御型仮想同期発電機 67
7.3.1 同期発電機との並列運転実験結果 67
7.3.2 負荷変動直後の出力分担の解析 72
7.4 電流制御型仮想同期発電機 74
7.4.1 同期発電機との並列運転実験結果 74
7.4.2 系統解列直後の負荷分担解析 79

7.5 両方式の比較.....79
7.6 まとめ.....80
参考文献.....80
第 8 章 瞬時電圧低下時の特性.....81
8.1 緒言.....81
8.2 瞬時電圧低下に対するインバータ連系形分散電源の運転継続の要件.....81
8.3 電圧制御型仮想同期発電機.....83
8.3.1 瞬低時の過電流について.....83
8.3.2 瞬低発生時の過電流対策.....83
8.3.3 瞬低中及び瞬低後の過電流対策.....84
8.3.4 瞬低による電流不平衡対策.....86
8.4 電流制御型仮想同期発電機.....87
8.4.1 瞬低による過電流抑制制御.....87
8.4.2 シミュレーション結果.....89
8.4.3 実験結果.....90
8.5 両方式の比較.....94
8.6 まとめ.....94
参考文献.....94
第 9 章 結論.....96
謝辞.....98
研究業績.....99

第1章 緒論

1.1 研究背景

電力系統においては，従来は火力発電や水力発電，原子力発電に代表されるような大型の集中型電源が多数を占めるような電源構成であった。これらの電源は環境負荷が高く，燃料のほとんどを輸入に依存しており，燃料枯渇の問題などがあった。

近年，太陽光発電，風力発電，地熱発電などに代表されるような再生可能エネルギー電源の導入が進められている。日本における太陽光発電の導入目標と 2030 年の電源設備構成を図 1-1 と図 1-2 に示す。2020 年には太陽光発電のみで 2800 万 kW[1]，2030 年には太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギーで 1.2 億 kW 導入されると想定されている[1],[2]。これらは 2011 年以前の計画である。2011 年 3 月に発生した東日本大震災による福島第一原子力発電所の事故以降，日本国内のほとんどの原子力発電所は停止した。これにより，エネルギー基本計画は大きく見直しが行われ，2014 年に策定されたエネルギー基本計画では，再生可能エネルギーの導入量は 2011 年以前の水準をさらに上回る水準の導入を目指すとされている[3]。

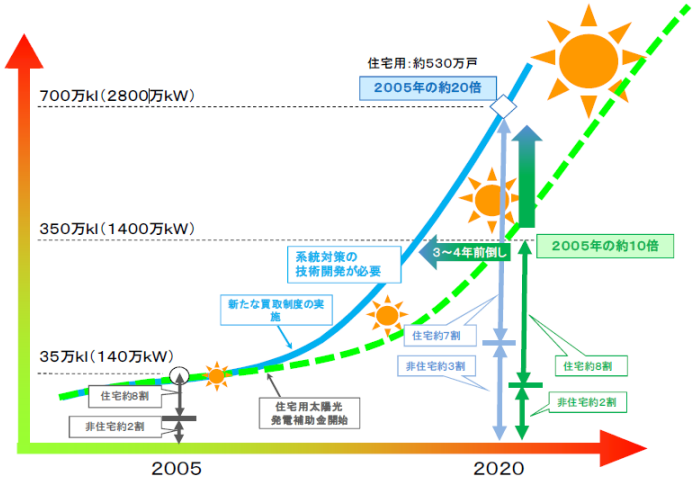


図 1-1　太陽光発電導入量目標[1]

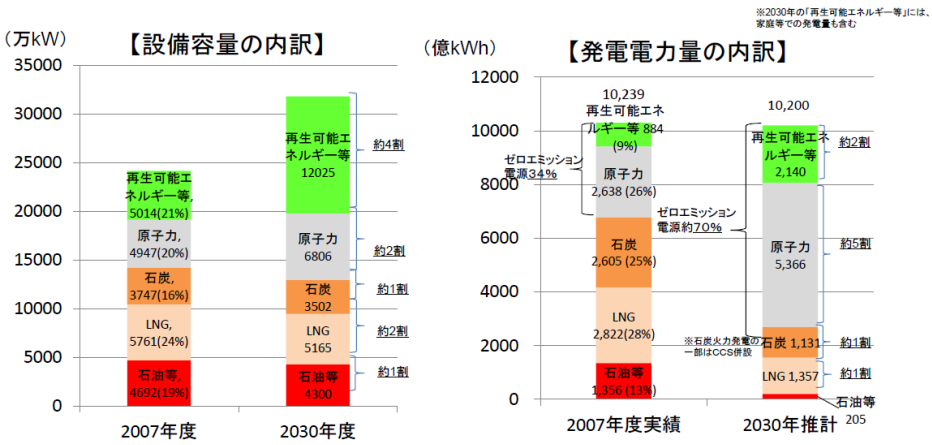


図 1-2　2030 年度の電源構成[2]

欧米においても，同様に分散電源の導入が進められている。ドイツでは再生可能エネルギー法(EEG)において，2020 年に発電に占める再生可能エネルギーの比率を 35%に，2030 年に 50%，2050 年には 80%まで段階的に高める目標が設定されている。

また，米国では，米国エネルギー情報局(EIA)の発表では，2010 年地点で再生可能エネルギーは電源別発電量の 10%を占めており , 2035 年には 16%まで増加すると予測されている。

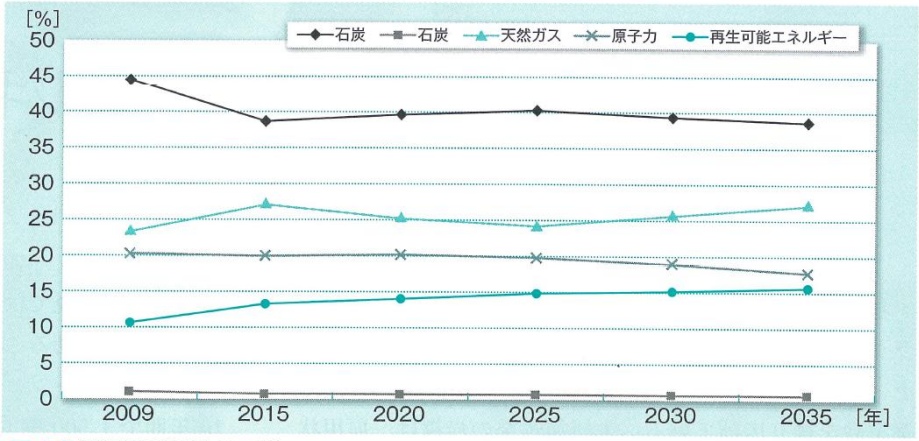


図 1 ●電源別発電量の展望
出典：EIA, Annual Energy Outlook 2012(early release)

図 1-3　米国における電源別発電量の展望[4]

しかし，これらの再生可能エネルギーを用いた分散電源が系統に大量に導入されると系統が不安定となることが知られている。太陽光発電，燃料電池といった分散電源は直流で発電されるため，インバータで交流に変換する必要がある。また，数十 kW 以下のマイクロガスエンジンコージェネレーションシステムや風力発電のように交流で発電される分散電源であっても，発電される交流電圧の周波数は商用周波数と異なるため，それらの多くは整流器で直流に変換してからインバータで商用周波数に変換されている[5]。

これらのインバータ連系形分散電源では，位相同期ループ(Phase Locked Loop：PLL)を用いた電流制御が一般的に用いられている[5][6]。電流制御では，出力する電流を制御するため，出力電力を容易に制御できる。しかし，出力する周波数と電圧を系統に依存しているため，災害等により商用系統が停電し，系統から解列すると運転継続ができなくなる。また一定出力で運転するため，系統で発生した擾乱を吸収することができず，インバータ連系の分散電源の割合が増えていくと系統は不安定になると考えられる[7]。

一方で，火力発電・水力発電・原子力発電に代表される大規模な集中型電源や，工場などの自家用発電設備では，同期発電機を用いて発電している。同期発電機は出力する電圧周波数を発電機自身が決めることができる。また，同期化力により，他の同期発電機と同期をとり，協調しながら系統の電圧・周波数を維持する。そのため，系統との連系運転中に解列して，自立運転へ移行することも容易であり，系統構成の変化に対して柔軟に対応できる。また，同期発電機はローターがあり，それらの慣性により，系統で発生した短時間の変動を吸収することができる。

そこで，インバータ連系形分散電源に同期発電機と同様の特性を持つように制御する仮

想同期発電機(Virtual Synchronous Generator：VSG)が提案されている[8]-[19]。仮想同期発電機制御を適用することで，インバータ連系形分散電源は，仮想的な慣性を持つことになり，系統の擾乱を吸収することができ，大量導入されても系統を安定に保つことができると考えられる。また，同期発電機と同様に，系統から解列しても運転を継続できる。

また，インバータ連系形分散電源に対しては，FRT (Fault Ride Through)と呼ばれる機能も求められている[20]。従来のインバータ連系形分散電源では，電力系統で瞬時電圧低下(瞬低)といった系統事故が発生した時は，インバータの過電流や過電圧保護のため一旦停止・解列し，再起動する特性を持っていた。しかし，インバータ連系形分散電源の導入量が増加すると，系統事故が発生した時に，一斉に分散電源が解列して，系統内の需給がアンバランスとなり，系統が不安定になるといった問題がある。そこで，系統の擾乱に対しても運転継続することが望まれており，系統連系規程においても瞬低に対して，インバータ連系形分散電源が解列せず運転継続することが要件として記載されている[21]。FRT において課題となるのが，PLL である。従来の PLL では，瞬時電圧低下などの系統擾乱に対して，位相を正確に検出できないという問題があり， 複素係数フィルタを用いた PLL などが提案されている[22]-[24]。一方で，仮想同期発電機制御では，PLL 自体が不要でこのような問題は起こらないため，従来の PLL を用いた電流制御より仮想同期発電機制御の方が FRT に対して有利といえる[25][26]。

1.2 本研究の目的

前節で述べたような背景を踏まえ，本研究では，インバータ連系形分散電源に適用する仮想同期発電機制御について，制御方式を提案し，シミュレーション及び実験により，系統解列などの系統構成が変化しても分散電源が柔軟に対応し，運転できることを検証することを目的とする。本研究における検討内容を以下にまとめる。

仮想同期発電機の制御方式の提案

同期発電機の特性から，仮想同期発電機の制御方式として，電圧制御型仮想同期発電機と電流制御型仮想同期発電機の二つの方式について提案する。また，両方式を比較し，メリット・デメリットについて検討を行う。

系統連系運転から自立運転への無瞬断移行の検証

従来のインバータ連系形分散電源では系統連系から自立運転へ移行するためには，制御を切り替える必要があり，無瞬断での移行は難しい。しかし，仮想同期発電機制御では系統連系と自立運転が全く同じ制御で運転可能であるので，制御の切り替えが不要となり，無瞬断で移行できる。実験により，系統連系から自立運転への移行の検証を行う。また同期発電機との並列運転中に系統解列及び，負荷変動に対する応答についても評価する。

安定性解析とパラメータ設計手法の確立

仮想同期発電機には実際の同期発電機と同様に同期化力を持っており，これにより系統

と同期をとる。そこで，同期化力の解析を行い，仮想同期発電機の制御の安定性を解析し，パラメータ設計手法を確立する。

瞬時電圧低下時の運転継続

仮想同期発電機では PLL を用いないため，従来の電流制御の系統連系インバータに比べて，瞬時電圧低下時の運転継続性能が高いが，残電圧の低い瞬低が発生すると，過電流が流れ，インバータが停止する恐れがある。そこで，瞬低による過電流を抑制する制御を検討し，シミュレーション及び実験により検証する。

参考文献

[1] 経済産業省　“長期エネルギー需給見通し(再計算)” 2009 年 8 月 26 日 (2009)

[2] 総合資源エネルギー調査会総合部会(第 2 回会合)・基本計画委員会(第 4 回会合)合同会合-配付資料　“2030 年のエネルギー需給の姿” 2010 年 6 月 8 日 (2010)

[3] 経済産業省　資源エネルギー庁　“エネルギー基本計画” 2014 年 4 月 (2014)

[4] “海外のエネルギー動向” OHM 2012 年 7 月号 (2012)

[5] 分散型電源の系統連系解析モデル調査専門委員会 : “分散電源の系統連系モデル” 電気学会技術報告第 1241 号 (2012)

[6] 電気学会半導体電力変換システム調査専門委員会 : “パワーエレクトロニクス回路” オーム社 (2000)

[7] 土屋孝道，辻隆男，大山力 : “再生可能エネルギー大量導入時における同期発電機型分散電源の系統安定度への貢献” 電気学会　電力技術・電力系統技術合同研究会 PE-14-100,PSE-14-100 (2014)

[8] J. Driesen, K. Visscher : “Virtual Synchronous Generator” Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE pp.1-3 (2008)

[9] 平瀬祐子，阿部一広，杉本和繁，進藤裕司 : “代数型仮想発電機モデルによる系統連系インバータ” 電気学会論文誌 B(電力・エネルギー部門誌) Vol. 132 No. 4 pp.371-380 (2012)

[10] 崎元謙一，三浦友史，伊瀬敏史 : “仮想同期発電機によるインバータ連系形分散電源を含む系統の安定化制御”　電気学会論文誌 B(電力・エネルギー部門誌) Vol. 132 No. 4 pp.341-349 (2012)

[11] 崎元謙一，三浦友史，伊瀬敏史 : “仮想同期発電機によるインバータ連系形分散電源の並列運転特性”　電気学会論文誌 B(電力・エネルギー部門誌) Vol. 133 No. 2 pp.186-194 (2013)

[12] T. Shintai, Y. Miura, and T. Ise ; “Oscillation Damping of a Distributed Generator Using a Virtual Synchronous Generator” Power Delivery, IEEE Transactions on Vol.29, No.2 pp.668-676 (2014)

[13] T. Loix, S. De Breucker, P. Vanassche, J. Van den Keybus, J. Driesen, and K. Visscher ;

"Layout and performance of the power electronic converter platform for the VSYNC project", Proceedings of the IEEE Powertech conference pp.1-8 (2009)

[14] M. Albu, K. Visscher ,D. Creanga, A. Nechifor, and N. Golovanov ; "Storage selection for DG applications containing virtual synchronous generators", Proceedings of the IEEE Powertech conference pp.1-6 (2009)

[15] V. Van Thong, A. Woyte, M. Albu, M. Van Hest, J. Bozelie, J. Diaz,T. Loix, D. Stanculescu, and K. Visscher ; "Virtual synchronous generator: Laboratory scale results and field demonstration", Proceedings of the IEEE Powertech conference pp.1-6 (2009)

[16] M.P.N. van Wesenbeeck, S.W.H. de Haan, P. Varela and K. Visscher ; "Grid tied converter with virtual kinetic storage", Proceedings of the IEEE Powertech conference pp.1-7 (2009)

[17] M. Torres, and L.A.C. Lopes ; "Virtual synchronous generator control in autonomous wind-diesel power systems" ,Electrical Power & Energy Conference (EPEC), 2009 IEEE pp.1-6 (2009)

[18] Q.C. Zhong and G. Weiss ; "Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators", Industrial Electronics, IEEE Transactions on Volume: 58 , Issue: 4, pp.1259-1267 (2011)

[19] H.-P. Beck, and R. Hesse ; "Virtual synchronous machine", Electrical Power Quality and Utilisation, 2007. EPQU 2007. 9th International Conference on, pp.1-6 (2007)

[20] 福井千尋："用語解説(第 38 回テーマ：フォルトライドスルー)" 電気学会論文誌 B(電力・エネルギー部門誌) Vol. 134 No. 5 ニュースレター (2014)

[21] 社団法人日本電気協会系統連系専門部会："系統連系規程 JEAC9701-2012 [2013 年追補版(その 1)]" オーム社 (2013)

[22] 赤松昌彦，塚田路治，伊藤大介："電力系統事故時の異常電圧に対処した PLL 及び周波数検出方式" 電気学会論文誌 B(電力・エネルギー部門誌) Vol. 118 No. 9 pp.955-961 (1998)

[23] 大堀彰大，服部将之，舟木剛："複素係数フィルタを用いた系統連系インバータの位相同期ループ" 電気学会論文誌 D(産業応用部門誌) Vol. 133 No. 4 pp.388-394 (2013)

[24] 大堀彰大， 服部将之，舟木剛："複素係数フィルタを用いた位相同期ループ" 平成 23 年電気学会産業応用部門大会 Vol.1 No.101 (2011)

[25] K. Sakimoto, K. Sugimoto, and Y. Shindo ; "Low Voltage Ride Through Capability of a Grid Connected Inverter based on the Virtual Synchronous Generator" Proc. of IEEE Intrnl. Conf. of Power Electronics and Drive Systems, pp.1066-1071 (2013)

[26] J. Alipoor，三浦友史，伊瀬敏史："Evaluation of Virtual Synchronous Generator (VSG) Operation under Different Voltage Sag Conditions" 電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会 PE-12-060, PSE-12-076 (2012)

第2章 インバータ連系形分散電源の制御方式

2.1 緒言

近年，環境問題の観点から再生可能エネルギー電源や蓄電池の導入が進められている。太陽光発電，燃料電池などに代表されるような分散電源の多くは直流で発電されるため，交流系統に連系するために，インバータによって交流に変換する必要がある。リチウムイオン電池や鉛蓄電池，ニッケル水素電池に代表されるような蓄電池も直流で出力されるため，交流系統に連系するためにはインバータが必要となる。またガスエンジンコージェネレーションシステムや風力発電のように交流で発電される分散電源も系統の周波数と異なるため，整流器を用いて直流に変換し，インバータによって商用周波数に変換し系統に連系されている。本章では，このようなインバータ連系形分散電源の制御方式について述べ，一般的に用いられている従来方式の課題について明らかにする。

2.2 従来のインバータ連系形分散電源の制御方式

一般的なインバータ連系の分散電源は系統連系時には電流制御で行われ，自立運転時はマスター・スレーブ方式で制御されている。本節ではその制御方式について述べる。

2.2.1 系統連系

電力系統に接続されたメガソーラーや家庭用太陽光発電システム，風力発電システムなどは一般的に蓄電池を持たないため，発電した電力と等しい電力をインバータを介して電力系統へ送電する必要がある。そのため出力電力を容易に制御できる電流制御を用いることが多い。電流制御はインバータの交流電流をフィードバックし，電圧指令値を制御することで系統へ流れる電流を電流指令値に追従させる制御である[1][2]。一般的な制御ブロック図を図 2-1 に示す。電流制御のインバータでは PLL(Phase Lock Loop)を用いて系統の電圧 v_{gu},v_{gv},v_{gw} と位相 θ_g を検出し，同期するように制御されている。電流制御では系統に流れる電流 i_{invu},i_{invv},i_{invw} を有効電流 i_d と無効電流成分 i_q に分け，それぞれが指令値 i_d^*，i_q^*通りになるようにインバータの出力電圧 v_u^*，v_v^*，v_w^*を制御するものである。この制御にはインバータの出力電力を高速に制御することができるという利点があり，系統に接続されている分散電源の多くに用いられている。

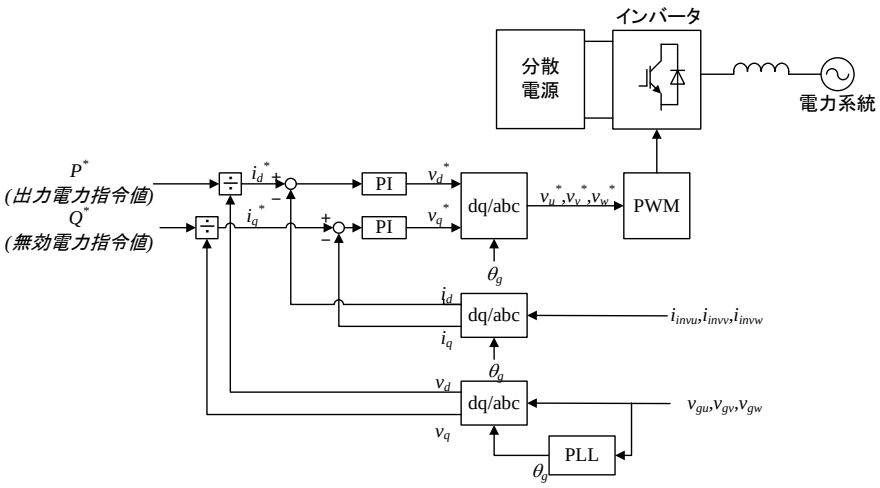


図 2-1　電流制御ブロック図

2.2.2 自立運転

電流制御では電圧・周波数を系統に依存しているため，系統と接続されていない自立運転時は使用することができない。そのため，電源が一台のみの場合は，CVCF(Constant Voltage Constant Frequency)制御で運転される。これは，分散電源が定電圧・定周波数の交流電圧を出力するように運転することで，分散電源自身が周波数・電圧を定める制御方式である。

分散電源複数台の自立系統では一般的にマスター・スレーブ方式と呼ばれる制御が用いられている。構成図を図 2-2 に示す。この制御では，最も容量の大きい分散電源一台が CVCF 制御で運転され，残りの分散電源は電流制御で運転される。CVCF 制御で運転している分散電源をマスターと呼び，残りの電流制御で運転している電源をスレーブと呼ぶ。マスターが自立系統における電圧・周波数を決定し，それに依存してスレーブが運転されている。この制御方式ではスレーブが運転を停止しても運転継続が可能であるが，マスターが何らかの理由で運転停止されると，スレーブも運転が不可能になる。また，負荷変動は基本的にすべてマスターが吸収することになり，マスターのインバータ容量は大きくなければならない。また，マスターが吸収できないような負荷変動が発生すると系統が不安定になる。また，この制御方式でも，系統連系では運転できないので，系統連系から自立運転へ無瞬断での移行は困難である。

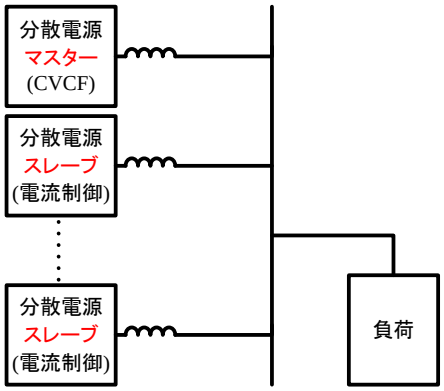


図 2-2　マスター・スレーブ方式構成図

マスター・スレーブ方式以外の制御法として，参考文献[3]に示されているようなドループ制御を用いた自立運転も提案されている。参考文献における系統構成図を図 2-3 に示す。この制御では PAFC1～PAFC4 にドループ制御を適用し，4 台の間で協調しながら，自立系統の周波数電圧を決定する。そのほかの電源は電流制御で運転されている。この制御方式も自立運転のみで適用可能なものであり，系統連系時はすべて電流制御で運転している。そのため，系統連系から自立運転へ無瞬断での移行は難しい。

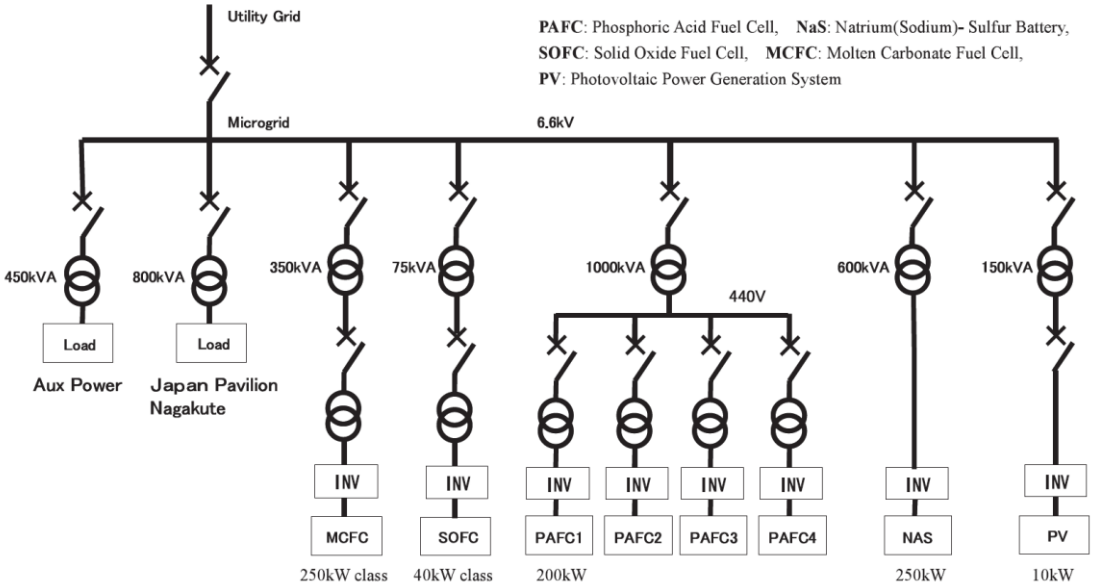


図 2-3　自立運転マイクログリッド構成図[3]

2.3 従来制御の課題

電流制御のインバータの問題点として，出力電圧・周波数を系統に依存しており，分散電源と比べて十分大きな系統に接続することを前提とした制御であることが挙げられる。そのため，自立運転を行うことはできない。また，指令値通りの電力を出力する制御であるため，負荷変動といった系統で発生した擾乱を吸収することができない。そのため，マイクログリッドや離島系統など小規模な独立系統に接続すると，電力系統を不安定にする可能性がある。また，分散電源の導入量が増加すれば，基幹系統においても系統を不安定にする要因となることが知られている[4]。

また，電流制御は PLL を用いて系統と同期して運転する制御であり，自立運転を行うことはできない。一方で，自立運転に用いる CVCF 制御では，系統と同期をとることができないため，系統連系運転を行うことができない。そのため，従来の制御方式では，系統連系から自立運転へ移行するためには，制御を切り替える必要があった。

また，同期発電機ではローターに慣性があるため，回転数を変動させることで系統の擾乱を吸収することができるが，電流制御の分散電源にはその特性が無いことも問題点の一つである。

2.4 仮想同期発電機

分散電源に同期発電機の特性を持たせることで系統の安定性を高める機能を与えた仮想同期発電機(Virtual Synchronous Generator : VSG)が提案されている[5]。仮想同期発電機の構成を図 2-4 に示す。

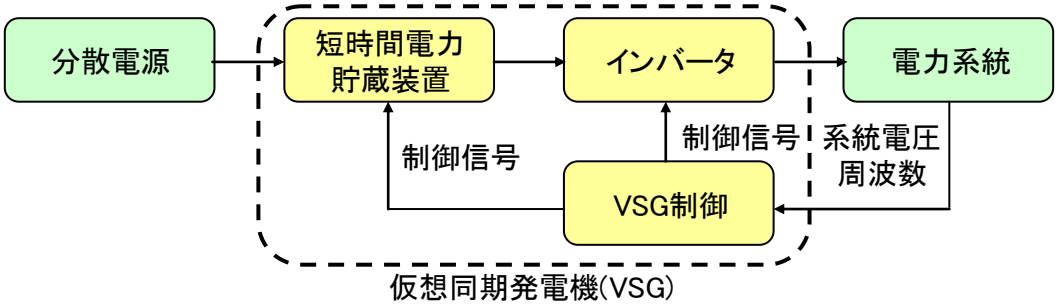


図 2-4　仮想同期発電機の構成[5]

短時間電力貯蔵装置では同期発電機の慣性によって吸収・放出される運動エネルギーに相当する電力を貯蔵することとなる。これによって，分散電源に仮想的に慣性を持たせることが可能となる。仮想同期発電機制御ではインバータに同期発電機と同様の特性を模擬させる制御を行う。これらによって，分散電源に同期発電機と同様の特性を持たせ，他の発電機と同期化力によって自律的に同期することができ，また仮想的な慣性によって，系統に発生した擾乱を吸収し，系統の安定性を向上することができる。また，系統連系時と自立運転時において同じ制御で運転が可能なため，無瞬断で系統連系から自立運転へ切り替えることができる。

また，同期発電機と同様の特性であるため，従来同期発電機で用いられてきたガバナや負荷周波数制御といった制御をそのまま仮想同期発電機に適用することが可能であり，分散電源複数台運転や同期発電機との並列運転においても，従来の制御で負荷分担などが可能となる。また，電力系統解析においても仮想同期発電機を適用した分散電源は同期発電機として扱うことができ，従来の解析手法を適用することができるという利点がある。

2.5 まとめ

本章では，インバータ連系形分散電源に適用する制御方式について述べた。従来制御では，系統連系運転では電流制御を用いており，自立運転中は CVCF 制御もしくは，マスター・スレーブ方式を用いる。これらの制御では，小規模系統では系統の擾乱を吸収できず系統を不安定にする可能性があることを述べた。また，従来制御では系統連系から自立運転へ切り替えるためには制御の切り替えが必要であった。しかし，仮想同期発電機制御は仮想的な慣性を持っているため，系統の擾乱を吸収でき，系統を安定に維持することができる。また，系統連系と自立運転で同じ制御であるため，切り替えが不要であることを述べた。

参考文献

[1] 分散型電源の系統連系解析モデル調査専門委員会 : “分散電源の系統連系モデル” 電気学会技術報告第 1241 号 (2012)

[2] 電気学会半導体電力変換システム調査専門委員会 : “パワーエレクトロニクス回路” オーム社 (2000)

[3]角田二郎，西岡宏二郎，野呂康宏，篠原裕文，伊藤洋三，矢吹正徳，川上紀子 : “新エネルギー発電装置を用いたマイクログリッドの自立運転の検討” 電気学会論文誌 B(電力・エネルギー部門誌) Vol. 127 No. 1 pp.145-153 (2007)

[4] 土屋孝道，辻隆男，大山力 : “再生可能エネルギー大量導入時における同期発電機型分散電源の系統安定度への貢献” 電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会 PE-14-100,PSE-14-100 (2014)

[5] J. Driesen, and K. Visscher : “Virtual Synchronous Generator” Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE pp.1-3 (2008)

第3章 仮想同期発電機に適用する同期機の特性

3.1 緒言

仮想同期発電機制御は分散電源に同期発電機としての特性を模擬する制御である。仮想同期発電機を実現するうえでは，同期機の特性が必要となる。電力系統において同期発電機は重要な要素であり，電力系統解析などに用いるために，同期発電機やガバナ・AVR といったその周辺機器のモデルについては様々なものが提案されている。本章では，仮想同期発電機への適用を踏まえながら，同期機の特性について説明する。

3.2 同期機の運動方程式

本節では仮想同期発電機で用いる同期機理論について示す。図 3-1 に示す同期発電機の一機無限大母線モデルについて考える。慣性モーメントを J，ローターが持つ運動エネルギーを W，ローターの角速度を ω_R とすると，運動エネルギーW は式(3.1)のように表現できる[1]-[7]。以下では，モデルを簡略化するため，極対数を 1 としている。

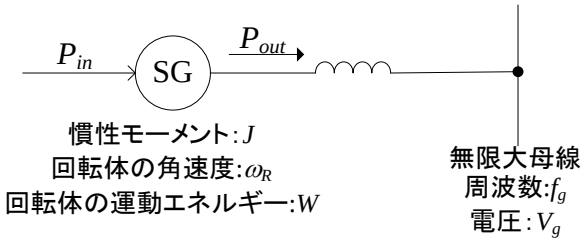


図 3-1　同期発電機のモデル

$$W = \frac{1}{2} J \omega_R{}^2 \tag{3.1}$$

ここで運動エネルギーと入力電力 P_{in}，出力電力 P_{out} の関係は式(3.2)のように表される。

$$P_{in} - P_{out} = \frac{dW}{dt} \tag{3.2}$$

式(3.1)と式(3.2)から式(3.3)が得られる。

$$P_{in} - P_{out} = J\omega_R \frac{d\omega_R}{dt} \tag{3.3}$$

発電機のベース容量を P_{base},ローター角速度のベース値を ω_{base} とすれば，式(3.3)は式(3.4)となる。

$$\frac{P_{in}}{P_{base}} - \frac{P_{out}}{P_{base}} = \frac{J\omega_{base}^2}{P_{base}} \frac{\omega_R}{\omega_{base}} \frac{d\,{\omega_R}/{\omega_{base}}}{dt} \tag{3.4}$$

P_{in} と P_{out},ω_R の単位を pu に変換すると，式(3.5)のように表される。

$$P_{in} - P_{out} = M\omega_R \frac{d\omega_R}{dt} \tag{3.5}$$

ここで M は式(3.6)で表され，単位慣性定数と呼ばれている。単位は秒である。これは発電機の慣性を単位化したものであり，原動機の種類によって異なるが，一般的には数秒から 10 秒前後の値となる。

$$M = \frac{J\omega_{base}^2}{P_{base}} \tag{3.6}$$

式(3.5)の両辺を ω_R で割ると，機械的入力トルク T_{in} と電気出力トルク T_{out} で表すことができる。

$$T_{in} - T_{out} = M\frac{d\omega_R}{dt} \tag{3.7}$$

原動機では，摩擦などの回転数に比例する制動トルクがあり，制動係数を D_g とすると式(3.8)のようになる。

$$T_{in} - T_{out} = M\frac{d\omega_R}{dt} + D_g\omega_R \tag{3.8}$$

3.3 同期発電機のインピーダンスモデル

同期発電機は固定子に三相の電機子巻線が配置され，固定子に界磁巻線が配置されている。水力発電機にはローターに制動巻線が配置されているが，火力・原子力発電機は単一の鋼塊を削って作られる円筒型の構造をしており，制動巻線は設けられていない。しかし，不平衡や過渡状態においては，ローターに渦電流が流れ，制動巻線と同様の作用をする。

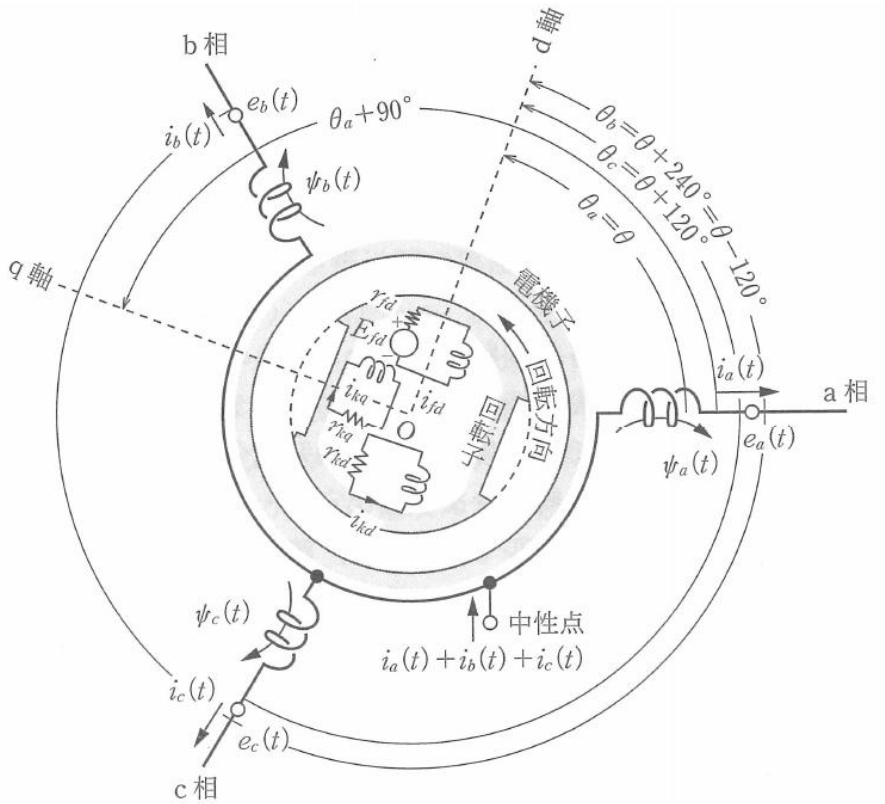
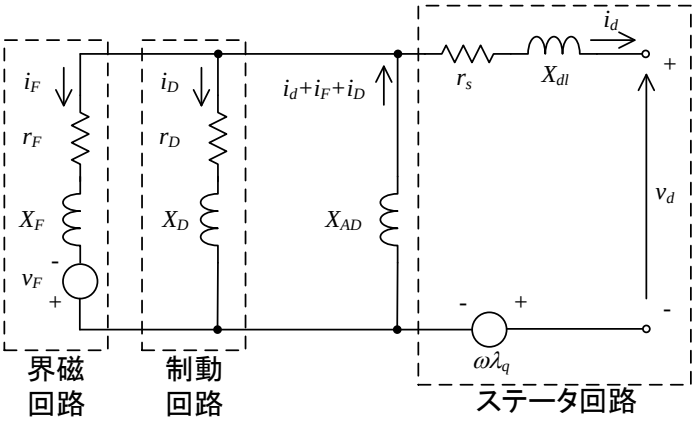
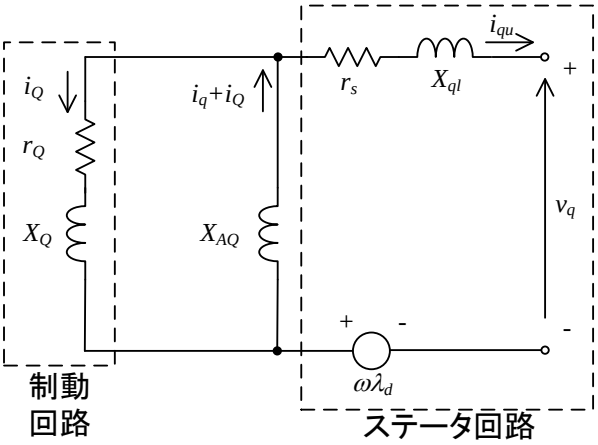


図 3-2　同期発電機の巻線配置図[1]

このように巻線が配置された同期発電機について，図 3-3 に示すような等価回路で表すことが可能であることが知られている[1]-[7]。このモデルは Park モデルと呼ばれている。



(a) d 軸等価回路



(b) q 軸等価回路

図 3-3　同期発電機の等価回路

ここで,

v_d,v_q：d,q 軸電機子電圧

i_d,i_q：d,q 軸電機子電流

i_F：界磁巻線電流

i_D,i_Q：d,q 軸制動巻線電流

λ_d,λ_q：d,q 軸鎖交磁束

X_{dl},X_{ql}：d,q 軸電機子巻線自己リアクタンス

r_s：電機子巻線抵抗

X_D,X_Q：制動巻線の d,q 軸自己リアクタンス

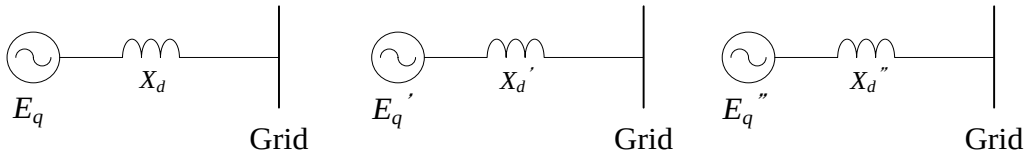
r_D,r_Q：制動巻線の d,q 軸抵抗

X_F：界磁巻線の自己リアクタンス

r_F：界磁巻線の抵抗

X_{AD},X_{AQ}：d,q 軸相互インダクタンス

この等価回路を用いれば，詳細に解析を行うことはできるため，EMTP(Electro Magnetic Transients Program)といった電力系統解析用のシミュレーションソフトでは一般的に用いられている[8]。しかし，この等価回路は複雑なため，見通しが良くない。そこで，擾乱発生後からの経過時間に応じて，初期過渡状態，過渡状態，定常状態それぞれにおける等価回路が求められ，図 3-4 に示す等価回路で表される。



(a) 定常状態　　(b) 過渡状態　　(c) 初期過渡状態

図 3-4　同期発電機の簡易等価回路[5]

ここで，E_q は内部誘起電圧，X_d は同期リアクタンス，X_d' は過渡リアクタンス，X_d'' は初期過渡リアクタンスと呼ばれている。擾乱発生後の 0.05 秒までを初期過渡状態，0.05 秒から 1 秒程度までを過渡状態，それ以降を定常状態と呼ぶ。擾乱発生後からの経過時間によって，同期発電機のリアクタンスが変化していくと考えると，発電機の特性を考えるうえで解析しやすい。同期発電機は内部誘起電圧の電圧源と，一つのリアクタンスで表すことができると考えられる。

仮想同期発電機制御では，同期発電機の詳細な特性を完全に模擬する必要はなく，過渡状態のインピーダンスの変化まで模擬する必要はないため，簡易等価回路を用い，図 3-5 に示すような，一つの電圧源とリアクタンスで模擬することとした。

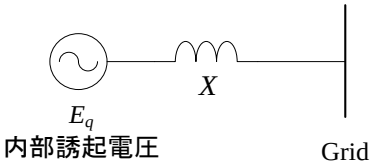


図 3-5　仮想同期発電機に用いるインピーダンスモデル

3.4 制動効果

実際の同期発電機には制動巻線による制動効果がある。Park モデルを用いれば，制動巻線のモデルまで組み込むことができるが，一つの電圧源とリアクタンスのみでモデル化した場合，制動巻線による制動効果まで組み込まれない。ここでは，別の方法で制動効果を組み込む方法を考える。

同期発電機の回転数が同期速度から外れた場合，制動巻線や界磁巻線が誘導機のロータ一巻線の働きをし，制動効果が生ずる[2]。この場合の誘導機の等価回路は図 3-6 になる。r_s，x_s はそれぞれ固定子巻線の抵抗と漏れリアクタンス，r_r，x_r はローター巻線の抵抗と漏れリアクタンス，$\dot{Y}_0$ は励磁アドミタンスである。

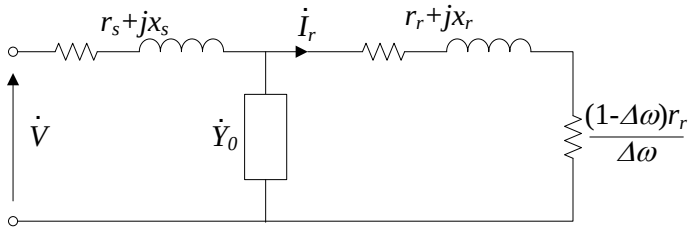


図 3-6　誘導機の等価回路

ただし，$\Delta\omega$ は同期速度とのすべりであり，同期機械角速度を ω_n, ローターの角速度 ω_R をとすると，式(3.9)のようになる。

$$\Delta\omega = \frac{\omega_n - \omega_R}{\omega_n} \tag{3.9}$$

以下では，近似的に励磁アドミタンス $\dot{Y}_0$ を省略して考える。ローター電流 I_r は式(3.10)になる。

$$I_r{}^2 = \frac{V^2}{\left(r_s + \frac{r_r}{\Delta\omega}\right)^2 + (x_s + x_r)^2} \tag{3.10}$$

誘導機の機械的出力 P_D が制動巻線による制動力の電力であり，これは等価抵抗$(1\text{-}s)r_r/s$ で消費される電力であるので

$$P_D = -\frac{1-\Delta\omega}{\Delta\omega} r_r I_r{}^2 = -\frac{(1-\Delta\omega)\Delta\omega r_r V^2}{(\Delta\omega r_s + r_r)^2 + (x_s + x_r)^2 \Delta\omega^2} \tag{3.11}$$

同期機の場合，同期速度と大きく外れることはないので，$\Delta\omega \ll 1$ と考えられ，近似的に P_D は

$$P_D = -D\Delta\omega \tag{3.12}$$

で考えられる。ただし，D は制動係数である。

式(3.5)に制動効果に関する項を付加すると式(3.13)のようになる。

$$\begin{aligned} P_{in} - P_{out} &= M\omega_R \frac{d\omega_R}{dt} + P_D \\ &= M\omega_R \frac{d\omega_R}{dt} - D\Delta\omega \end{aligned} \tag{3.13}$$

ただし $\Delta\omega$ は同期速度とのすべりである。系統に連系された同期発電機では，同期機械角速度は系統の角周波数 ω_g であるので $\Delta\omega$ は式(3.14)のように表せる。

$$\Delta\omega = \frac{\omega_g - \omega_R}{\omega_g} \tag{3.14}$$

ここで，系統周波数はほぼ一定であり，$\omega_g \fallingdotseq 1$ pu と近似できる。すべり $\Delta\omega$ は式(3.15)で表現できる。

$$\Delta\omega = \omega_g - \omega_R \tag{3.15}$$

さらに，系統電圧の位相を θ_g，ローターの電気角位相を θ_R とすると，ω_g と ω_R との関係を式(3.16)のように表現できる。ただし, 位相の単位は rad とし, 角速度の単位は pu である。

$$\omega_g = \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d\theta_g}{dt}$$
$$\omega_R = \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d\theta_R}{dt} \tag{3.16}$$

式(3.16)を式(3.15)に代入すると，式(3.17)になる。

$$\begin{aligned} \Delta\omega &= \omega_g - \omega_R \\ &= \frac{1}{\omega_{base}} \left(\frac{d\theta_g}{dt} - \frac{d\theta_R}{dt} \right) \\ &= -\frac{1}{\omega_{base}} \frac{d}{dt} \left(\theta_R - \theta_g \right) \\ &= -\frac{1}{\omega_{base}} \frac{d\delta}{dt} \end{aligned} \tag{3.17}$$

ここで，δ は系統電圧とローターとの位相差である。式(3.17)を式(3.12)に代入すると，

$$P_D = \frac{D}{\omega_{base}} \frac{d\delta}{dt} \tag{3.18}$$

となる。式(3.17)を式(3.13)に代入すると式(3.19)になる。

$$P_{in} - P_{out} = M\omega_R \frac{d\omega_R}{dt} + \frac{D}{\omega_{base}} \frac{d\delta}{dt} \tag{3.19}$$

よって制動巻線によって発生する電力 P_D は，位相差の微分に比例することが分かる。

参考文献[7]によると，制動巻線で発生する電力は同期発電機の回路定数を用いて式(3.20)で表すことができる。ここで，T_d'' と T_q'' は d 軸短絡初期過渡時定数と q 軸短絡初期過渡時定数である。

$$P_D = V^2 \left\{ \left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) T_d'' \sin^2 \delta + \left(\frac{1}{X_q''} - \frac{1}{X_q'} \right) T_q'' \cos^2 \delta \right\} \frac{d\delta}{dt} \tag{3.20}$$

よって，制動係数 D は式(3.21)のように表すことができる。

$$D = \omega_{base} V^2 \left\{ \left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) T_d'' \sin^2 \delta + \left(\frac{1}{X_q''} - \frac{1}{X_q'} \right) T_q'' \cos^2 \delta \right\} \tag{3.21}$$

ここで，P_{out} について考える。内部誘起電圧を E_q と系統電圧を V_g とすると，図 3-5 の回路において，系統へ送電される電力 P_{out} は位相差 δ を用いて，式(3.22)となる。

$$P_{out} = \frac{E_q V_g}{X_d} \sin\delta \tag{3.22}$$

両辺を微分すると式(3.23)，式(3.24)になる。

$$\frac{dP_{out}}{dt} = \frac{E_q V_g}{X_d} \cos\delta \frac{d\delta}{dt} \tag{3.23}$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{X_d}{E_q V_g \cos\delta} \frac{dP_{out}}{dt} \tag{3.24}$$

式(3.19)に代入すると，

$$
\begin{aligned}
P_{in} - P_{out} &= M\omega_R \frac{d\omega_R}{dt} + \frac{D}{\omega_{base}} \frac{X_d}{E_q V_g \cos\delta} \frac{dP_{out}}{dt} \\
&= M\omega_R \frac{d\omega_R}{dt} + D' \frac{dP_{out}}{dt}
\end{aligned}
\tag{3.25}
$$

ただし，D'は式(3.26)のように定義する。

$$
D' = \frac{DX_d}{\omega_{base} E_q V_g \cos\delta} \tag{3.26}
$$

$\cos\delta$ の変化量は小さく，一定であるとみなせるとすれば，D'は定数となり，制動巻線によって発生する電力は，発電機の電気的出力の微分で表されるといえる。

式(3.25)の両辺を ω_R で割って，トルクで表すと式(3.27)となる。

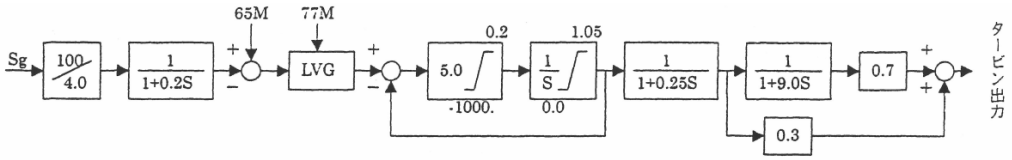
$$
T_{in} - T_{out} = M \frac{d\omega_R}{dt} + D' \frac{dT_{out}}{dt} \tag{3.27}
$$

3.5 ガバナ・AVR のモデル

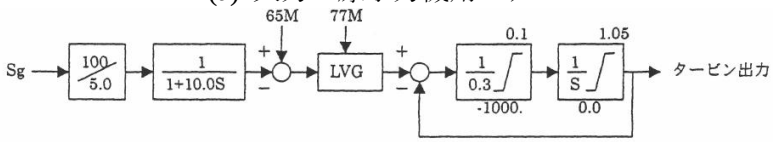
発電プラントにおけるガバナは，火力・原子力発電のガスタービンや蒸気タービンの出力や，水力発電の水車のガイドベーンなどを制御し，発電機の出力を制御する機能を持つ。

電力系統において，需要が供給を超えると，系統の周波数が低下する。出力制御が可能な火力発電機や水力発電機ではガバナにドループ特性を持たせ，周波数が低下すると出力を増やすように制御する。これにより発電機間で負荷分担を行うことが可能となる。

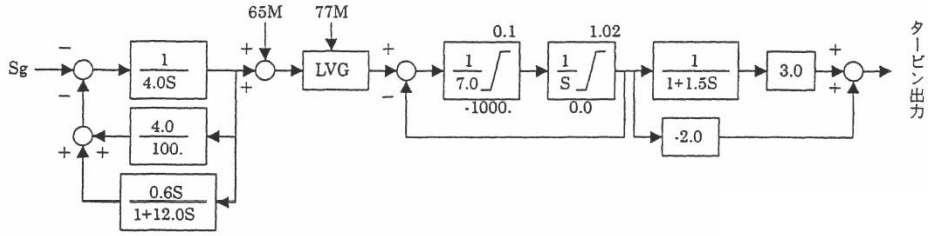
電気学会より，ガバナの標準モデルとして図 3-7 のようなモデルが示されている[9][10]。



(a) 火力・原子力機用モデル



(b) 水力機用モデル 1



(c) 水力機用モデル 2

Sg:発電機回転数偏差，65M:負荷設定，77M:負荷制限器

LVG は入力値の中で，最小値を出力する制御ブロック

図 3-7　ガバナ標準モデル[9][10]

65M は負荷設定値であり，周波数が 60 Hz の時の出力指令値と等しい。*77M* は負荷制限値であり，電源の最大出力制限値である。

ここで示したモデルはすべて, 一次遅れで構成されたモデルである。それ以外にも, PID(比例積分微分)制御を用いたガバナモデルもある[11]。

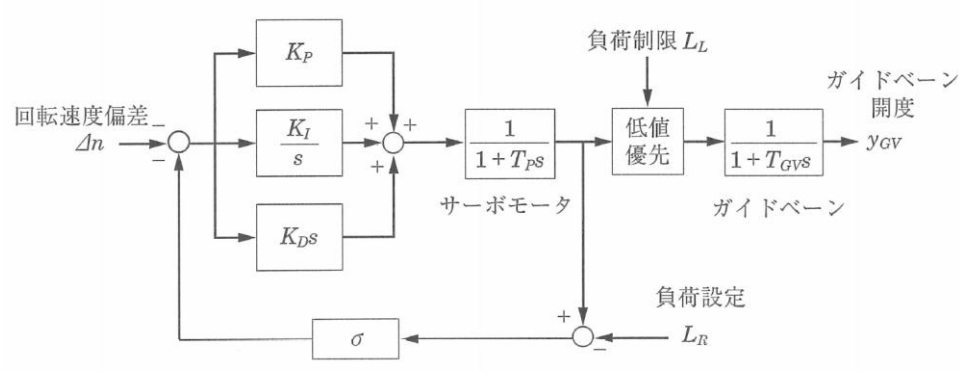
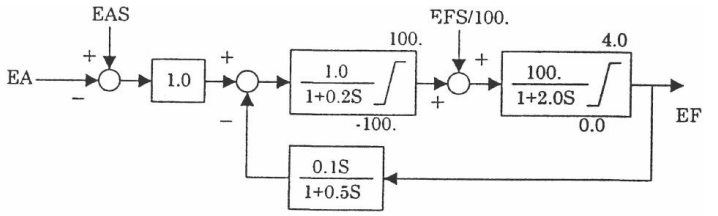


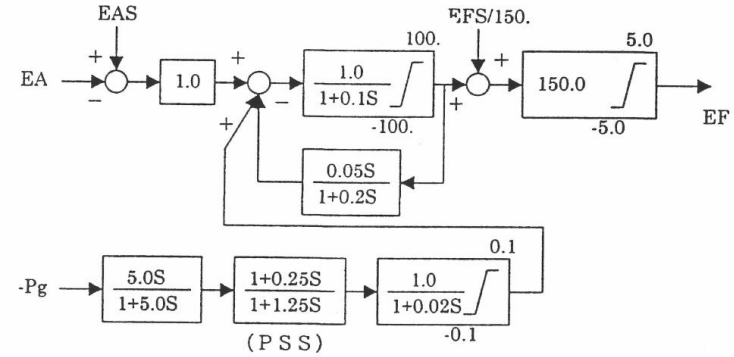
図 3-8　PID ガバナモデル[11]

一般的に用いられる発電機のガバナの時定数は 0.2 秒から 2 秒程度といわれている[12]。数 MW 以下の発電機であれば，数百 ms 程度である。

AVR(Automatic Voltage Regulator)は，同期発電機の励磁機に接続され，界磁巻線の電流を制御することで，同期発電機の界磁電圧 E_f を制御し，発電機の端子電圧を調整する。ガバナは周波数の偏差から有効電力を制御するが，対して，AVR は電圧から無効電力を制御する。AVR の標準モデルとして，電気学会より図 3-9 のモデルが提案されている。



(a) 回転形励磁機用モデル



(b) ΔP 形 PSS 付サイリスタ励磁機用モデル
EA：端子電圧，EAS：端子電圧設定値
EF：界磁電圧，EFS：界磁電圧設定値，Pg：発電機出力
無負荷定格端子電圧時(EA=1.0)の界磁電圧 EF を 1.0 pu とする。

図 3-9　AVR 標準モデル[9][10]

3.6 まとめ

本章では，仮想同期発電機制御を適用するうえで必要なる同期発電機の特性について述べた。3.2 節では，同期発電機の慣性を模擬するために必要となるローターの運動方程式について述べた。3.3 節では，同期発電機のインピーダンスについては，簡易化することで一つのインピーダンスと電圧源で模擬することを述べた。3.4 節では，同期発電機の制動巻線による制動効果について，ローターの運動方程式に組み込む方法について述べた。3.5 節では一般的なガバナ・AVR のモデルについて整理した。

参考文献

[1] 長谷良秀：“電力技術の実用理論　第二版” 丸善 (2011)
[2] 新田目倖造：“電力系統技術計算の応用” 電気書院 (1981)
[3] P. Kunder：“Power System Stability and Control” McGraw-Hill Professional (1994)
[4] P.M. Anderson, A.A. Fouad：“Power System control and Stability” IEEE Press (1993)
[5] 小向敏彦，色川彰一，加藤政一：“電力システム工学” 丸善 (1999)
[6] 関根泰次：“電力系統過渡解析論” オーム社 (1984)
[7] 電気学会：“電気工学ハンドブック 第 7 版” オーム社 (2013)
[8] 日本 EMTP 委員会：“EMTP Theory Book” (1987)
[9] 電力系統モデル標準化調査専門委員会：“電力系統の標準モデル” 電気学会技術報告第 754 号 (1999)
[10] (財)電力中央研究所　電力システム部：“電中研電力系統安定度解析システム　Y 法・S 法プログラム解説書(H12 公開バージョン)” (2000)
[11] 谷口治人：“電力システム解析-モデリングとシミュレーション-“ オーム社 (2009)
[12] 永田武：“電力システム工学の基礎” コロナ社 (2000)

第4章 仮想同期発電機の制御方式

4.1 緒言

仮想同期発電機はインバータ連系形分散電源に同期発電機の特性を持たせる制御である。本論文では電圧制御型仮想同期発電機と電流制御型仮想同期発電機の二つの方式について提案する。また，両方式について比較を行い，両方式のメリット，デメリットを述べる。

4.2 電圧制御型仮想同期発電機

電圧制御型仮想同期発電機は，仮想同期発電機制御から，直接，電圧指令値を算出し，インバータの PWM 制御部へ出力する方式である[1][2]。この制御方式では，制御の構成がシンプルであり，パラメータ設計が簡単であるというメリットがある。

4.2.1 インピーダンスモデル

電圧制御型仮想同期発電機では，インピーダンスモデルを持たない。インバータは図 3-5 に示す同期発電機における内部誘起電圧 E_q に対応する電圧を出力するように制御される。よって，同期発電機におけるインピーダンスはインバータの連系リアクトルが模擬することとなる。この連系リアクトルはハードウェアとして実際にインバータに接続されているものであり，制御パラメータとしてソフトウェア上で変更することはできない。

4.2.2 ローターモデルと制動効果

電圧制御型仮想同期発電機制御において最も重要となるところは，同期発電機のローターの運動方程式を模擬するローターモデルである。同期発電機の運動方程式は，式(3.13)で表される。式(3.13)を変形すると式(4.1)となる。P_{in} を分散電源の出力電力指令値，P_{out} を実際のインバータの出力電力として式(4.1)に代入して，ω_R について式(4.1)を 4 次のルンゲクッタ法で解く。求まった ω_R を仮想的な機械角速度と呼ぶことにする。ω_R を積分すると機械角位相 θ_R が求まる。これを出力電圧の位相指令値としてインバータを制御することで同期発電機の特性を模擬することができる。出力電圧の大きさは一定値に制御するものとする。全体の制御ブロック図を図 4-1 に示す。

$$\frac{d\omega_R}{dt} = \frac{P_{in} - P_{out} + D\dfrac{\omega_g - \omega_R}{\omega_g}}{M\omega_R} \tag{4.1}$$

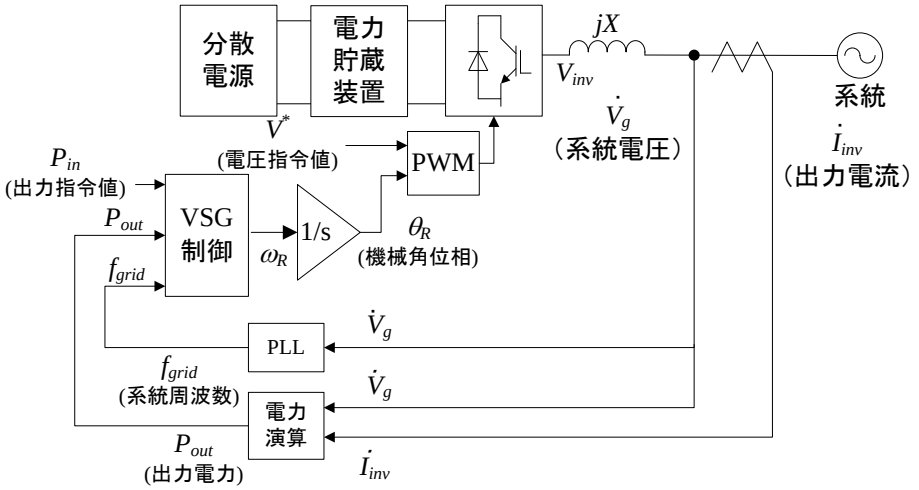


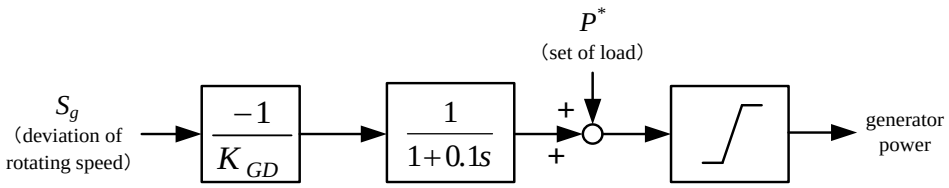
図 4-1　電圧制御型仮想同期発電機制御ブロック図[1][2]

このように構成することで，PWM 制御に入力される電圧・位相指令値は，内部誘起電圧 E_q に対応し，インバータの連系リアクタンスが図 3-5 に示された簡易等価回路における同期発電機のリアクタンスに対応する。

4.2.3 ガバナ・AVR モデル

仮想同期発電機にガバナ・AVR を付加する場合を考える。通常の発電設備のガバナはタービンやエンジンといった原動機の出力を制御するためのものであるので，仮想同期発電機においては，出力指令値 P_{in} のところに接続されることとなる。AVR は通常の同期発電機では励磁機に接続され，内部誘起電圧 E_q を制御するので，仮想同期発電機に適用する場合は，電圧指令値 V^*に接続すればよい。

このガバナの標準モデルは図 3-7 である。ただし，これは水力発電所や火力・原子力発電所といった数百 kW 以上の大型発電所の+ガバナモデルであり，応答が遅い。仮想同期発電機はインバータ連系形分散電源に適用する制御であり，容量としては，数 kW から数 MW 程度である。数 MW クラスの工場向け自家用発電設備のガバナの時定数は，数百 ms 程度である。そこで，本論文では，図 4-2 のように時定数を 0.1 s とし，モデルを簡単化するため，一次遅れ要素が一つのモデルとした。



K_{GD}：速度調定率(ガバナドループ)

図 4-2　仮想同期発電機に適用する場合のガバナモデル

図 4-3 にガバナ・AVR を付加した場合の制御ブロック図を示す。

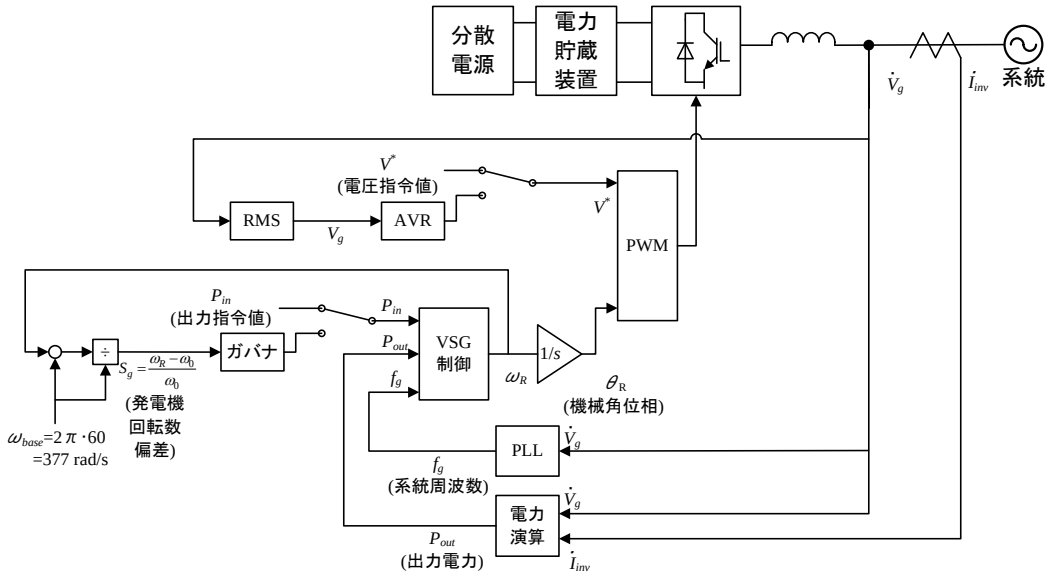


図 4-3　ガバナ・AVR を適用した場合の制御ブロック図

本論文での電圧制御型仮想同期発電機では AVR は使用せず, 電圧指令値 V^*は一定とした。

4.3 電流制御型仮想同期発電機

電流制御型仮想同期発電機制御は主に，インピーダンスモデル，ローターモデル，制動巻線モデル，ガバナ・AVR モデルで構成され，仮想同期発電機制御部からは，電流指令値が算出される。そのため，電流制御型仮想同期発電機では，電流制御部を持ち，電流指令値通りの電流が出力されるような電流マイナーループが構成されている。提案する電流制御型仮想同期発電機の制御ブロック図を図 4-4 に示す[3]。

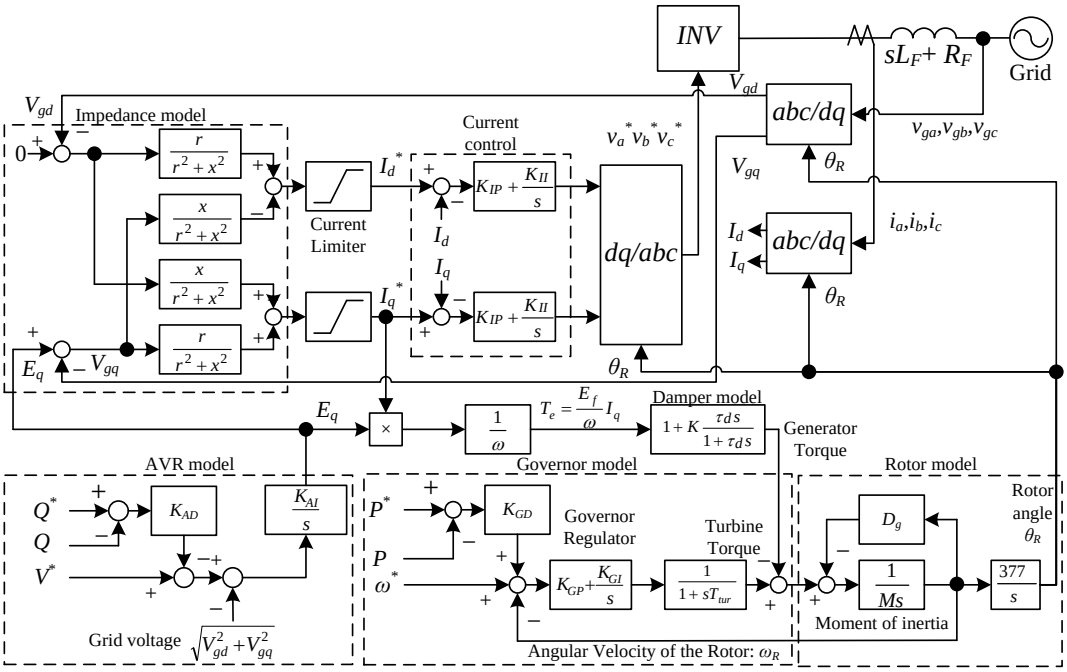


図 4-4　電流制御型仮想同期発電機モデル

4.3.1 インピーダンスモデル

インピーダンスモデルでは，同期発電機のインピーダンスを模擬している。同期発電機のインピーダンスは，3.3 節で論じたように，詳細モデルとしては，図 3-3 のような Park モデルがあるが，仮想同期発電機制御に適用する場合を考えると，演算量が増加するうえ，界磁巻線や制動巻線までモデル化する必要性もない。そこで，図 3-4 の簡易等価回路に巻線抵抗を加え，図 4-5 に示すようなリアクタンスと抵抗のみで同期発電機のインピーダンスを模擬することとした。

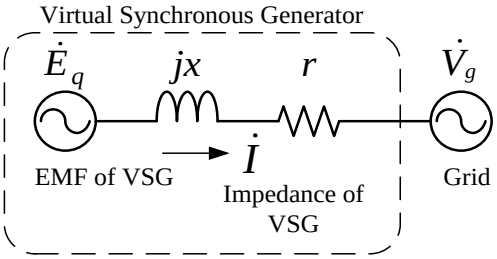


図 4-5　仮想同期発電機のインピーダンスモデル

図 4-5 の回路図をフェーザ図で表現すると図 4-6 のようになる。

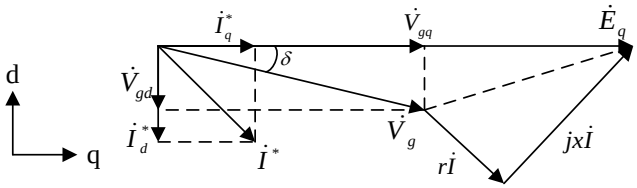


図 4-6　インピーダンスモデルのフェーザ図

E_q は内部誘起電圧であり，これを dq 軸の基準軸としている。系統の位相を θ_g，ローターの位相を θ_R とすると，位相差 δ は式(4.2)で表される。

$$\delta = \theta_R - \theta_g \tag{4.2}$$

ここで，E_q はローターの位相 θ_R と等しい。図 4-6 の電圧と電流の関係は式(4.3)のように表すことができる。

$$\begin{aligned}\dot{E}_q - \dot{V}_g &= \left(E_q - V_{gq}\right) - jV_{gd} \\ &= \left(r + jx\right)\left(I_q^* + jI_d^*\right) \\ &= \left(rI_q^* - xI_d^*\right) + j\left(rI_d^* + xI_q^*\right)\end{aligned} \tag{4.3}$$

行列で表すと式(4.4)のようになる。

$$\begin{bmatrix} E_q - V_{gq} \\ -V_{gd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r & -x \\ x & r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_q^* \\ I_d^* \end{bmatrix}$$
$$\begin{bmatrix} I_q^* \\ I_d^* \end{bmatrix} = \frac{1}{r^2 + x^2} \begin{bmatrix} r & x \\ -x & r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_q - V_{gq} \\ -V_{gd} \end{bmatrix} \tag{4.4}$$

ここで，系統の d,q 軸電圧である V_{gd} と V_{gq} は位相 θ_R で dq 変換すると求めることができ，E_q は AVR から算出される。ここから，I_d と I_q を求めることができる。式(4.4)を制御ブロック図で表すと，図 4-7 になる。

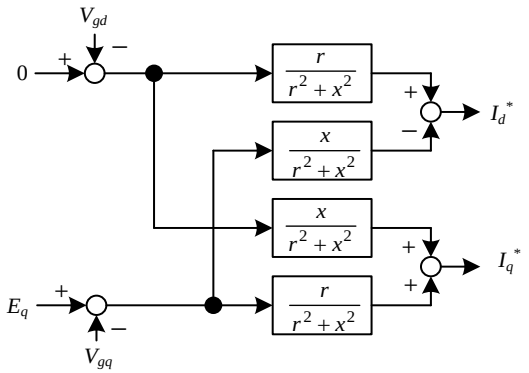


図 4-7　インピーダンスモデルの制御ブロック図

4.3.2 ローターモデル

電流制御型仮想同期発電機においても，電圧制御型仮想同期発電機と同様にローターモデルを持つ。ローターの特性は運動方程式で表され，式(3.8)より式(4.5)のようになる。

$$T_{in} - T_{out} = M\frac{d\omega_R}{dt} + D_g\omega_R \tag{4.5}$$

ここで，T_{in} は機械的入力トルクであり，電流制御型仮想同期発電機では，ガバナモデルから出力される。T_{out} は，電気的出力トルクである。巻線抵抗での損失を無視する，つまり，インピーダンスモデルでの r での損失分を無視すると，図 4-6 から分かるように，出力電力 P_{out} は E_q と I_q の積で表され，式(4.6)のようになる。

$$P_{out} = E_q I_q \tag{4.6}$$

電力は，トルクと角速度の積であるので，T_{out} は式(4.7)で表される。

$$T_{out} = \frac{P_{out}}{\omega_R} = \frac{E_q I_q}{\omega_R} \tag{4.7}$$

よって，式(4.8)で表される。

$$T_{in} - \frac{E_q I_q}{\omega_R} = M\frac{d\omega_R}{dt} + D_g\omega_R \tag{4.8}$$

ここで，ローターの位相 θ_R の単位を rad とすると，ω_R(pu)と θ_R (rad)の関係は式(4.9)のようになる。

$$\theta_R = \omega_{base}\int \omega_R dt \tag{4.9}$$

これをブロック図で表すと，図 4-8 となる。

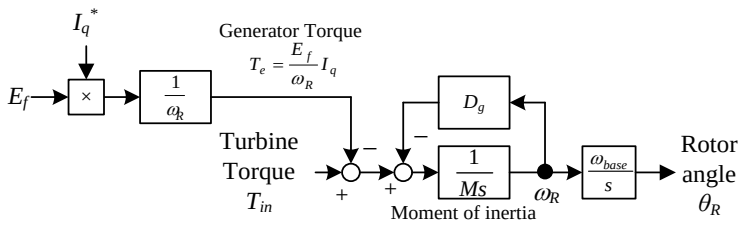


図 4-8　ローターモデルの制御ブロック図

本論文では 60 Hz 系統に接続しているので，ω_{base}=2π×60=377 rad/s である。

4.3.3 制動効果

通常の同期発電機では，制動巻線に電流が流れ，制動効果が発生する。しかし，前節に示した通り，インピーダンスモデルでは制動巻線が無いため，別の部分で，制動巻線モデルを追加する必要がある。本節では電流制御型仮想同期発電機における制動モデルについて述べる。

式(3.27)より，制動巻線の制動効果はローターモデルに組み込むことができ，電気的出力トルクの微分に比例することが分かる。ラプラス演算子を s として表すと次のようになる。

$$T_{in} - (1 + D's)T_{out} = M\omega_R s \tag{4.10}$$

$$\omega_R = \frac{1}{Ms}\left(T_{in} - (1 + D's)T_{out}\right) \tag{4.11}$$

よって，ローターモデルの電気トルクには，T_{out} の代わりに $(1 + D's)T_{out}$ を入力すればよいことが分かる。実機において，単純な微分演算を行うと，ノイズなどの影響を受けやすくなるので，一次遅れを含む疑似微分で表すこととした。疑似微分の一次遅れ時定数を τ_d とすると，ローターモデルは式(4.12)で表される。ここで，K は制動係数である。

$$\omega_R = \frac{1}{Ms}\left(T_{in} - \left(1 + K\frac{\tau_d s}{1 + \tau_d s}\right)T_{out}\right) \tag{4.12}$$

4.3.4 ガバナ・AVR モデル

電流制御型仮想同期発電機では，ガバナモデルとして PI(比例積分)制御型のモデルを使用した。図 4-9 に示すような，ドループと PI(比例積分)制御及び原動機の遅れを持つモデルである。原動機の遅れは一次遅れのみで模擬している。K_{GD} はドループのゲインであり，速度調定率である。

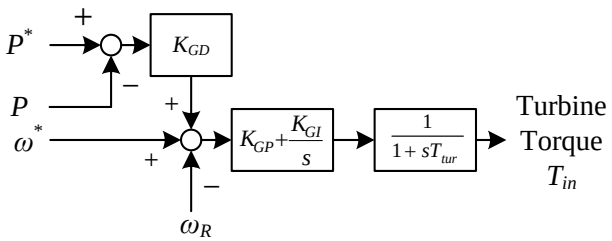


図 4-9　電流制御型仮想同期発電機のガバナモデル

電流制御型仮想同期発電機に用いた AVR を図 4-10 に示す。AVR モデルは積分モデルのものを使用した。K_{AD} が無効電力に対する電圧のドループゲインである。

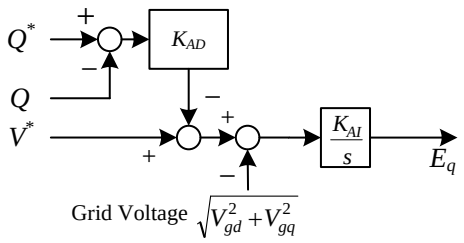


図 4-10　電流制御型仮想同期発電機の AVR モデル

4.4 両方式の比較

電圧制御型仮想同期発電機と電流制御型仮想同期発電機の大きな違いは，電圧制御か電流制御かの違いである。

自立運転時には，電圧制御型仮想同期発電機ではインバータが出力する電圧を直接制御しており，インバータは電圧源として動作するので，自立系統の電圧は安定する。一方，電流制御型仮想同期発電機では，インバータ電流を直接制御しており，電圧を直接制御しているわけではないため，電圧が安定するという保証は無く，負荷の特性によっては，電流制御が不安定となる可能性がある。

系統に連系した同期発電機では，系統事故が発生すると瞬間的に定格の数倍の過電流が流れる。同期発電機は巻線に電流が流れるため，数秒以下の短時間の過電流に対する耐力があり問題とはならない。インバータでは，半導体素子を用いているため，数秒以下の短時間であっても，過電流が流れると素子が破壊する可能性がある。そのため，インバータの制御には過電流を抑制する機構が必要である。電流制御型仮想同期発電機では，電流を直接制御しているため，過電流を抑えることは比較的容易である。一方，電圧制御型仮想同期発電機では，電圧を制御しており，電流を制御していないため，過電流を抑制するためには，工夫が必要である。

電圧制御型仮想同期発電機と電流制御型仮想同期発電機の違いとして，模擬している同期発電機の特性にも違いがある。模擬しているモデルの違いを表 4-1 にまとめた。

表 4-1　仮想同期発電機で模擬するモデルの比較

	ローター モデル	制動 モデル	インピーダンス モデル	ガバナ AVR
電圧制御型 VSG	○	○	×	○
電流制御型 VSG	○	○	○	○

大きな違いは，インピーダンスモデルの有無である。電流制御型仮想同期発電機では，インピーダンスモデルがあるため，発電機のインピーダンスを自由に変更可能である。一方で，電圧制御型仮想同期発電機では，インピーダンスがフィルタリアクタンスで決まる

ため，インピーダンスを変更することができない。この違いによる影響については，第 7 章の同期発電機との並列運転の解析にて考察する。

また，電圧制御型仮想同期発電機と，電流制御型仮想同期発電機では，制御パラメータの数に違いがある。電圧制御型仮想同期発電機では，ガバナ，AVR を除くと，パラメータは単位慣性定数 M と制動係数 D の二つである。一方，電流制御型では，ローターモデルの単位慣性定数 M と D_g，制動巻線モデルの K，インピーダンスモデルの r と x の 5 つある。さらに，電流制御の PI ゲイン K_{IP}，K_{II} も含めれば，7 つとなる。制御パラメータが多いと，設計の自由度は上がるが，パラメータ設計が難しくなる。よって，電圧制御型仮想同期発電機は，制御がシンプルでありパラメータ設計が容易であるが，設計の自由度は低い。一方，電流制御型仮想同期発電機では，制御の構成が複雑で，パラメータの数が多く設計が難しいが，設計の自由度が高いといえる。

4.5 まとめ

本章では，電圧制御型仮想同期発電機と電流制御型仮想同期発電機の二方式について提案した。4.2 節では，電圧制御型仮想同期発電機を提案した。電圧制御型仮想同期発電機では，インピーダンスは連系リアクトルで模擬し，ローターと制動巻線，ガバナ AVR は制御上で模擬する方式である。4.3 節では，電流制御型仮想同期発電機を提案した。電流制御型仮想同期発電機では，インピーダンス，ローターと制動巻線，ガバナ AVR は制御上で模擬する方式である。4.4 節で両方式の比較を行った。電圧制御型同期発電機ではインバータが電圧源として動作するため，電流制御型仮想同期発電機と比較して自立運転時の電圧が安定すると考えらえる。一方で，電流制御型仮想同期発電機ではインピーダンスを自由に変更でき，設計の自由度が高いといった特徴があることを明らかにした。

参考文献

[1] 崎元謙一，三浦友史，伊瀬敏史 : “仮想同期発電機によるインバータ連系形分散電源を含む系統の安定化制御” 電気学会論文誌 B(電力・エネルギー部門誌) Vol. 132 No. 4 pp.341-349 (2012)

[2] 崎元謙一，三浦友史，伊瀬敏史 : “仮想同期発電機によるインバータ連系形分散電源の並列運転特性” 電気学会論文誌 B(電力・エネルギー部門誌) Vol. 133 No. 2 pp.186-194 (2013)

[3] K. Sakimoto, K. Sugimoto, Y. Shindo, “Low Voltage Ride Through Capability of a Grid Connected Inverter based on the Virtual Synchronous Generator” Proc. of IEEE Intrnl. Conf. of Power Electronics and Drive Systems, pp.1066-1071 (2013)

第5章 系統連系運転と自立運転への無瞬断切替

5.1 緒言

仮想同期発電機制御の特徴として系統連系と自立運転が同じ制御であることが挙げられる。よって，系統事故などにより，商用系統が停電し，自立運転に移行する際に制御の切り替えを行う必要が無いため，無瞬断で系統連系から自立運転へ移行することができる。

本章では，第 4 章で述べた二つの方式の仮想同期発電機について，系統連系運転と系統連系から自立運転への無瞬断切替について実験により検証した。

5.2 実験構成

仮想同期発電機の実験設備の構成を図 5-1 に示す。ベース容量は 10 kVA とした。

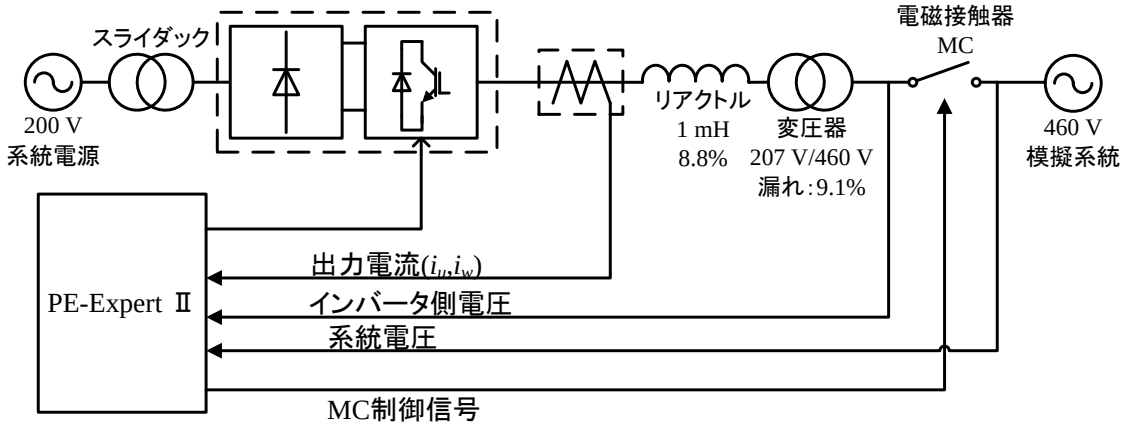


図 5-1　実験構成概要図

インバータユニットには Myway プラスの MWINV-9R122B を使用している。1 mH リアクトルと 10 mF キャパシタ，変圧器の漏れリアクタンスで LCL フィルタを構成している。制御器には Myway プラス社の PE-Expert II を使用した。電圧センサの入力電圧が±400 $V_{0\text{-}p}$ であり，系統電圧をそのまま入力できないため，計器用変圧器(440 V/110 V)を介して接続している。電圧センサは Myway プラス社の MWPE-VS-01 を使用した。また負荷は定インピーダンス負荷である模擬系統装置の総合負荷装置を用いた。ダイオード整流回路は，Semikron の SKKD 150F で構成されている。

実験装置の写真を図 5-2 から図 5-7 に示す。

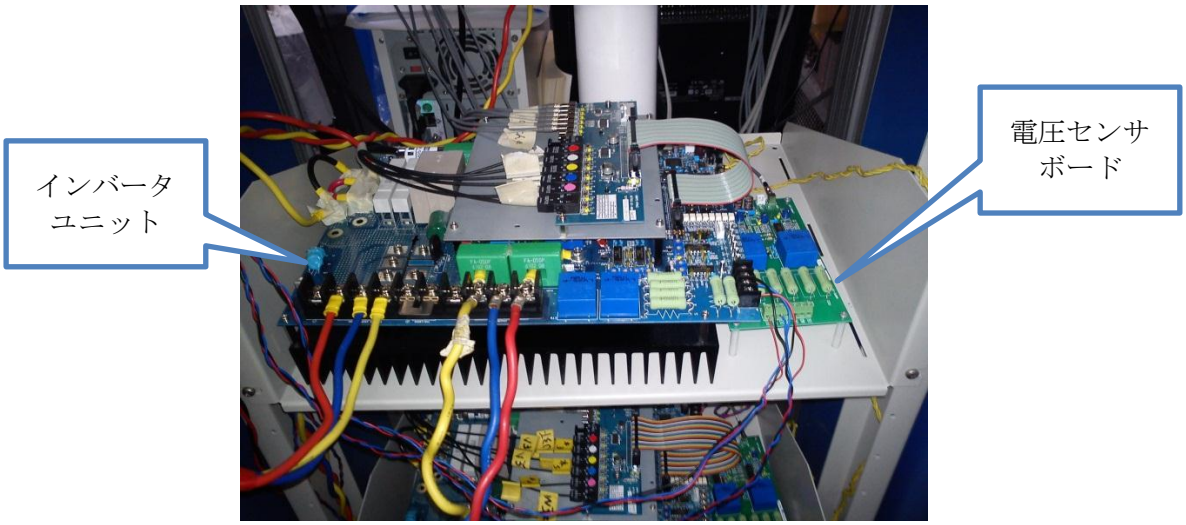


図 5-2　インバータユニットと電圧センサボード

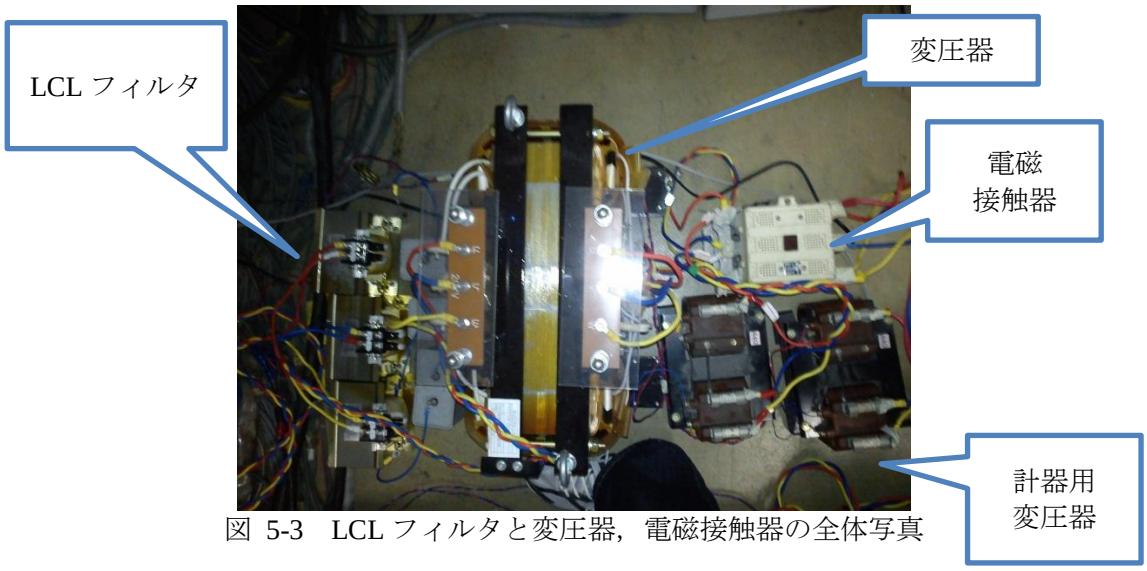


図 5-3　LCL フィルタと変圧器，電磁接触器の全体写真

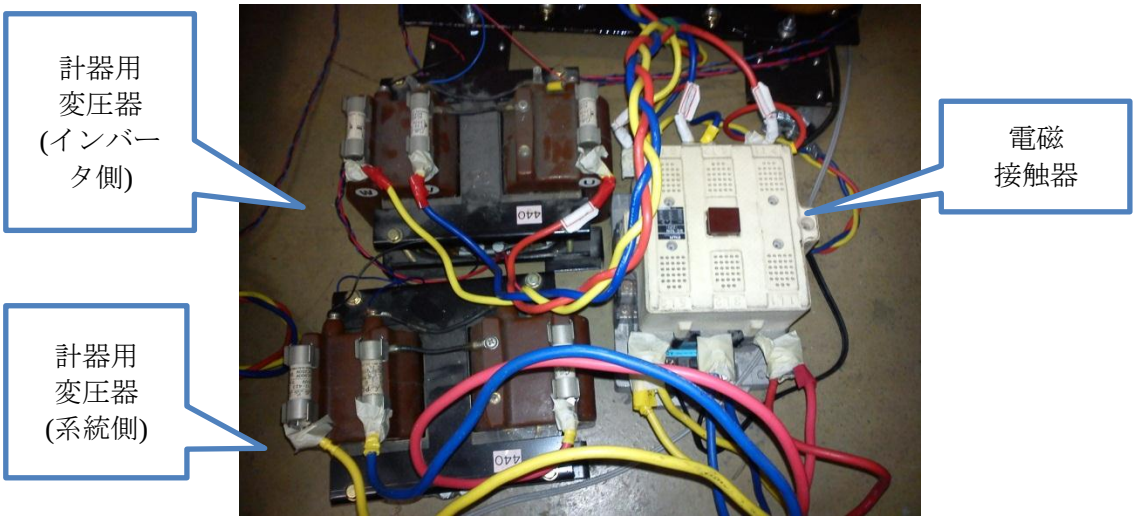


図 5-4　電磁接触器と計器用トランス

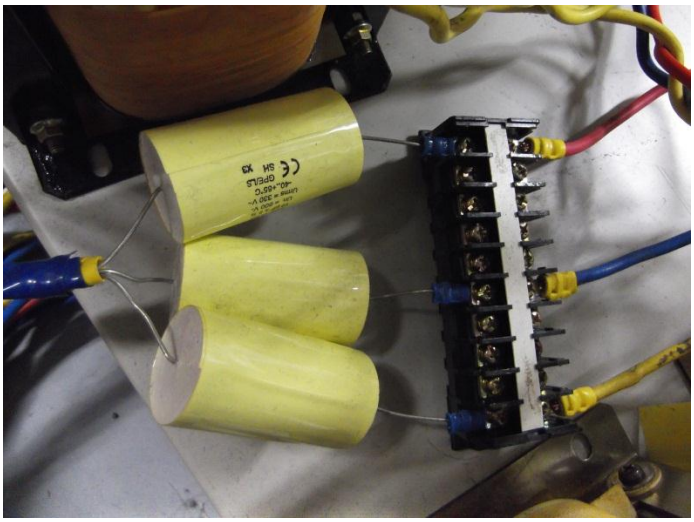


図 5-5　LCL フィルタのコンデンサ

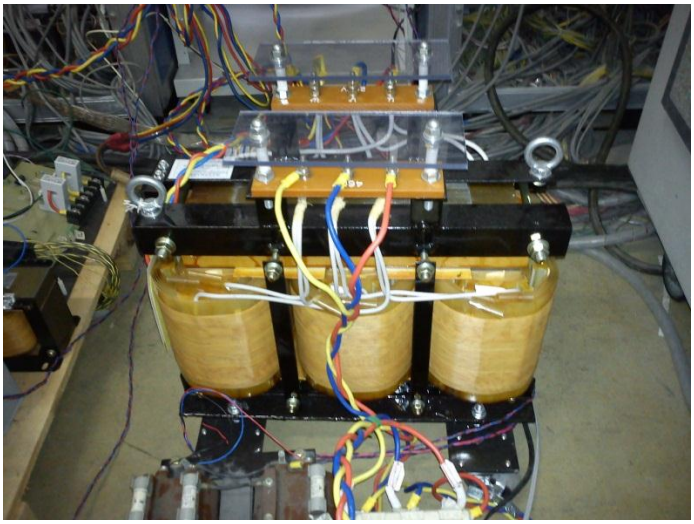


図 5-6　変圧器(207V/460V 漏れリアクタンス 9.1%)

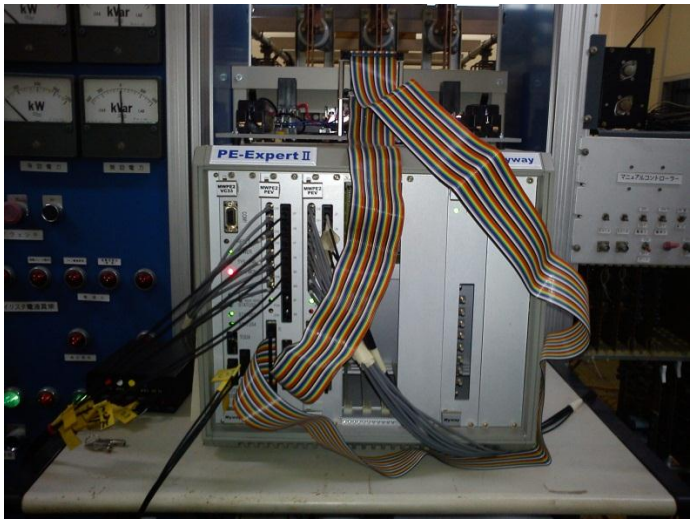


図 5-7　制御器(Myway PE-Expert II)

5.3 電圧制御型仮想同期発電機

5.3.1 同期投入での制御

電圧制御型仮想同期発電機でも同様にインバータは電圧源として動作する。そのため，インバータが出力する電圧の大きさ・位相・周波数が系統と一致せず系統と連系すると，系統と接続した時に大電流が流れることとなる。実際の同期発電機においても同様のことが発生し，これを防ぐために同期投入装置が用いられている。電圧制御型仮想同期発電機でも同期投入制御を適用し，系統と連系するための方法を検討した。

同期投入を行うための制御を加えた制御ブロック図を図 5-8 に示す。

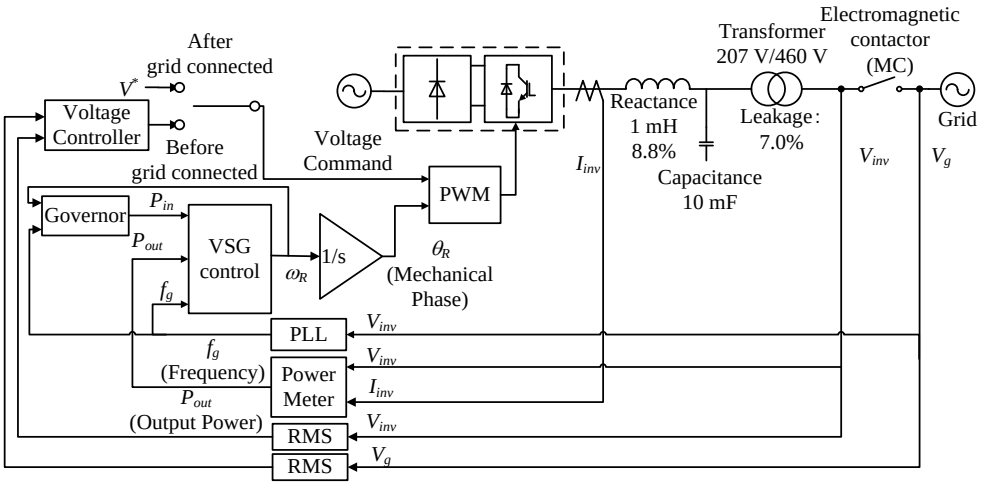


図 5-8　同期投入用電圧・周波数制御を含む制御ブロック図

同期投入前電圧制御とガバナにそれぞれ，電磁接触器(MC)の両端の電圧実効値と周波数を一致させる制御を組み込んでいる。それぞれの制御ブロック図を図 5-9, 図 5-10 に示す。ここで，インバータ側電圧は電磁接触器(MC)のインバータ側の電圧を，系統電圧は電磁接触器(MC)の系統側の電圧を意味する。

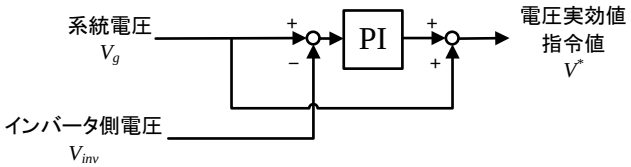


図 5-9　同期投入前電圧制御部分

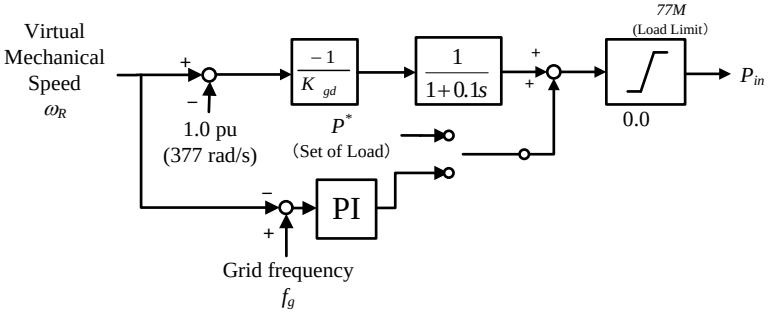


図 5-10　同期投入前の周波数調整機能を付加したガバナモデル

電圧制御部分は系統電圧とインバータ側電圧の実効値をフィードバックし，系統電圧と一致するように変調率を変化させている。ガバナでは系統周波数と仮想機械角速度をフィードバックし，PI 制御を用いて，ガバナの負荷設定値を制御することで，系統周波数と，仮想機械角速度を一致させている。

位相については系統電圧とインバータ側電圧それぞれの位相を PLL からフィードバックし，位相差を求め，電圧実効値差，周波数差，位相差のすべてが設定値以下になった時に同期投入信号を出力し，同期投入信号から，PE-Expert より電磁接触器 MC の操作回路に主接点 ON する信号を入力し，その後は主接点 ON を維持するように制御を行った。

5.3.2 同期投入の実験結果

前節で説明した同期投入の制御を適用し，実験を行った。実験回路図は図 5-8 の通りである。制御定数を表 5-1，表 5-2 に示す。今回，構成した，VSG システムは定格出力 10 kW で設計した。また，単位慣性定数は一般的な同期発電機の定数である 8 s とし，速度調定率も，電力システムにおいて一般的に用いられている 5%とした。

表 5-1　仮想同期発電機の制御定数

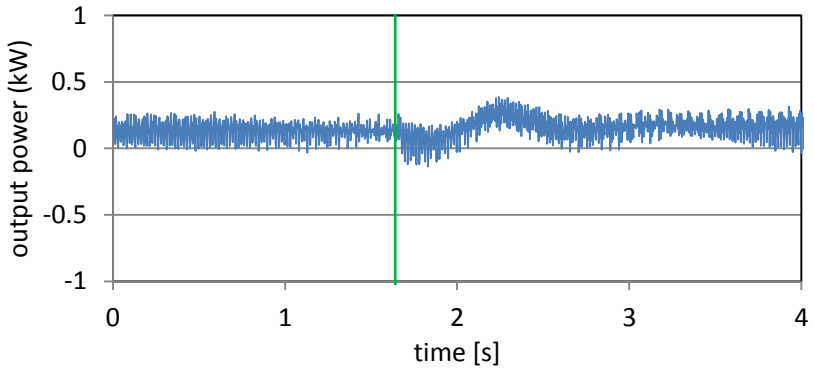
定格出力 P_{base}	10 kW
単位慣性定数 M	8 s
制動係数 D	17 pu
速度調定率 K_{GD}	5%

表 5-2　同期投入の制御定数

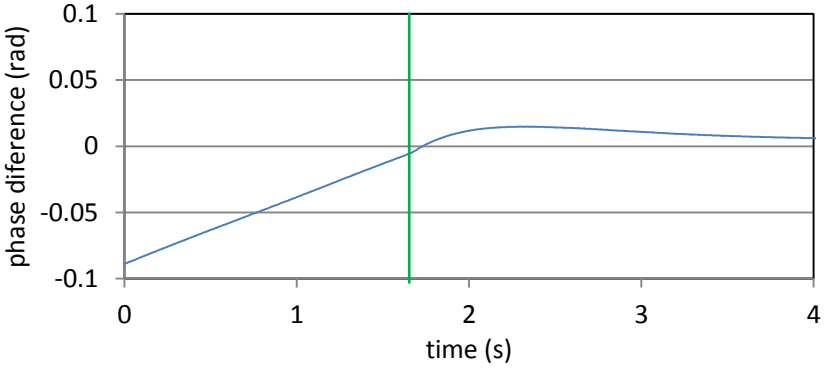
電圧制御	PI ゲイン	0.1
	PI 時定数	1 s
周波数制御	PI ゲイン	0.001
	PI 時定数	0.5 s

位相差のしきい値は，電磁接触器の動作時間を考慮して設定した。今回使用した電磁接触器の動作時間は 28 ms～36 ms であり，それ以外の部分は応答速度が 1 ms 以下であるので無視し，動作遅れ時間を 35 ms とした。位相差のしきい値はその瞬間での角速度差(ω_g-ω_R)と動作遅れ時間 35 ms の積の絶対値とし，位相差がそれ以下でありかつ，電圧実効値差と周波数差がそれぞれ 0.2 V，0.1 rad 以下になった時に同期投入信号を出力する。

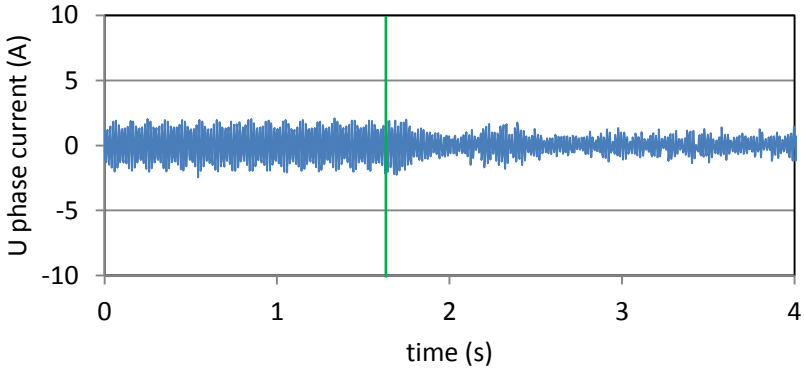
この場合の実験結果を図 5-11 に示す。



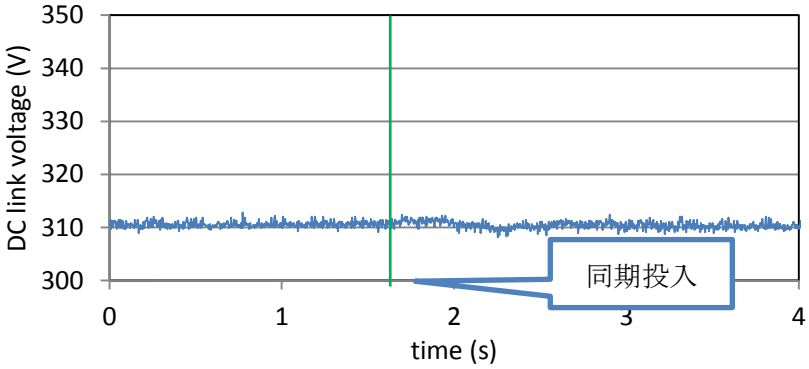
(a) 出力電力波形



(b) 位相差



(c) U 相インバータ電流



(d) インバータ直流電圧

図 5-11　同期投入の実験結果

同期投入直後の出力電力の変動は 0.3 kW であり，定格の 3%である。電流も同期投入時に大きな電流が流れておらず，直流電圧もほぼ変動は無く，スムーズに同期投入ができて

いることが確認できる。位相差は MC のインバータ側電圧と系統電圧の位相差であり，同期投入後はインバータ側電圧と系統電圧は等しくなるので, 位相差は 0 rad となる。しかし，図 5-11 (b)では，同期投入後も位相差が 0 rad となっていない。これは，位相を検出している PLL の応答の遅れによるものと考えられる。

5.3.3 系統連系から自立運転への無瞬断切り替え

従来のインバータ制御では，系統連系と自立運転では異なる制御を適用する必要があり，系統解列した時は発電機を停止し，制御を切り替える必要がある。しかし，仮想同期発電機では系統連系と自立運転のどちらの場合においても同一の制御で運転が可能であるため，系統解列しても，制御の切り替えが不要であり，無瞬断での移行が可能である。以下では系統連系から自立運転への無瞬断切り替えの実験を行った。

図 5-12 に系統解列の実験回路図を示す。

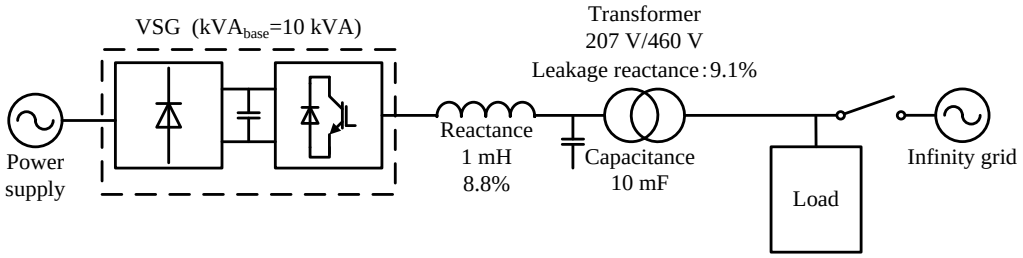


図 5-12　系統解列の実験構成

制御定数は表 5-3 の通りである。

表 5-3　電圧制御型仮想同期発電機の制御定数

定格出力P_{base}	10 kW
単位慣性定数M(=2H)	8 s
制動係数D	17 pu

仮想同期発電機 1 台の場合の実験結果を示す。系統連系状態から系統解列し自立運転に切り替える実験を行った。また，自立運転移行後に負荷変動が発生した場合の実験も合わせて行った。実験条件を表 5-4 にまとめた。

表 5-4　電圧制御型仮想同期発電機の実験条件

Case	実験条件	VSG 出力指令値 P^*	負荷
5.3-1	連系→自立(逆潮流)	0.5 pu (5 kW)	3 kW
5.3-2	連系→自立(受電)	0.5 pu (5 kW)	7 kW
5.3-3	自立 (負荷投入)	0.0 pu (0 kW)	0 kW→5 kW
5.3-4	自立 (負荷遮断)	0.5 pu (5 kW)	5 kW→0 kW

実験結果を図 5-13 から図 5-16 に示す。

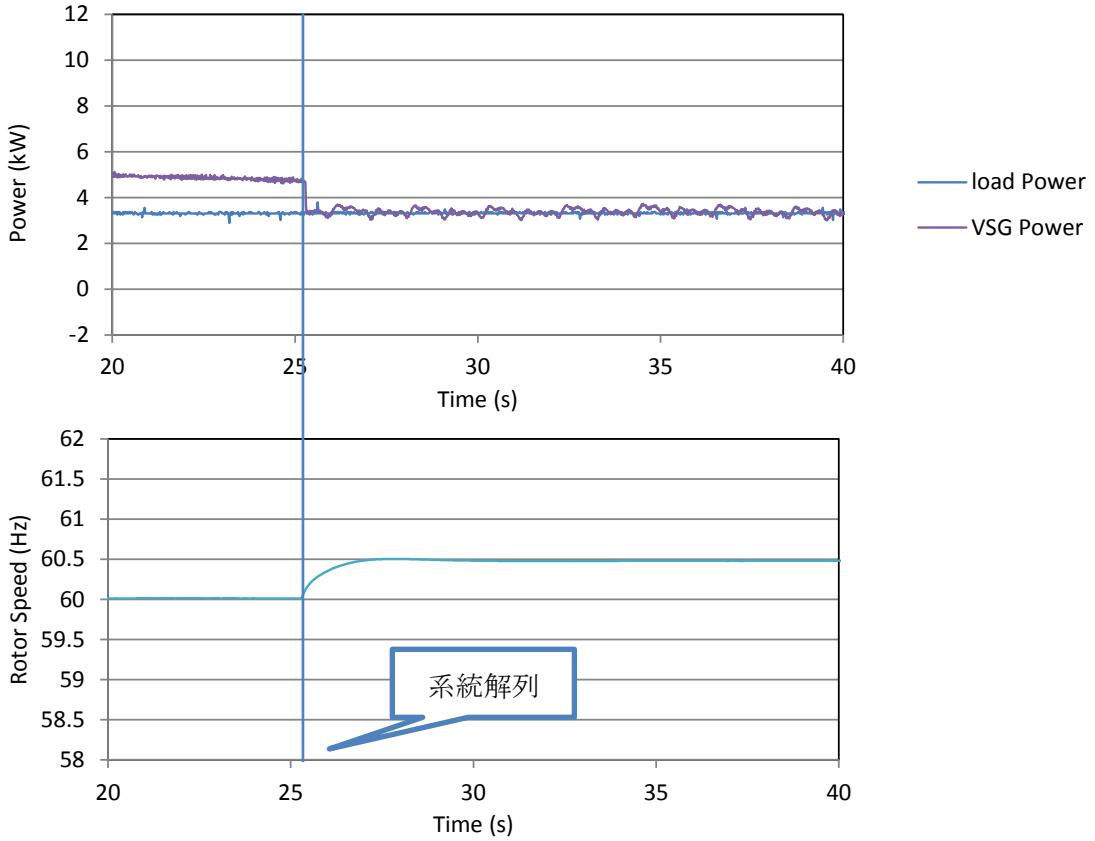


図 5-13　系統連系から自立運転への切り替え(Case 5.3-1)

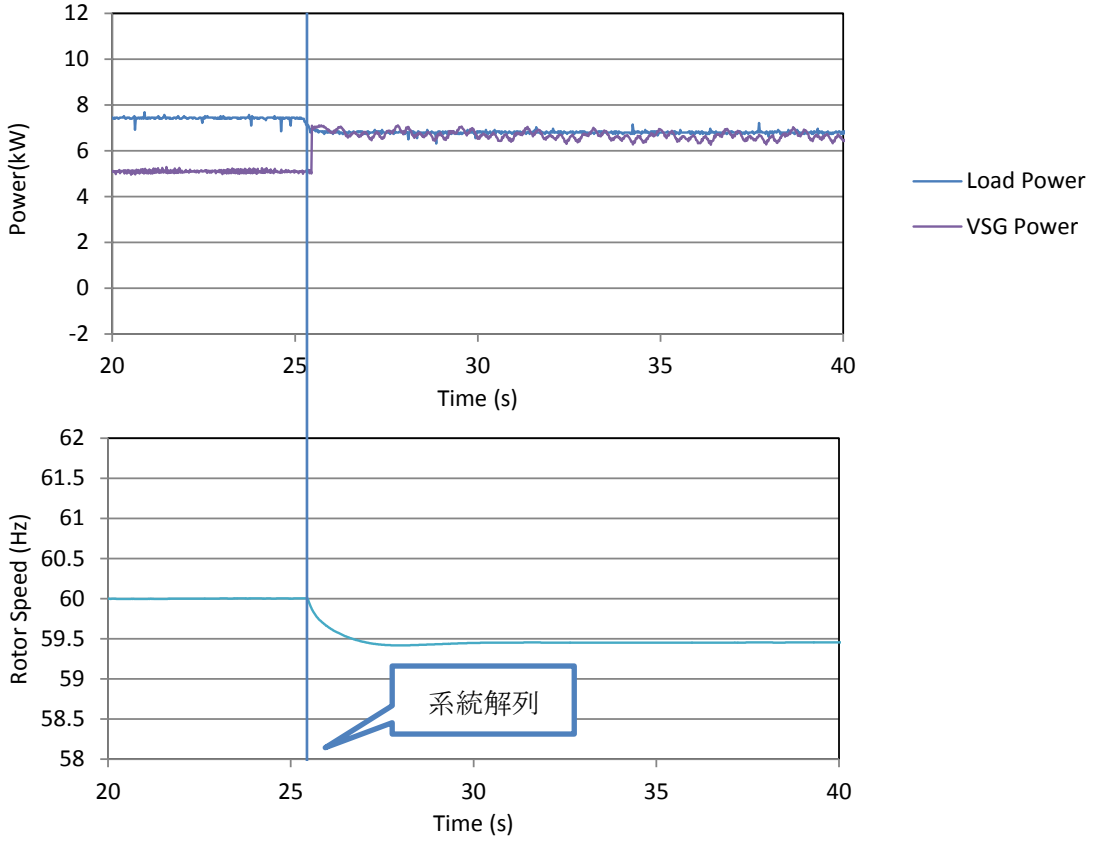


図 5-14　系統連系から自立運転への切り替え(Case 5.3-2)

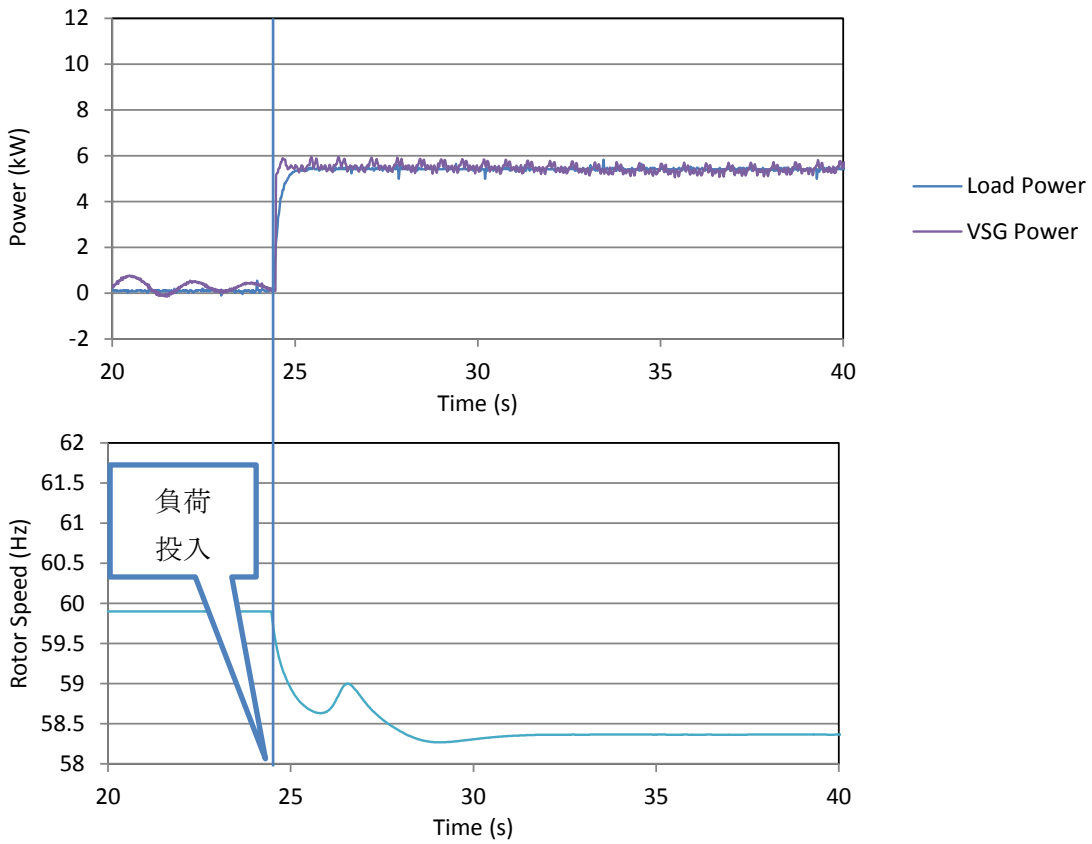


図 5-15　自立運転での負荷投入(Case 5.3-3)

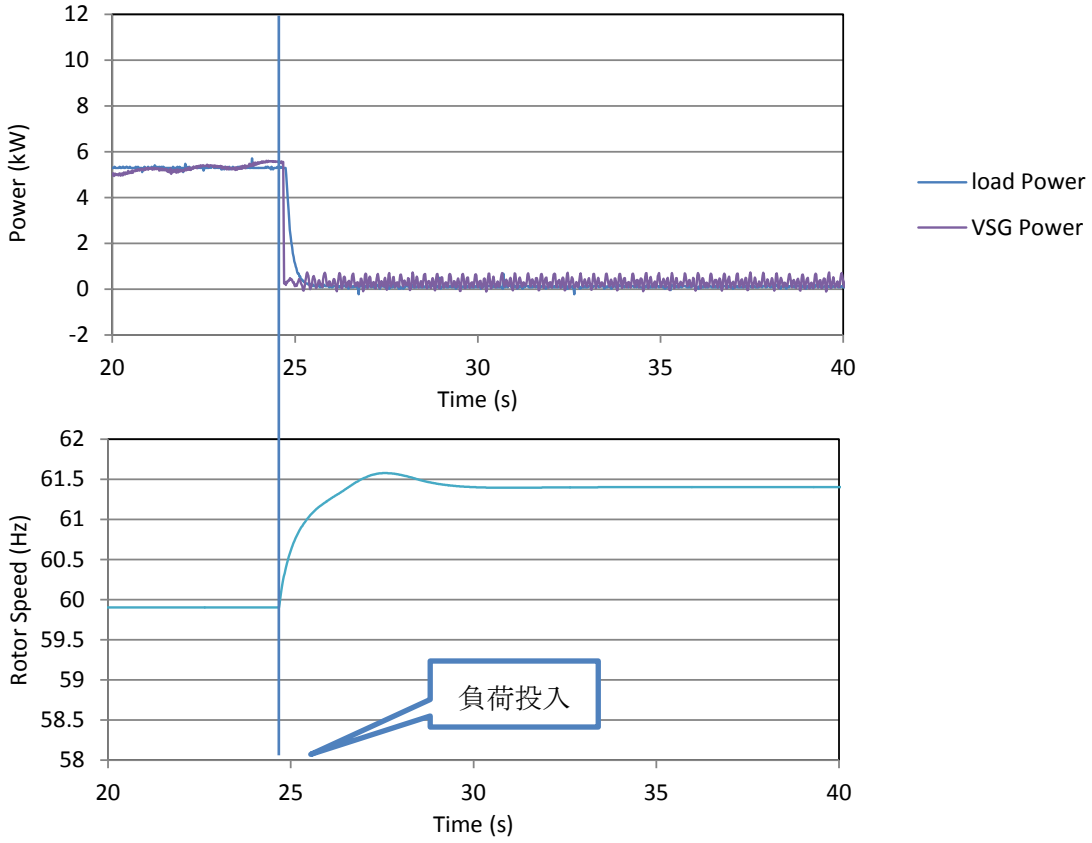


図 5-16　自立運転での負荷遮断(Case 5.3-4)

系統連系から自立運転への切り替えと自立運転中の負荷変動に対して，制御の切り替えすること無く，負荷変動に追従して安定して運転できていることが確認できる。角速度は負荷変動後に 60 Hz から離れているが，これはガバナの特性によるものである。ガバナは図 4-2 から分かるように，ドループ制御であり，出力電力指令値 P^*と出力電力に偏差が生じると，角速度が定格から離れることになる。

5.4 電流制御型仮想同期発電機

5.4.1 系統連系運転

電流制御型仮想同期発電機は，電流制御をベースとしているので，仮想同期発電機の制御系とは切り離して別に PLL を用いて系統と同期をとり，電流指令値 I_d^*, I_q^*を 0 に設定し制御を開始する。そして，電流指令値を仮想同期発電機のインピーダンスモデルからの出力に切り替え，dq 変換に用いる位相 θ を PLL から，ローターモデルの出力へ切り替える。ローターモデルの位相の初期値は切り替える直前の PLL の位相 θ を使用するようにした。そのため，電流制御型仮想同期発電機では同期投入が不要である。

電流制御型仮想同期発電機での実験回路構成は，図 5-1 と同じである。MC については常に ON とした。

電流制御型仮想同期発電機の制御パラメータを表 5-5 にまとめた。

表 5-5　電流制御型仮想同期発電機パラメータ

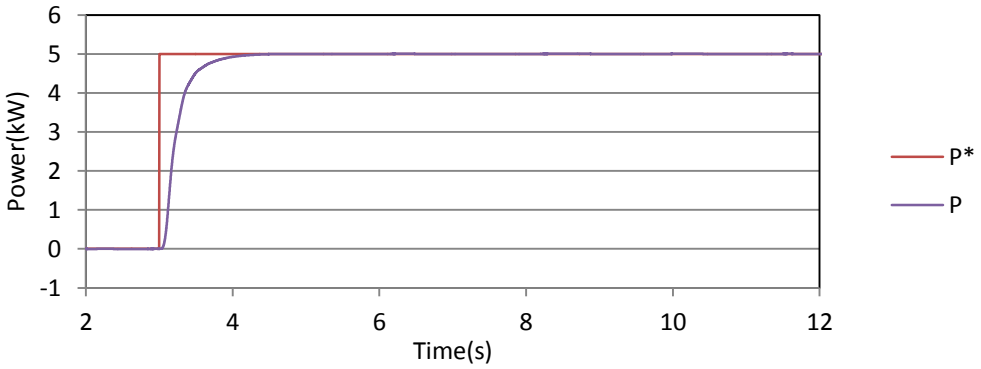
電流制御	比例ゲイン K_{IP}	1.49
	積分ゲイン K_{II}	71.95
	遮断周波数	500 Hz
インピーダンスモデル	r	0.2 pu
	x	0.4 pu
ローター	単位慣性定数 M	4 s
	ローターの制動 D_g	1.0 pu
ガバナ	一次遅れ時定数 T_{tur}	0.12 s
	ドループ K_{GD}	5%
	PI 比例ゲイン K_{GP}	20
	PI 積分ゲイン K_{GI}	100
制動巻線	制動係数 K	10
	疑似微分時定数 τ_d	0.01 s
AVR	ドループ K_{AD}	5%
	積分ゲイン K_{AI}	20

系統連系で運転し，出力電力指令値をステップ変化した時の応答を測定した。単位慣性定数と制動係数の違いによる影響を確認した。試験ケースの一覧を表 5-6 に示す。

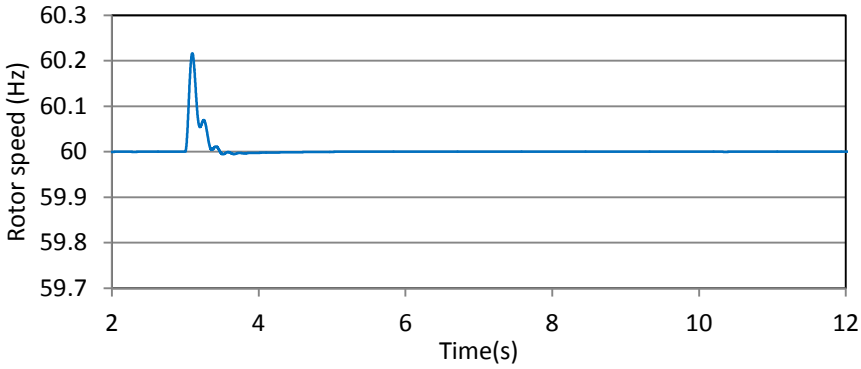
表 5-6　系統連系試験

Case	単位慣性定数 M	制動係数 K
5.4-1-1	2 s	10
5.4-1-2	4 s	
5.4-1-3	6 s	
5.4-2-1	4 s	5
5.4-2-2		10
5.4-2-3		15

系統連系運転中に出力電力指令値を 0.0 pu から 0.5 pu へステップ変化させた時のシミュレーション結果を図 5-17 から図 5-21 に示す。5.4 節でのシミュレーションでは，川崎重工業で内製の統合シミュレータ[1]を用いた。

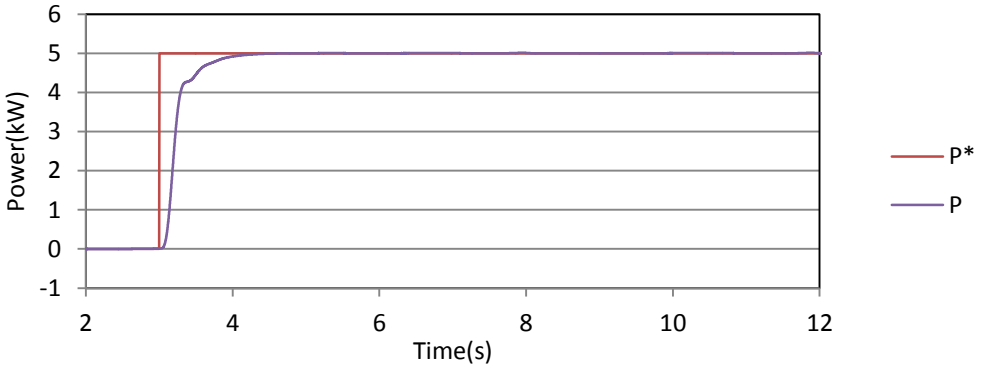


(a) 有効電力指令値(P*)と出力有効電力(P)

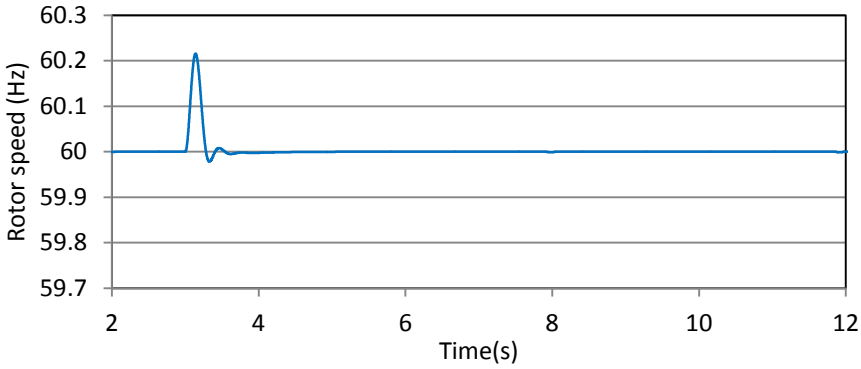


(b) ローター角速度

図 5-17　シミュレーション結果(Case 5.4-1-1　M=2，K=10)

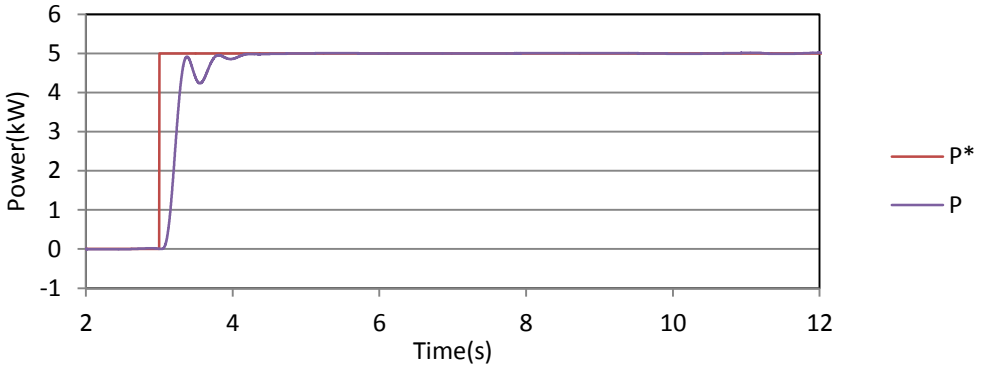


(a) 有効電力指令値(P^*)と出力有効電力(P)

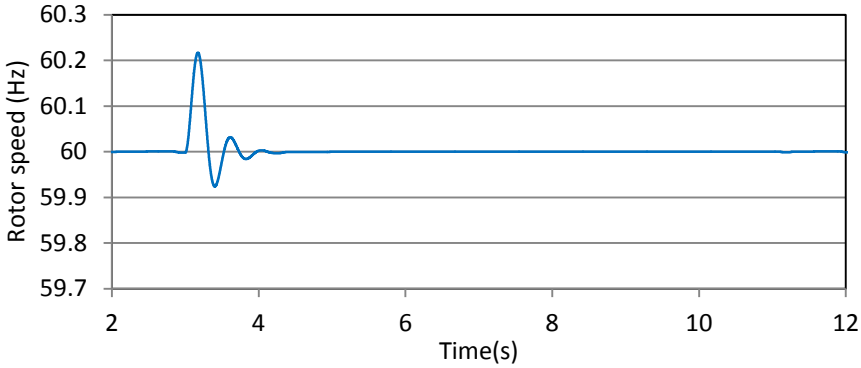


(b) ローター角速度

図 5-18 シミュレーション結果(Case 5.4-1-2 M=4, K=10)

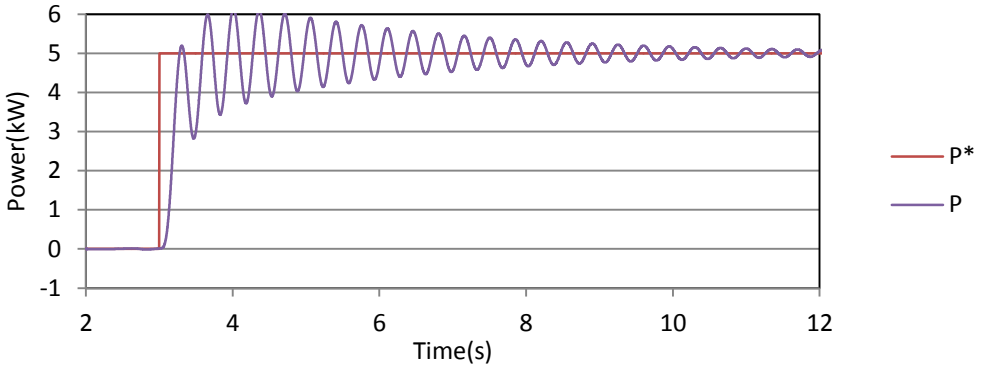


(a) 有効電力指令値(P^*)と出力有効電力(P)

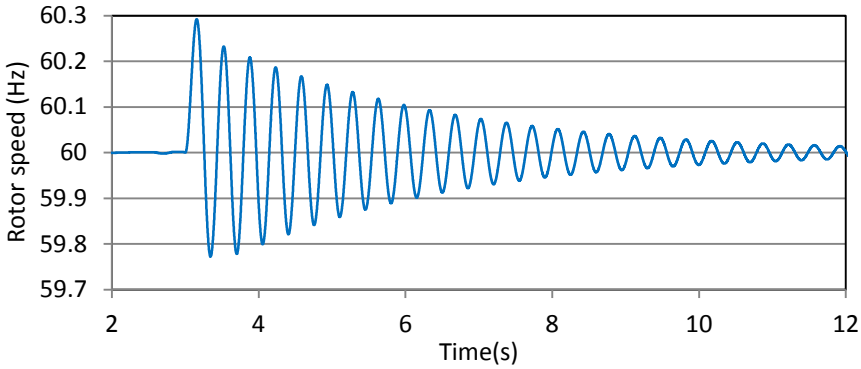


(b) ローター角速度

図 5-19 シミュレーション結果(Case 5.4-1-3 M=6, K=10)

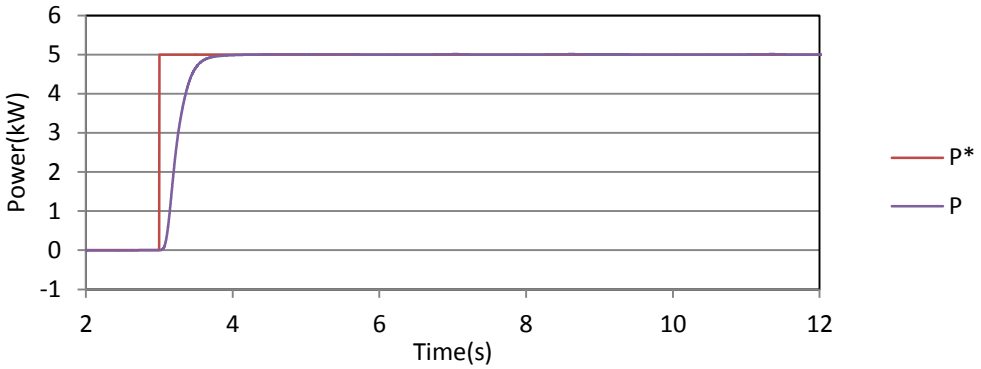


(a) 有効電力指令値(P^*)と出力有効電力(P)

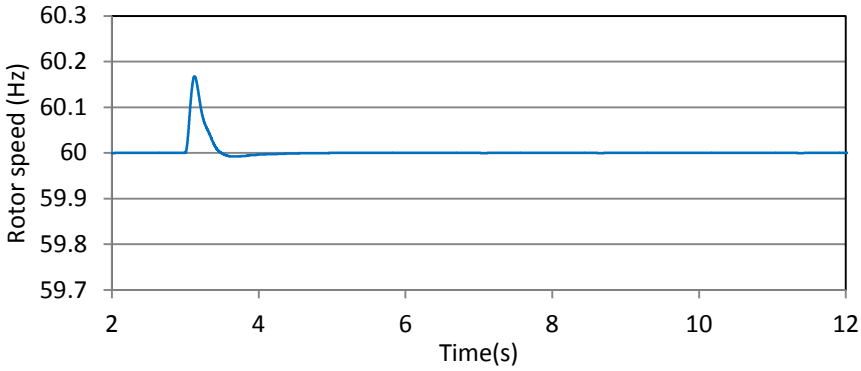


(b) ローター角速度

図 5-20　シミュレーション結果(Case 5.4-2-1　M=4,　K=5)



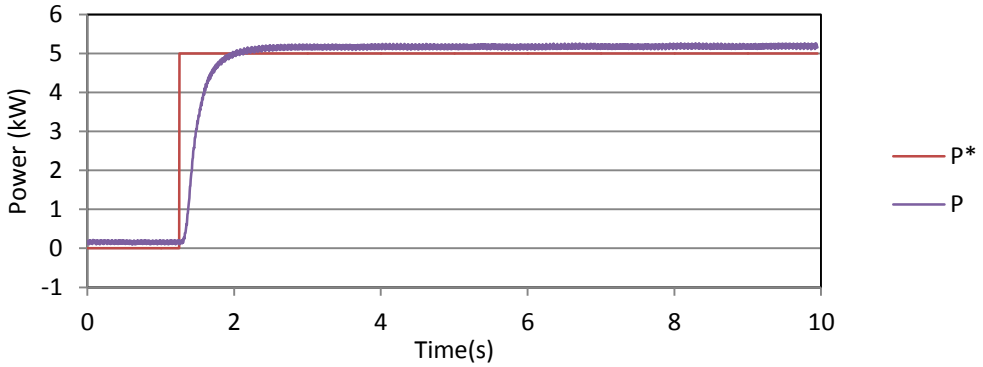
(a) 有効電力指令値(P^*)と出力有効電力(P)



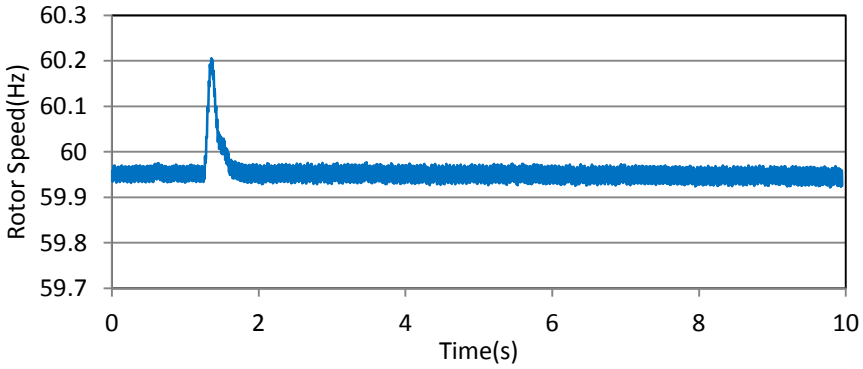
(b) ローター角速度

図 5-21　シミュレーション結果(Case 5.4-2-3　M=4,　K=15)

系統連系運転中に出力電力指令値を 0.0 pu から 0.5 pu へステップ変化させた時の実験結果を図 5-22 から図 5-26 に示す。図 5-25 である Case 5.4-2-1 (M=4, K=5)では仮想同期発電機制御に切り替えた直後にインバータが過電流保護で停止した。

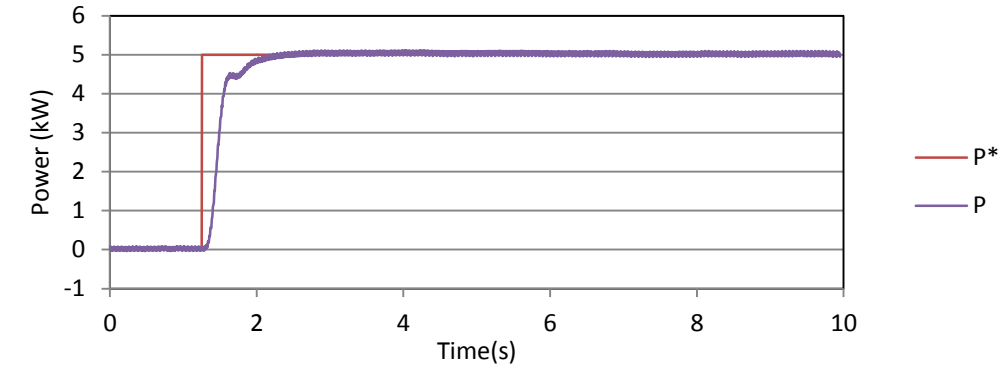


(a) 有効電力指令値(P^*)と出力有効電力(P)

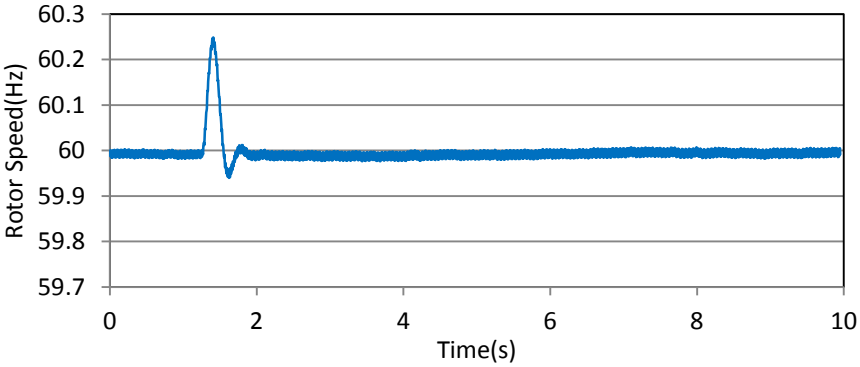


(b) ローター角速度

図 5-22　実験結果(Case 5.4-1-1　M=2, K=10)

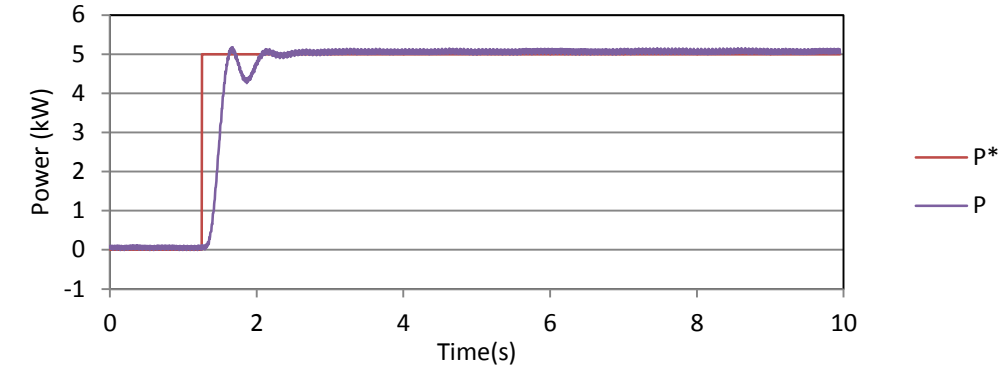


(a) 有効電力指令値(P^*)と出力有効電力(P)

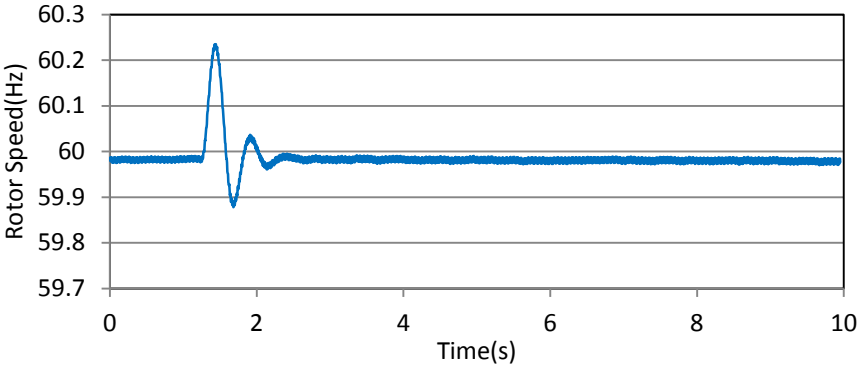


(b) ローター角速度

図 5-23　実験結果(Case 5.4-1-2　M=4，K=10)

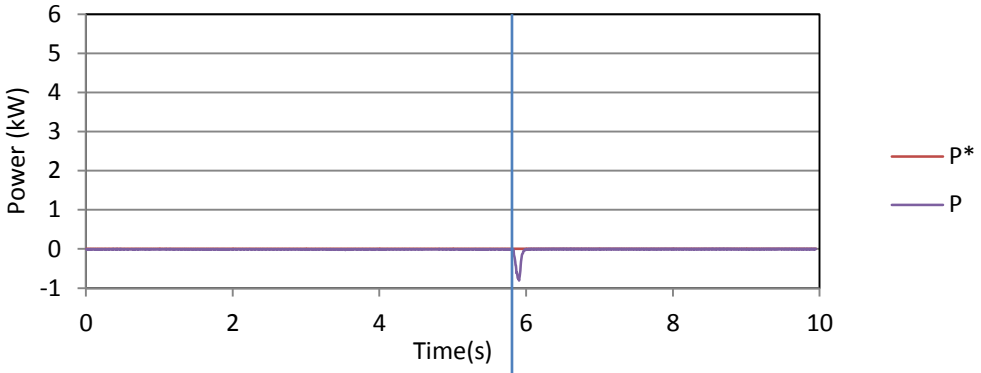


(a) 有効電力指令値(P^*)と出力有効電力(P)

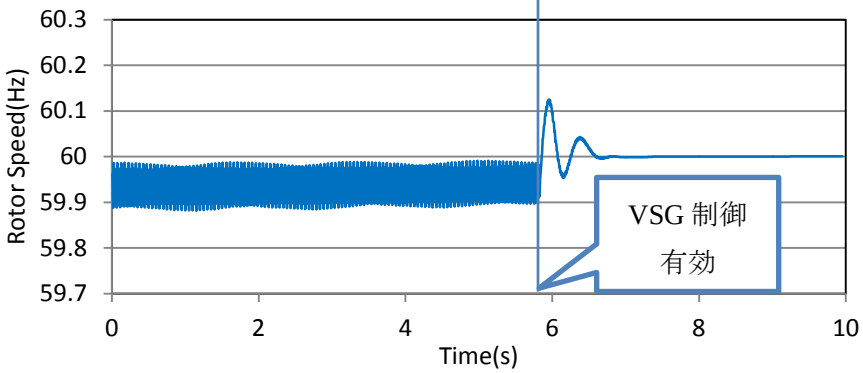


(b) ローター角速度

図 5-24　実験結果(Case 5.4-1-3　M=6，K=10)

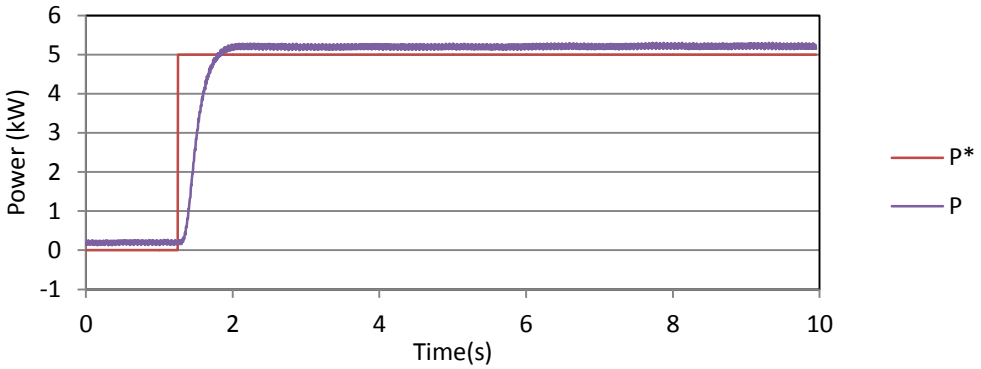


(a) 有効電力指令値(P^*)と出力有効電力(P)

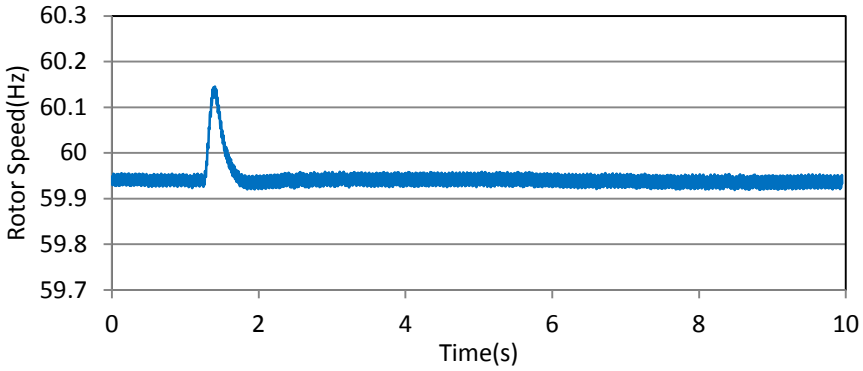


(b) ローター角速度

図 5-25　実験結果(Case 5.4-2-1　M=4，K=5)



(a) 有効電力指令値(P^*)と出力有効電力(P)



(b) ローター角速度

図 5-26　実験結果(Case 5.4-2-2　M=4，K=15)

Case 5.4-2-1(M=4,K=5)を除く 4 つのケースでは，シミュレーション結果と実験結果でほぼ同じ応答をしており，実験装置が正しく動作していることが確認できる。さらに，指令値の変化に対して一秒程度で追従していることも分かる。Case 5.4-1-1 と Case 5.4-2-2 の実験結果である図 5-22 と図 5-26 において出力電力とその指令値に偏差が残っている。この二つのケースにおいて，ローター角速度から分かるように系統の周波数が定格からずれていたため，ガバナのドループ特性により，出力電力に偏差が発生した。

また, Case 5.4-2-1(M=4,K=5)のシミュレーション結果である, 図 5-20 では振動的であり，動作点が安定限界に近い。そのため，実験では，他の外乱等により，制御が不安定であったため図 5-25 に示すように，仮想同期発電機制御を有効にした直後に過電流で停止し，運転ができなかった。シミュレーションと実験結果から，M が小さく，K が大きいほど，振動は抑制される傾向があることが分かる。

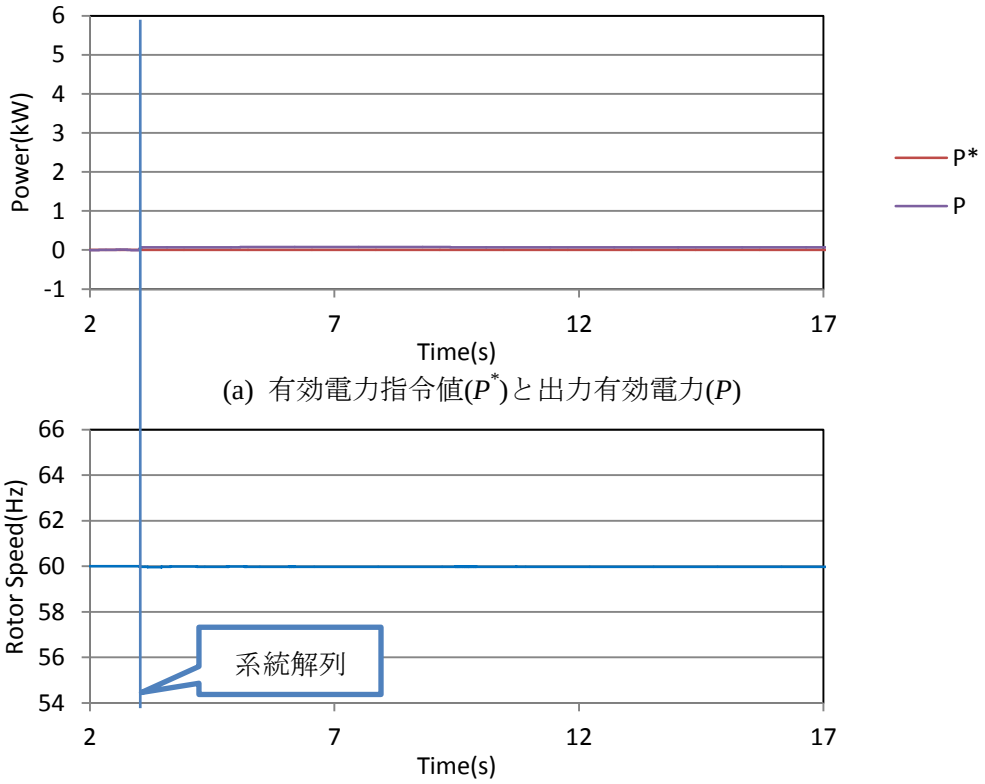
5.4.2 系統解列運転

系統連系で運転し，インバータの直近に自立負荷を接続した状態で，系統との連系点にあるブレーカーをトリップさせ，系統連系から自立運転への移行の動作確認を行った。試験ケース一覧を表 5-7 に示す。

表 5-7　系統解列試験

Case	有効電力指令値 P^*	自立負荷
5.4-3-1	0.0 pu	0 kW
5.4-3-2	0.5 pu	5 kW
5.4-3-3	0.5 pu	0 kW
5.4-3-4	0.0 pu	5 kW

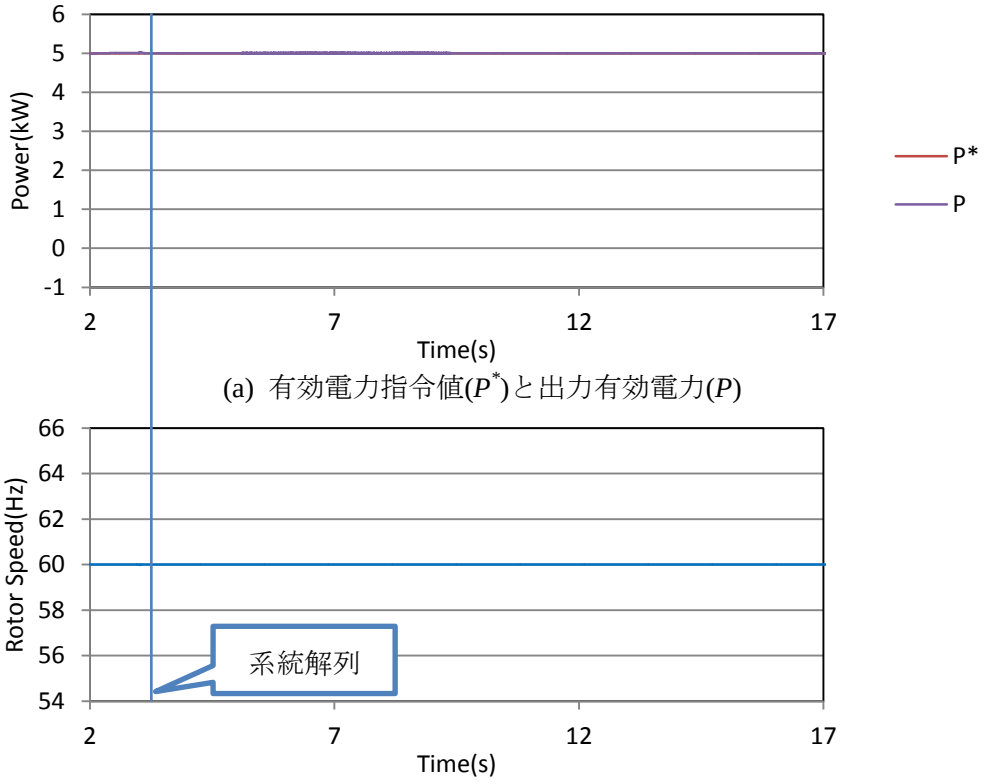
系統解列のシミュレーション結果を図 5-27 から図 5-30 に示す。



(a) 有効電力指令値(P^*)と出力有効電力(P)

(b) ローター角速度

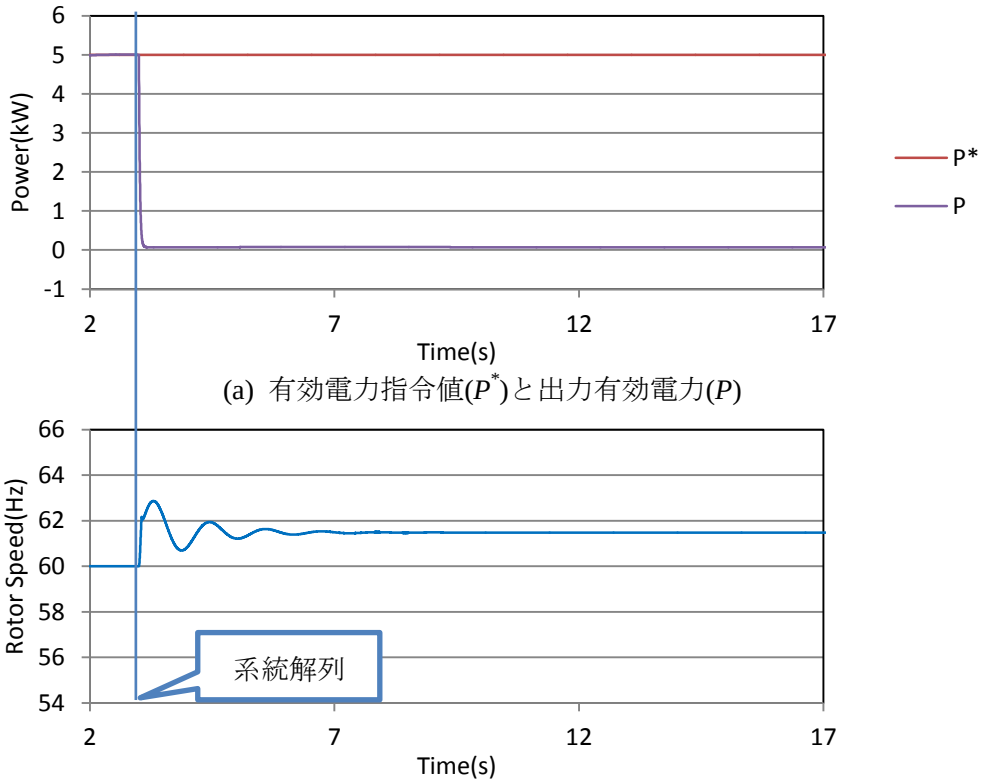
図 5-27　シミュレーション結果(Case 5.4-3-1　P^*=0.0 pu 自立負荷 0.0 kW)



(a) 有効電力指令値(P^*)と出力有効電力(P)

(b) ローター角速度

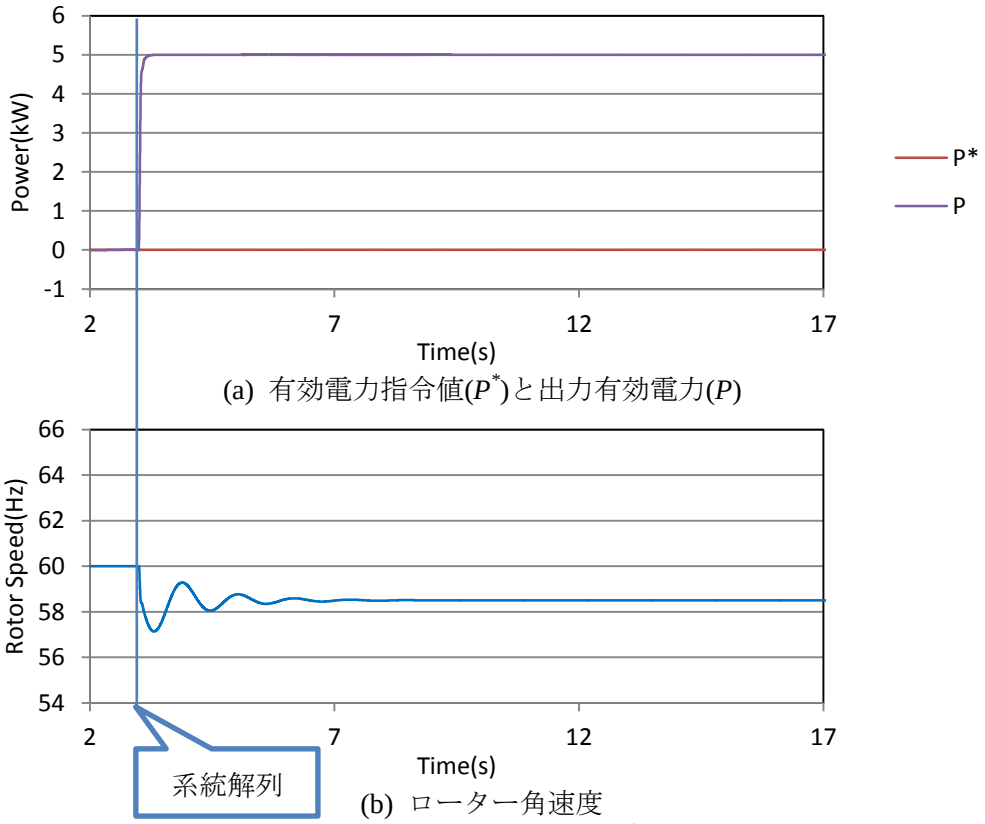
図 5-28　シミュレーション結果(Case 5.4-3-2　P^*=0.5 pu 自立負荷 5.0 kW)



(a) 有効電力指令値(P^*)と出力有効電力(P)

(b) ローター角速度

図 5-29　シミュレーション結果(Case 5.4-3-3　P^*=0.5 pu 自立負荷 0.0 kW)

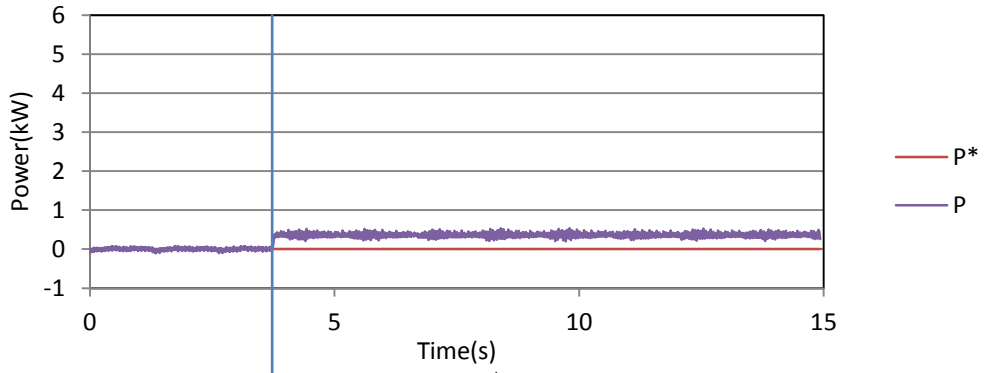


(a) 有効電力指令値(P^*)と出力有効電力(P)

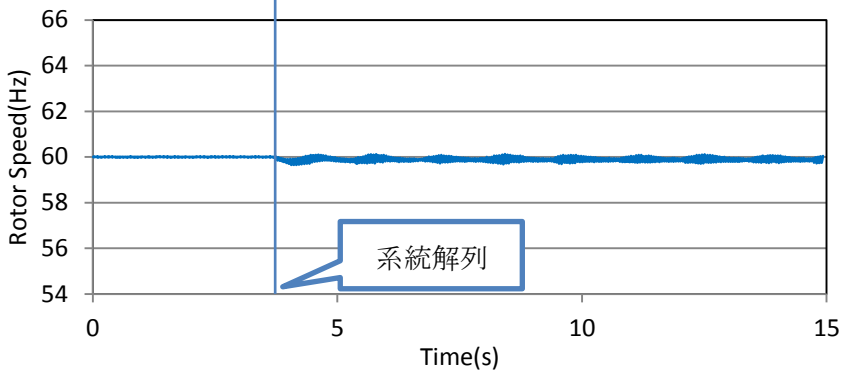
(b) ローター角速度

図 5-30　シミュレーション結果(Case 5.4-3-4　P^*=0.0 pu 自立負荷 5.0 kW)

同様の条件での系統解列の実験結果を図 5-31 から図 5-34 に示す。

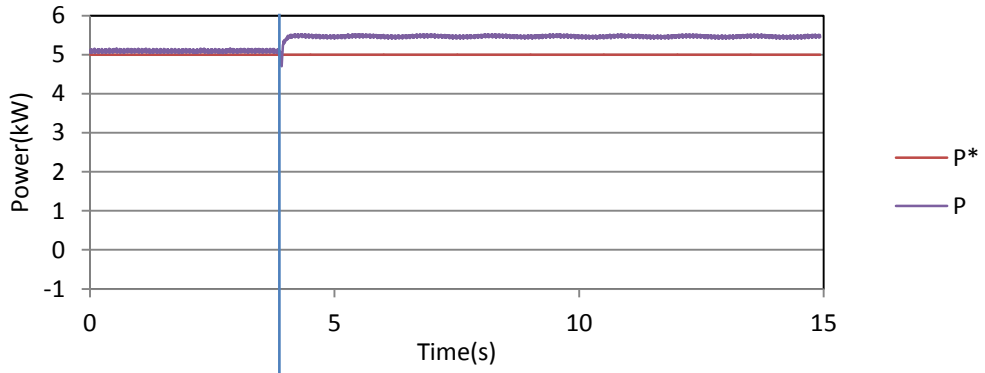


(a) 有効電力指令値(P^*)と出力有効電力(P)

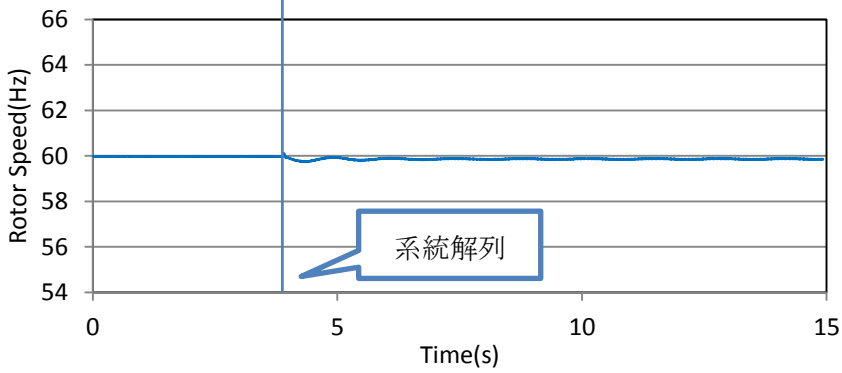


(b) ローター角速度

図 5-31 実験結果(Case 5.4-3-1 P^*=0.0 pu 自立負荷 0.0 kW)

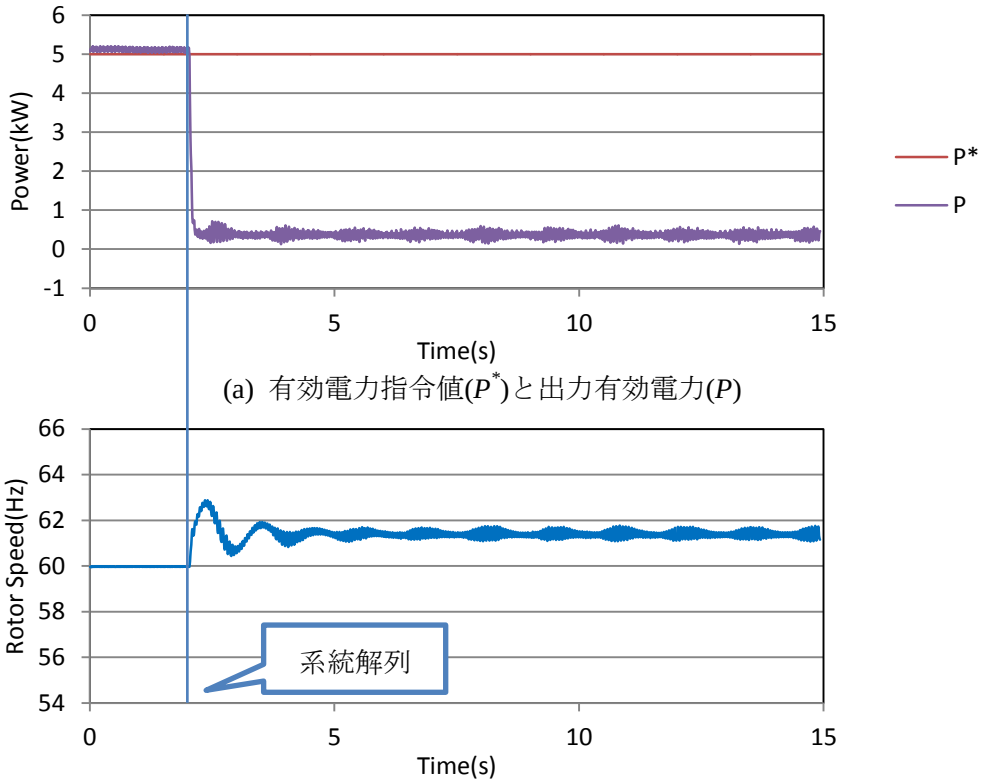


(a) 有効電力指令値(P^*)と出力有効電力(P)



(b) ローター角速度

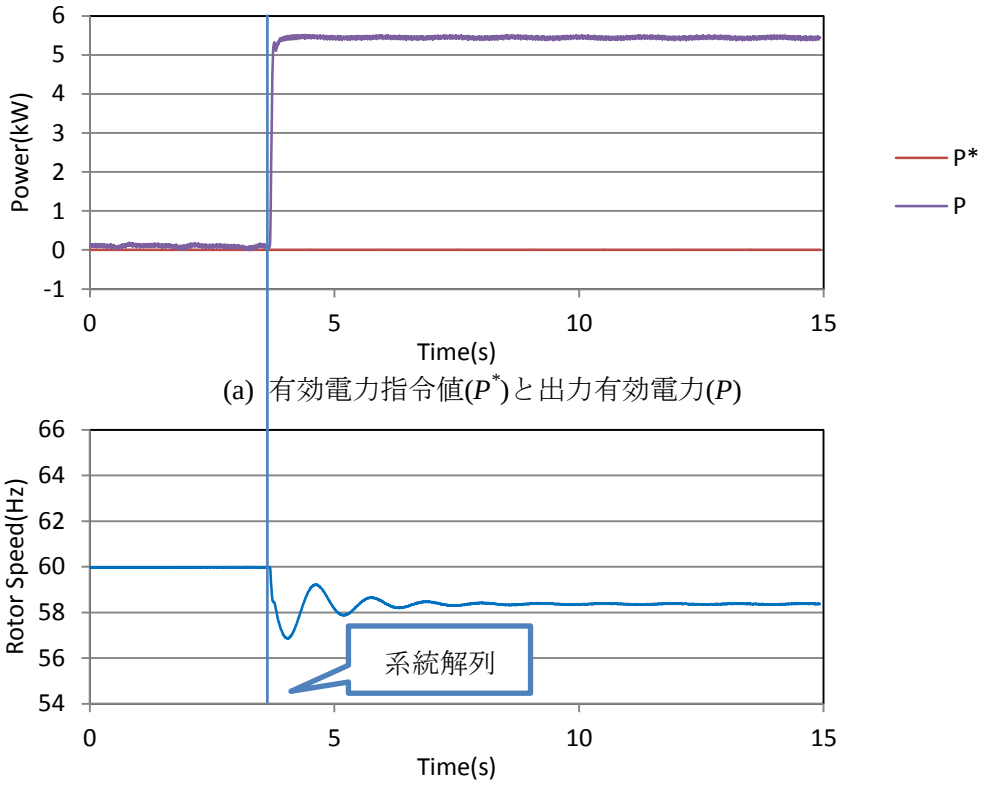
図 5-32 実験結果(Case 5.4-3-2 P^*=0.5 pu 自立負荷 5.0 kW)



(a) 有効電力指令値(P^*)と出力有効電力(P)

(b) ローター角速度

図 5-33　実験結果(Case 5.4-3-3　P^*=0.5 pu 自立負荷 0.0 kW)



(a) 有効電力指令値(P^*)と出力有効電力(P)

(b) ローター角速度

図 5-34　実験結果(Case 5.4-3-4　P^*=0.0 pu 自立負荷 5.0 kW)

シミュレーション結果と実験結果において，系統解列しても安定して運転できていることが分かる。また，系統解列後，出力電力指令値と負荷が異なる場合は，ガバナのドループ特性によって回転数に定常偏差が発生することも確認できる。実験結果では，自立運転後の仮想同期発電機の出力電力 P が自立負荷よりも約 0.5 kW 大きくなっている。これは，変圧器などでの損失によるものと考えられる。

5.5 両方式の比較

本節では，電圧制御型仮想同期発電機と電流制御型仮想同期発電機の特性を比較する。電圧制御型仮想同期発電機では，特にパラメータを調整せずとも安定した運転ができていたが，電流制御ではパラメータによっては，仮想同期発電機制御が不安定となる場合があり，パラメータの調整が必要である。パラメータの調整方法については，第 6 章で述べる。

また，電圧制御型仮想同期発電機の自立運転中の 5 kW の負荷変動である図 5-16 と電流制御型仮想同期発電機の系統解列結果である図 5-33 を比較すると，周波数の応答は，電流制御型仮想同期発電機の方が早いが振動的である。この応答は秒オーダーの応答であり，ガバナの特性の違いによるものと推測される。両方式とも，エンジンの応答遅れとしては，約 0.1 秒程度であり，ほぼ等しい。しかし，電圧制御型仮想同期発電機では一次遅れ系のみのモデルであり，電流制御型仮想同期発電機では PI ガバナであり，この違いにより応答が異なると考えられる。PI ガバナは応答が早いが，パラメータを適切に調整しないと，制御が不安定となる可能性がある。定量的な評価については第 6 章で行う。

5.6 まとめ

本章では，電圧制御型仮想同期発電機と電流制御型仮想同期発電機について系統連系から自立運転へ無瞬断で移行できることを検証した。5.2 節では，仮想同期発電機の実験構成についてまとめた。5.3 節では，電圧制御型仮想同期発電機を系統連系運転で起動するために必要となる同期投入について検討を行った。また，系統連系から自立運転へ移行できることを実験により検証した。5.4 節では，電流制御型仮想同期発電機について，系統連系運転と系統解列運転ができることを確認した。系統連系運転では，パラメータによっては，不安定となり運転できない場合があることが明らかとなった。5.5 節では，両方式について比較を行った。

参考文献

[1] 原田卓，進藤裕司，川村正英：“電力変換装置の統合シミュレータ” 平成 23 年電気学会産業応用部門大会 Vol.1 No.349 (2013)

第6章 系統連系運転における制御の安定性

6.1 緒言

従来の分散電源では，系統連系運転においては電流制御が用いられ，これは PLL を用いて，系統の位相を検出し，系統と同期をとって運転する。しかし，仮想同期発電機では，PLL を持たないため，系統の位相を検出することはできない。これは，実際の同期発電機も系統の位相を検出することはできない。しかし，同期発電機では，位相を検出せずとも，同期化力により系統の位相と同期をとるように動作する。仮想同期発電機は同期発電機と同様の特性を持っており，PLL による位相検出が無くとも，同期化力により，系統と同期をとることができる。本章では，両方式の同期化力について解析を行い，制御の安定性について評価する。

6.2 電圧制御型仮想同期発電機

6.2.1 同期化力の解析

電圧制御型仮想同期発電機では，PLL は無く，系統の位相を計測して同期するような仕組みは無い。しかし，系統と同期して運転ができている。電圧制御型仮想同期発電機について，同期化力がどのように働いているか確認する。まず，インバータと系統とは図 6-1 のように接続されている。

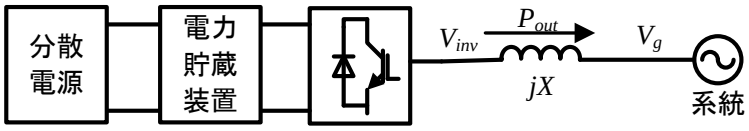


図 6-1　インバータと系統との回路図

この時，インバータが出力する電力 P_{out} は位相差 δ を用いて式(6.1)のように表すことができる。

$$\begin{aligned} P_{out} &= \frac{V_{inv}V_g}{X}\sin\delta \\ &= P_{\max}\sin\delta \end{aligned} \tag{6.1}$$

系統の位相を θ_g とすると，図 4-1 は図 6-2 に書き換えることができる。

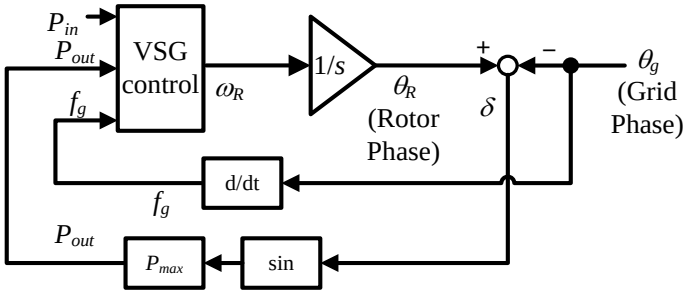


図 6-2　電圧制御型仮想同期発電機　制御ブロック図

ここで，図 6-2 の VSG control 部では，式(3.13)を解いており，これは，式(3.19)と等しい。式(3.19)において，ω_R がほぼ 1 pu であると近似すると，

$$\frac{d\omega_R}{dt} = \frac{P_{in} - P_{out}}{M} - \frac{D}{M}\frac{d\delta}{dt}$$
$$\omega_R = \frac{P_{in} - P_{out}}{Ms} - \frac{D}{M}\delta \tag{6.2}$$

よって，VSG control 部は図 6-3 のように書き換えられる。

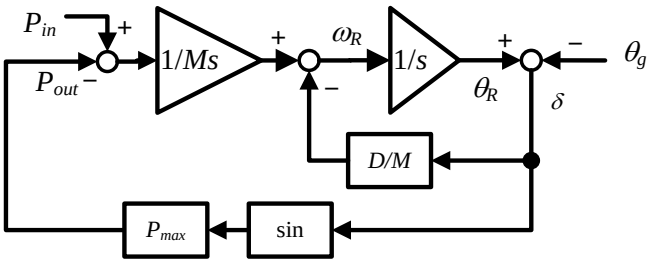


図 6-3　電圧制御型仮想同期発電機制御ブロック図 (VSG control 部を置き換え)

P_{out} が三角関数で表現されているので線形化する。P_{out} を δ で偏微分すると式(6.3)になる。

$$\frac{\partial P_{out}}{\partial \delta} = P_{\max}\cos\delta \tag{6.3}$$

よって，δ が δ_0 から $\delta_0+\Delta\delta$ に微小変化した時に，P_{out} が P_0 から $P_0+\Delta P$ へ変化したとすると，式(6.4)の関係が求まる。

$$P_0 = P_{\max}\sin\delta_0$$
$$\Delta P = P_{\max}\cos\delta_0 \times \Delta\delta \tag{6.4}$$

よって線形化すると図 6-4 になる。

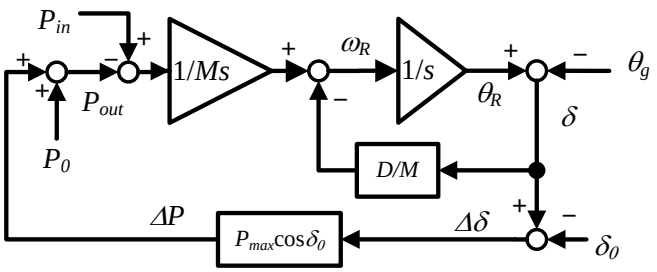
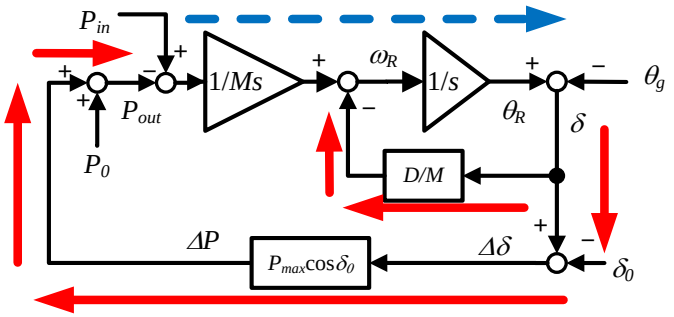


図 6-4　電圧制御型仮想同期発電機制御ブロック図(線形化)

図 6-4 から分かるようにフィードバックループができていることが分かる。ここで δ が増加した時に，どのようにフィードバックされるのか確認する。何らかの理由で δ が増加した時の信号の流れを表したものを図 6-5 に示す。



赤実線：正の値，青破線：負の値
図 6-5　電圧制御型仮想同期発電機の信号の流れ

ここで，赤実線が正の値，青破線が負の値を示す。図 6-5 から分かるように δ が増加すると，δ を減らすように制御が構成されており，負帰還のフィードバックができていることが分かる。よって電圧制御型仮想同期発電機では，同期化力を持つことが分かる。

6.2.2 制御の安定性

本節では，系統連系中と自立運転中の制御の安定性について評価する。まず系統連系中の安定性について評価する。系統連系中の運転においては，P_{in} が変化すると，それに一致するように P_{out} が変化する。P_{out} の変化量は ΔP であるので，P_{in} から ΔP への伝達関数を求めると式(6.5)になる。

$$\frac{\Delta P}{P_{in}} = \frac{P_{\max}\cos\delta_0}{Ds^2 + Ms + P_{\max}\cos\delta_0} = \frac{\dfrac{P_{\max}\cos\delta_0}{D}}{s^2 + \dfrac{M}{D}s + \dfrac{P_{\max}\cos\delta_0}{D}} \tag{6.5}$$

これは二次遅れ系であり，係数はすべて正であるので，安定であることは明らかである。

次に自立運転について考える。自立運転中は，P_{out} は負荷の状態によって決まる。自立運転中に負荷変動が発生した時の安定性を評価するためには，P_{out} から，ω_R に対する伝達関数を求めればよい。図 6-4 にガバナを追加し，自立運転中のモデルは図 6-6 になる。

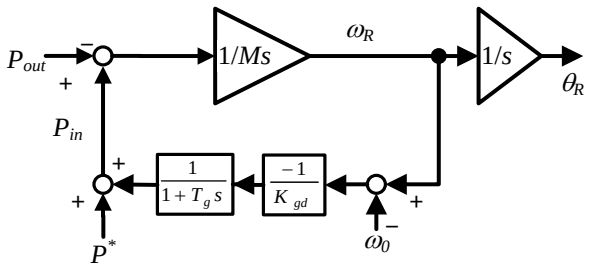


図 6-6　電圧制御型仮想同期発電機制御ブロック図(自立運転)

P_{out} から，ω_R への伝達関数を求めると式(6.6)になる。

$$\frac{\omega_R}{P_{out}} = -\frac{1+T_g s}{T_g M s^2 + Ms + \dfrac{1}{K_{gd}}} = -\frac{1+T_g s}{T_g M\left(s^2 + \dfrac{1}{T_g}s + \dfrac{1}{T_g M K_{gd}}\right)} \tag{6.6}$$

よって，この系は二次遅れ系であり，係数はすべて正であるので，安定であることは明らかである。

以上より，電圧制御型仮想同期発電機では，パラメータの設定に関係無く，系統連系及び自立運転において安定であるといえる。

6.2.3 パラメータ設計

電圧制御型仮想同期発電機のパラメータ設計についてまとめる。前節で解析した通り，電圧制御型仮想同期発電機ではどのようなパラメータであっても，制御は安定する。電圧制御型仮想同期発電機における制御パラメータは単位慣性定数 M と，制動係数 D，ガバナの速度調定率 δ，ガバナの時定数 T_g の 4 つである。並列運転する発電機がある場合は負荷変動に対して，負荷バランスがとれるように，基本的にはすべてのパラメータを発電機のパラメータと同程度にすればよい。単独運転であれば，どのようなパラメータとしてもよいが，一般的な発電機と同程度のパラメータとしておくと，負荷変動などにおける過渡応答が，通常の同期発電機と同様となる。

単位慣性定数

発電機の慣性モーメントは，単に発電機のローターの慣性モーメントだけでなく，原動機の回転部の慣性モーメントなどを合計したものである。単位慣性定数は，慣性モーメントを単位化したものである。原動機の種類によって，単位慣性定数は大きく異なるが，大型のガスタービンや蒸気タービンを用いた火力発電や水力発電，原子力発電では単位慣性定数 M は 4 秒から 10 秒程度である。中小規模のディーゼルエンジンやガスエンジンなどのレシプロエンジンでは慣性が小さいため，M は 2 秒程度のものもある。M は大きい方が系統の安定性に寄与するため，本論文においては大型の発電所と同程度に設計し，M=8 s とした。

制動係数

電圧制御型仮想同期発電機では，制動係数については，制御の安定性からの制約は無い。参考文献[1]に示されているディーゼル・ガスエンジンの発電機の標準定数を参考に中小型発電機の標準的なパラメータとして，表 6-1 の回路定数を元に設計する。

表 6-1　標準的な同期発電機の回路定数

X_d	1.90 pu	X_q	0.770 pu
X'_d	0.314 pu	X''_q	0.375 pu
T'_{do}	6.55 s	T''_{qo}	0.071 s
X''_d	0.280 pu		
T''_{do}	0.039 s		

式(3.21)と表 6-1 を用いて D を求める。表 6-1 のモデルは，q 軸の制動巻線回路が一つであるので，X'_q が設定されていない。そこで，$X'_q = X_q$ とする。また，T''_{do} と T''_d，T''_{qo} と T''_q は式(6.7)の関係がある[2]。

$$
\begin{aligned}
T''_d &= \frac{X''_d}{X'_d} T''_{do} \\
T''_q &= \frac{X''_q}{X'_q} T''_{qo}
\end{aligned}
\tag{6.7}
$$

式(3.21)と式(6.7)を用いて，D を求めると式(6.8)になる。

$$
\begin{aligned}
D &= \omega_{base}\left\{\left(\frac{1}{X''_d}-\frac{1}{X'_d}\right)T''_d \sin^2\delta + \left(\frac{1}{X''_q}-\frac{1}{X'_q}\right)T''_q \cos^2\delta\right\} \\
&= \omega_{base}\left\{\left(\frac{1}{X''_d}-\frac{1}{X'_d}\right)\frac{X''_d}{X'_d}T''_{do} \sin^2\delta + \left(\frac{1}{X''_q}-\frac{1}{X_q}\right)\frac{X''_q}{X_q}T''_{qo} \cos^2\delta\right\} \\
&= 5.07\sin^2\delta + 17.83\cos^2\delta
\end{aligned}
\tag{6.8}
$$

これより，D は位相差 δ によって変化することが分かる。ここで，無負荷の場合を考えると，δ=0 rad となり，D=17.83 pu となる。δ が大きくなるほど，D は小さくなる。本論文では D=17 pu と設計した。

ガバナモデル

一般的に中小規模の発電機では，原動機の種類にもよるが，高速な応答が可能なものであれば，ガバナや原動機の応答遅れの時定数は数百 ms である。仮想同期発電機では，原動機は無く，電源として，蓄電池などが接続されているが，これらの出力電力の応答遅れはほぼ無く，ステップで出力する電力を変化させることができる。本論文ではガバナの時定数を 100 ms と設計した。

複数台の発電機を接続した時に，定常状態の負荷分担量は速度調定率の設定で決まる。一般的には速度調定率は 4～5%程度に設定されている[2]ため, 本論文においても仮想同期発電機の速度調定率は 5%と設定した。

6.3 電流制御型仮想同期発電機

6.3.1 同期化力の解析

電流制御型仮想同期発電機にも電圧制御型仮想同期発電機と同様に同期化力を持つ。こ

こでは，電流制御型仮想同期発電機の同期化力について解析を行う。

内部相差角 δ が変化した時に，発電機から系統をみると V_g が変化したように見える。系統電圧 V_g の d 軸成分，q 軸成分がそれぞれ，V_{gd}，V_{gq} から，$V_{gd0}+\Delta V_{gd}$，$V_{gq0}+\Delta V_{gq}$ に変化したとする。図 4-6 より，位相差 δ と系統電圧，V_{gd}，V_{gq} には次のような関係がある。

$$\begin{aligned} V_{gq} &= V_g \cos\delta, \quad V_{gd} = -V_g \sin\delta \\ V_{gq0} &= V_g \cos\delta_0, \quad V_{gd0} = -V_g \sin\delta_0 \end{aligned} \tag{6.9}$$

$$\begin{aligned} \delta &= \theta_R - \theta_g \\ \theta_R &= \int \omega_R dt, \quad \theta_g = \int \omega_g dt \end{aligned} \tag{6.10}$$

$$\begin{aligned} \Delta V_{gd} &= \frac{\partial}{\partial\delta}\left(-V_g \sin\delta\right)\Delta\delta \\ &= -V_g \cos\delta_0 \times \Delta\delta \\ &= -V_{gq0}\Delta\delta \end{aligned} \tag{6.11}$$

$$\begin{aligned} \Delta V_{gq} &= \frac{\partial}{\partial\delta}\left(V_g \cos\delta\right)\Delta\delta \\ &= -V_g \sin\delta_0 \times \Delta\delta \\ &= V_{gd0}\Delta\delta \end{aligned} \tag{6.12}$$

これをブロック図で表すと，図 6-7 のようになる。図 6-7 は，δ と系統電圧 V_{gd}，V_{gq} の関係を表したものであり，系統電圧の特性を表したものである。

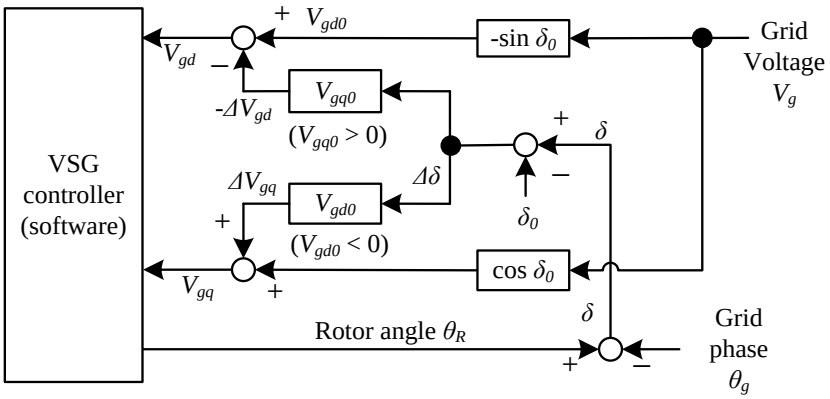


図 6-7　系統電圧の特性のブロック図

さらに，図 4-4 のインバータや系統，フィルタリアクトルなどハードウェアの部分を，図 6-7 で置き換えると，図 6-8 になる。

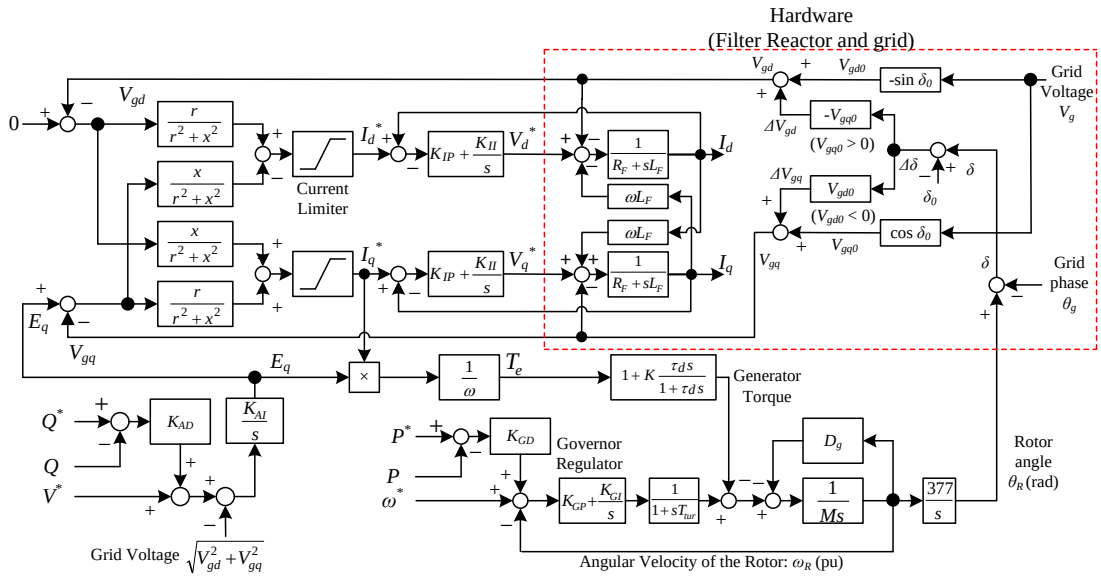
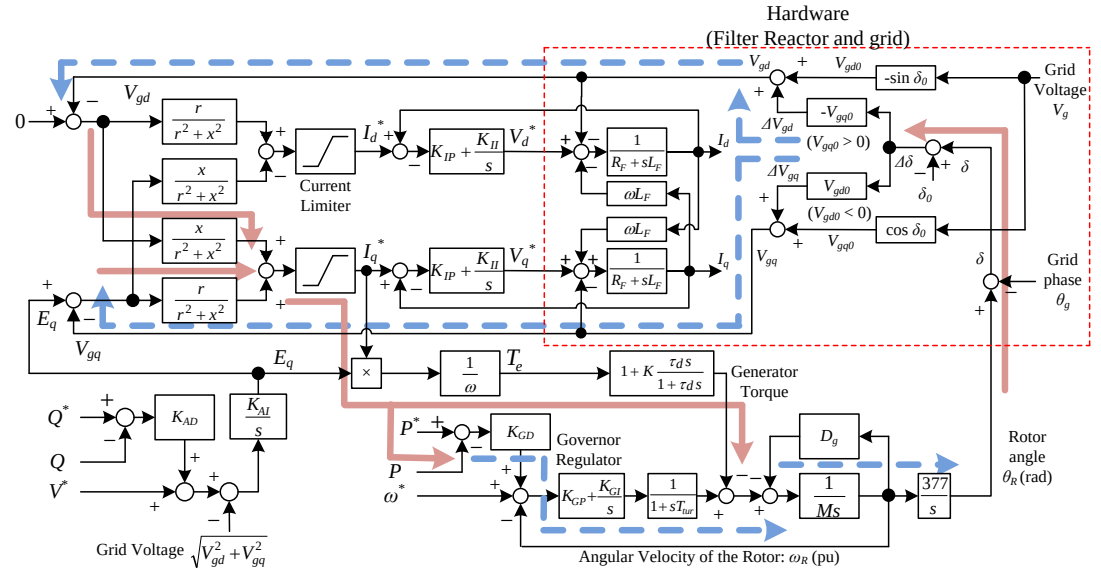


図 6-8　仮想同期発電機全体のブロック図

図 6-8 から分かるようにフィードバックループができていることが分かる。ここで δ が増加した時に，どのようにフィードバックされるのか確認する。何らかの理由で δ が増加した時の信号の流れを表したものを図 6-9 に示す。



赤実線：正の値，青破線：負の値

図 6-9　電流制御型仮想同期発電機の信号の流れ

ここで，赤実線が正の値，青破線が負の値を示す。図 6-9 から分かるように δ が増加すると，δ を減らすように制御が構成されており，負帰還のフィードバックができていることが分かる。よって電流制御型仮想同期発電機では，同期化力を持つことが分かる。

6.3.2 制御の安定性

自立運転中及び系統連系中の電流制御型仮想同期発電機の制御の安定性について評価す

る。r は x に比べ十分に小さく，無視できると仮定する。全体のブロック図を図 6-10 に示す。ガバナの入力であるインバータの出力電力 P を以下の通りに近似すると出力電力に関して，赤で示した発電機トルクからとガバナからの二つのフィードバックループがある。

$$P = E_q I_q \tag{6.13}$$

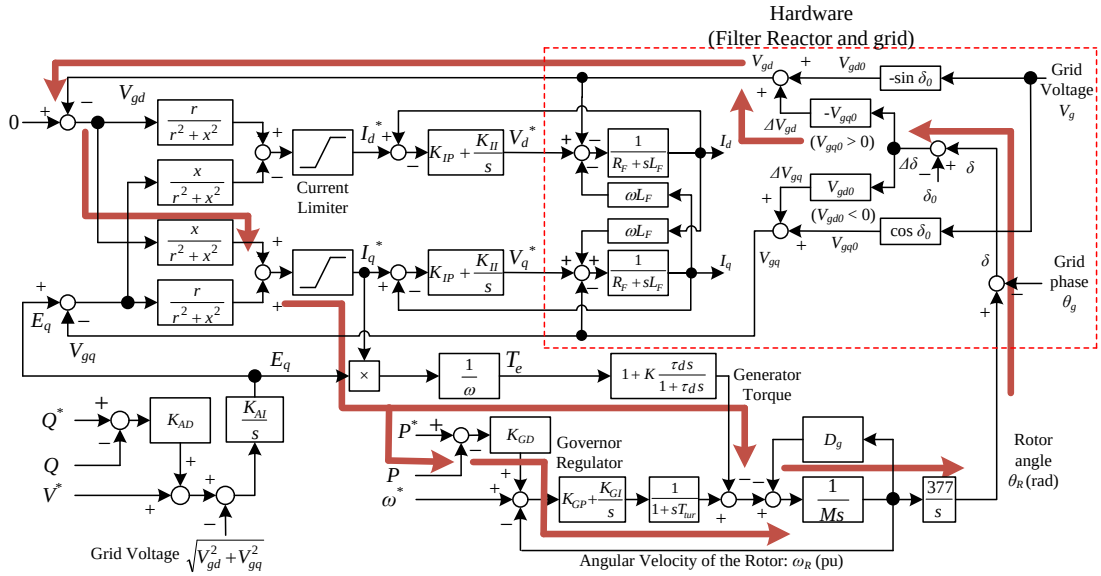


図 6-10　系統連系時の全体のブロック図とフィードバック

q 軸電圧からのループもあるが，モデルを単純化するため無視した。また，θ 及び δ の単位を rad とし，それ以外の単位をすべて pu とする。また，電流制御はガバナモデルなどのほかのモデルと比べて十分に高速に応答するので，電流制御は無視できる。また，AVR は図 6-10 において，フィードバックループに含まれていないため無視し，無負荷状態であれば，E_q=1 pu，V_{gq0}=1 pu とすることができる。ループに関係が無い部分を削除すると図 6-11 のようになる。

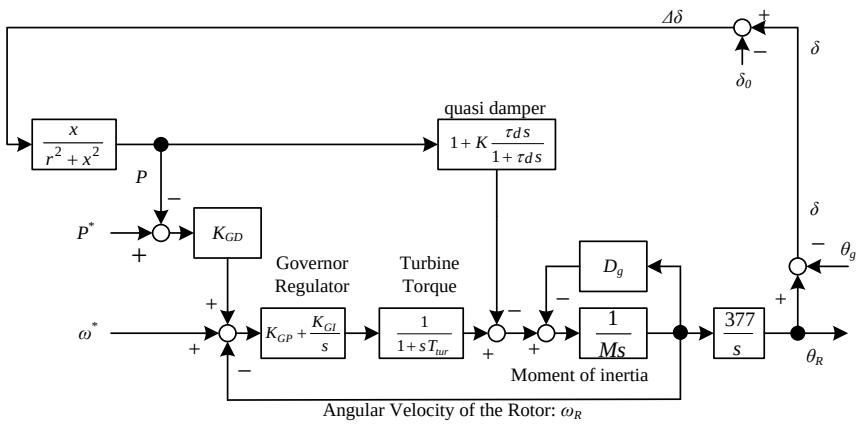


図 6-11　系統連系でのブロック図

自立運転での応答から考える。図 6-11 は系統連系におけるブロック図である。自立運転時は，P は負荷によって決まり，位相からのフィードバックは無い。自立運転では，負荷変

動により，P が変化した時の回転数 ω_R の応答に着目してガバナの制御ゲインを設計する。ブロック図を整理すると図 6-12 のようになる。

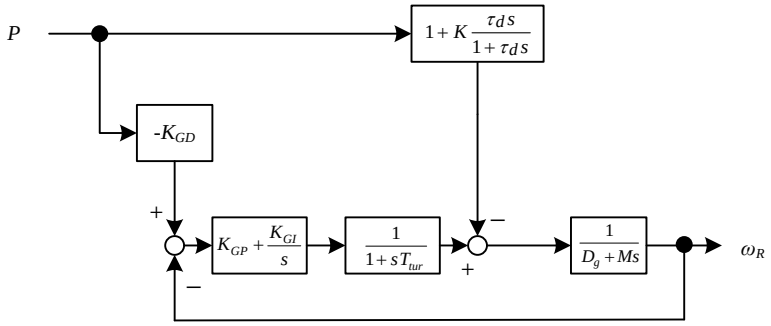


図 6-12　自立運転でのブロック図

また，モデルを簡単化するため，制動巻線による影響が小さいとし，K=0 として伝達関数を求めれば次のようになる。

$$\omega_R=\left(\left(-K_{GD}P-\omega_R\right)\left(K_{GP}+\frac{K_{GI}}{s}\right)\frac{1}{1+sT_{tur}}-P\left(1+K\frac{\tau_d s}{1+\tau_d s}\right)\right)\frac{1}{D_g+Ms} \tag{6.14}$$

$$\frac{\omega_R}{P}=-\frac{K\tau_d T_{tur}s^3+\left(T_{tur}+K\tau_d\right)s^2+\left(K_{GD}K_{GP}+1\right)s+K_{GD}K_{GI}}{MT_{tur}s^3+\left(D_gT_{tur}+M\right)s^2+\left(D_g+K_{GP}\right)s+K_{GI}} \tag{6.15}$$

ラウス-フルビッツの安定判別法より式(6.16)の条件を満たせば安定である。

$$\left(D_gT_{tur}+M\right)\left(D_g+K_{GP}\right)-MT_{tur}K_{GI}>0 \tag{6.16}$$

これを K_{GI} について解けば式(6.17)のようになる。

$$\frac{\left(D_gT_{tur}+M\right)\left(D_g+K_{GP}\right)}{MT_{tur}}>K_{GI} \tag{6.17}$$

これが安定条件となる。

次に系統連系運転での応答を考える。連系中は同期化力により，回転数が固定されるので速度フィードバックも無視できる。図 6-11 よりゲインをまとめれば図 6-13 になる。

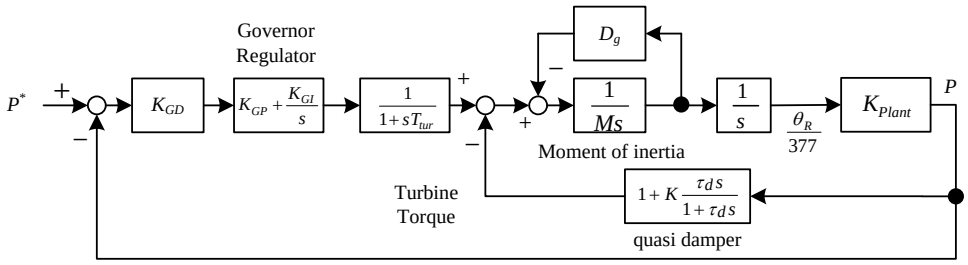


図 6-13　系統連系でのブロック図(P^*から P への応答に着目)

ただし，

$$K_{Plant}=\frac{377x}{r^2+x^2} \tag{6.18}$$

これをさらに整理すると図 6-14 になる。

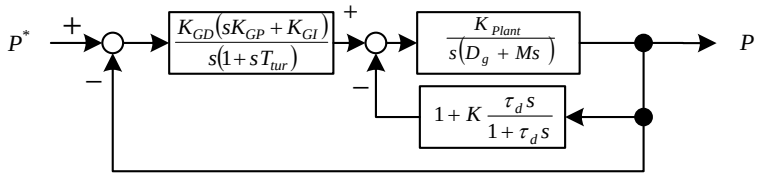


図 6-14　系統連系でのブロック図

モデルの簡単化のため，制動項の疑似微分の一次遅れを無視すると，図 6-15 になる。

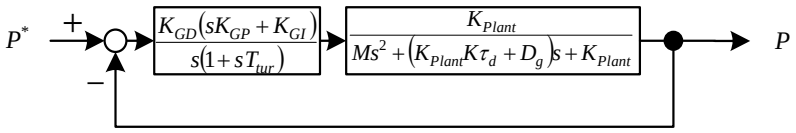


図 6-15　系統連系でのブロック図

P^*から P までの伝達関数を求めると式(6.19)になる。

$$
\begin{aligned}
\frac{P}{P^*} &= \frac{\dfrac{K_{GD}(sK_{GP}+K_{GI})}{s(1+sT_{tur})}\dfrac{K_{Plant}}{Ms^2+(K_{Plant}K\tau_d+D_g)s+K_{Plant}}}{1+\dfrac{K_{GD}(sK_{P_PI}+K_{I_PI})}{s(1+sT_{tur})}\dfrac{K_{Plant}}{Ms^2+(K_{Plant}K\tau_d+D_g)s+K_{Plant}}} \\
&= \frac{K_{GD}(sK_{GP}+K_{GI})K_{Plant}}{s(1+sT_{tur})\left(Ms^2+(K_{Plant}K\tau_d+D_g)s+K_{Plant}\right)+K_{GD}(sK_{GP}+K_{GI})K_{Plant}} \\
&= \frac{K_{gd}(sK_{GP}+K_{GI})K_{Plant}}{\left(\begin{array}{l} T_{tur}Ms^4+T_{tur}(K_{Plant}K\tau_d+D_g)s^3+T_{tur}K_{Plant}s^2+Ms^3 \\ \quad +(K_{Plant}K\tau_d+D_g)s^2+K_{Plant}s+sK_{GP}K_{GD}K_{Plant}+K_{GI}K_{GD}K_{Plant} \end{array}\right)} \\
&= \frac{K_{gd}(sK_{P_PI}+K_{I_PI})K_{Plant}}{\left(\begin{array}{l} T_{tur}Ms^4+T_{tur}(K_{Plant}K\tau_d+D_g+M)s^3+(T_{tur}K_{Plant}+K_{Plant}K\tau_d+D_g)s^2 \\ \quad +(K_{GP}K_{GD}+1)K_{Plant}s+K_{GI}K_{GD}K_{Plant} \end{array}\right)}
\end{aligned}
\tag{6.19}
$$

ラウス-フルビッツの安定判別法により，安定条件は式(6.20)となる。

$$
\begin{aligned}
&T_{tur}(K_{Plant}K\tau_d+D_g+M)(T_{tur}K_{Plant}+K_{Plant}K\tau_d+D_g) \\
&\qquad -(1+K_{GP}K_{GD})K_{Plant}T_{tur}M>0
\end{aligned}
\tag{6.20}
$$

これを整理すると式(6.21)になる。

$$
T_{tur}\left(\begin{array}{l} K_{Plant}{}^2K^2\tau_d{}^2+(T_{tur}K_{Plant}+2D_g+M)K_{Plant}\tau_d K \\ \quad +T_{tur}K_{Plant}(D_g+M)+D_g(D_g+M)-K_{GP}K_{GD}K_{Plant}M-K_{Plant}M \end{array}\right)>0 \tag{6.21}
$$

これを $\tau_d K$ で解くと式(6.22)となる。

$$\tau_d K > \frac{-\left(T_{tur}K_{Plant} + 2D_g + M\right) + \sqrt{\left(T_{tur}K_{Plant} - M\right)^2 + 4MK_{Plant}\left(1 + K_{GP}K_{GD}\right)}}{2K_{Plant}} \tag{6.22}$$

これが系統連系運転時の安定条件となる。

6.3.3 パラメータ設計

電流制御型仮想同期発電機では，電流制御，インピーダンスモデル，ガバナ，AVR，制動係数など数多くのパラメータがあり，前節で求めたように，安定条件からのパラメータの制約がある。ここでは，各パラメータの設計方法についてまとめる。

電流制御

電流制御では電流制御の PI ゲインを設計する必要がある。第 5 章での実験構成における変圧器とリアクトルのインピーダンスは以下の通りである。

リアクトル：0.22+*j*8.8%(=0.00957 Ω+1.02 mH)

変圧器：2.07+*j*9.1%(=0.4387 Ω+5.104 mH(460 V 側換算))

リアクトルと変圧器が直列に接続されているので，合成するとインピーダンスは

$$R+jX=2.29+j17.9\% \tag{6.23}$$

である。

電流フィードバックループは図 6-16 で表される。

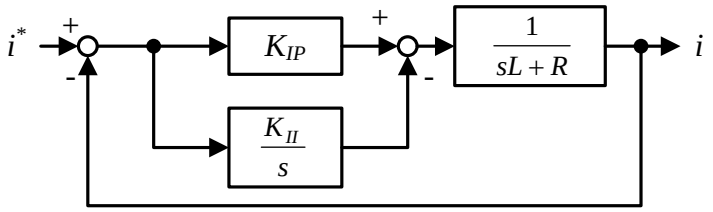


図 6-16　電流制御ブロック図

ここで，式(6.23)のリアクタンス X と図 6-16 の L とは次のような関係がある。

$$L = \frac{X}{\omega_{base}} \tag{6.24}$$

PI 制御とトランスの漏れリアクタンスの伝達関数の積は式(6.25)となる。

$$\left(K_{IP} + \frac{K_{II}}{s}\right)\frac{1}{sL+R} = \frac{sK_{IP} + K_{II}}{s\left(sL+R\right)} \tag{6.25}$$

これを極ゼロ相殺する。K_{IP} と K_{II} を式(6.26)，式(6.27)と置く。

$$K_{IP} = K_I L = \frac{K_I X}{\omega_{base}} \tag{6.26}$$

$$K_{II}=K_I R \tag{6.27}$$

伝達関数は式(6.28)で表される。

$$\frac{sK_{IP}+K_{II}}{s(sL+R)}=\frac{K_I}{s} \tag{6.28}$$

よって，フィードバックも含めた電流制御の閉ループ伝達関数は

$$\frac{K_I/s}{1+K_I/s}=\frac{1}{1+s/K_I} \tag{6.29}$$

となる。また，スイッチング周波数が 8 kHz である。一般的に，インバータの応答速度はスイッチング周期の 1/10 程度までが限界であるので，本論文では，電流制御系の遮断周波数を 500 Hz と設計すると，

$$K_I=2\pi\times500=3141 \tag{6.30}$$

$$K_{IP}=\frac{K_I X}{\omega_{base}}=\frac{3142\times0.179}{2\pi\times60}=1.49 \tag{6.31}$$

$$K_{II}=3142\times0.0229=71.95 \tag{6.32}$$

となり，電流制御のゲインが求まった。

インピーダンスモデル

インピーダンスモデルでは，r と x を設定する必要がある。基本的には，他の発電機と同程度に合わせる方が良い。同期発電機と並列運転する場合は，同期発電機の X'_d と同程度にする方がよい。この値がアンバランスになると，負荷変動直後の負荷分担量がアンバランスとなる。一般的な発電機では X'_d が 0.3～0.4 pu 程度である[3]ので，x=0.4 pu，r=0.2 pu とした。

ローターモデル

ローターモデルでは，単位慣性定数と摩擦による制動を設定する必要がある。単位慣性定数については，他の発電機と並列運転する場合は，その発電機の単位慣性定数と同程度にするべきである。一般的な同期発電機の単位慣性定数が 2～10 秒程度なので，M=4 s とする。D_g については，1 pu とした。

ガバナ

ガバナでは，時定数と PI ゲインとドループゲインを設計する。通常の発電機のガバナの応答速度は原動機の応答速度で決まり，高速に応答するガスタービンを模擬すると 0.2 s ぐらいである。仮想同期発電機では，蓄電池があり，これは瞬時に応答するので，時定数は自由に設計できる。時定数を短くすると早く応答するが，負荷変動時にインバータが負荷を大きく負担することとなる。基本的には他の発電機と同程度にするのが良い。負荷変動を素早く吸収するような用途であれば，時定数を短くしてもよい。本論文では，仮想同期発電機で，負荷変動を吸収し系統安定化の効果を持たせるため，一般的なものよりも早い 0.12 s と設計した。

ガバナのドループゲインを決めるのは速度調定率であり，基本的には他の発電機と同程度にするのが良い。他の発電機とドループが異なると定常状態での負荷分担量にアンバラ

ンスが生じる。そこで本論文では一般的な値である 5%とした。

次にガバナの PI ゲインについて設計する。比例ゲインは一般的にドループの逆数が適当であると考えられる。そこで，ドループの逆数とすれば，比例ゲイン K_{GP} は式(6.33)になる。

$$K_{GP} = \frac{1}{K_{GD}} = 20 \tag{6.33}$$

積分ゲインについては，制御が安定するためには式(6.17)の制約がある。ここまでで設計したパラメータを代入すると，式(6.34)になる。

$$\frac{(1\times 0.12+4)(1+20)}{4\times 0.12} = 180.25 > K_{GI} \tag{6.34}$$

K_{GI} は大きいほど，応答が早くなるのでできる限り大きくする方がよい。しかし安定限界に近いと振動的になる。本論文では式(6.34)より求めた安定限界の約半分である K_{GI}=100 とした。

制動係数 *K*

次に制動係数を求める。これは，系統連系時の安定条件である式(6.22)から式(6.35)のように求まる。

$$\begin{aligned}\tau_d K &> \frac{-\left(T_{tur}K_{Plant}+2D_g+M\right)+\sqrt{\left(T_{tur}K_{Plant}-M\right)^2+4MK_{Plant}\left(1+K_{GP}K_{GD}\right)}}{2K_{Plant}} \\ &= \frac{-\left(0.12\times 754+2\times 1+4\right)+\sqrt{\left(0.12\times 754-4\right)^2+4\times 4\times 754\times\left(1+20\times 0.05\right)}}{2\times 754} \\ &= 0.0539\end{aligned} \tag{6.35}$$

ここで，疑似微分の時定数 τ_d を設計する。疑似微分の入力は発電機トルクであり，直流量である。そのため，疑似微分の一次遅れでは，インバータの PWM によって発生するひずみや, センサのノイズ等が除去できればよい。PWM のスイッチング周波数が 8 kHz なので, 本論文では τ_d=0.01 s とした。τ_d=0.01 より,

$$K>5.39 \tag{6.36}$$

となる。安定限界付近では振動的になるので, 安定限界より大きくし, K=10 と設計する。

AVR

AVR で設計するパラメータはドループと積分ゲインである。ドループはガバナと同様に他の発電機と同程度に設計するのがよい。本論文では 5%とした。積分ゲインはドループ K_{AD} の逆数と設計すると式(6.37)になる。

$$\begin{aligned}K_{AI} &= \frac{1}{K_{AD}} \\ &= \frac{1}{0.05} \\ &= 20\end{aligned} \tag{6.37}$$

上記で設計したパラメータを表 6-2 にまとめる。

表 6-2　電流制御型仮想同期発電機パラメータまとめ

電流制御	比例ゲイン K_{IP}	1.49
	積分ゲイン K_{II}	71.95
	遮断周波数	500 Hz
インピーダンスモデル	r	0.2 pu
	x	0.4 pu
ローター	単位慣性定数 M	4 s
	ローターの制動 D_g	1.0 pu
ガバナ	一次遅れ時定数 T_{tur}	0.12 s
	ドループ K_{GD}	5%
	PI 比例ゲイン K_{GP}	20
	PI 積分ゲイン K_{GI}	100
制動巻線	制動係数 K	10
	疑似微分時定数 τ_d	0.01 s
AVR	ドループ K_{AD}	5%
	積分ゲイン K_{AI}	20

6.4 両方式の比較

電圧制御型同期発電機と電流制御型同期発電機ともに同期化力を持っている。図 6-5 と図 6-9 を比較すると，どちらも，同期化力のフィードバックループにはローターモデルが含まれている。また，どちらの図においても，ローターからの出力であるローター位相 θ_R から求まる系統との位相差 δ の変化量 $\Delta\delta$ に比例する発電機の出力電力(トルク)がローターモデルに入力されており，両方式とも同じ仕組みで，系統と同期をとっているといえる。

電圧制御型仮想同期発電機では，連系運転と自立運転の両方において，系が 2 次系であるので，制御パラメータに関係無く安定であるが，電流制御型仮想同期発電機では，系の次数が 3 次もしくは 4 次となるため, 制御が不安定となる可能性があり注意が必要である。

6.5 まとめ

本章では，仮想同期発電機が系統と連系して運転している時の特性について解析し，両方式とも同期化力を持っていることを明らかにした。また，制御の安定性について解析を行い，制御の安定条件を明らかにし，パラメータ設計手法を確立した。

参考文献

[1] (財)電力中央研究所　電力システム部 : “電中研電力系統安定度解析システム　Y 法・S 法プログラム解説書(H12 公開バージョン)” (2000)

[2] 小向敏彦，色川彰一，加藤政一 : “電力システム工学” 丸善 (1999)

[3] 電気学会 : “電気工学ハンドブック 第 7 版” オーム社 (2013)

第7章 仮想同期発電機と同期発電機の並列運転

7.1 緒言

仮想同期発電機の特徴の一つとして，同期発電機と同様に慣性やガバナなどの特性を持っており，負荷変動などに対して，同期発電機と仮想同期発電機で自立的に負荷分担ができることが挙げられる。本章では，仮想同期発電機と同期発電機の並列運転において，負荷変動や系統解列などに対する特性を実験により評価した。

7.2 実験構成

同期発電機との並列運転の実験では，電力系統と発電所，負荷を模擬した，模擬系統装置を用いた[1]。模擬系統装置は原子力発電所を模擬した 10 kVA の直流モータと同期発電機(MG セット)と 40 km の送電線を模擬した模擬送電線ユニット，負荷，短絡事故を発生させることができる短絡ユニットで構成されている。発電機にはガバナを付加した。模擬送電線は 1 回線と平行 2 回線の構成を作ることができる。表 7-1 には発電機の主な仕様を, 表 7-2 には模擬送電線の主な仕様を, 図 7-1 に構成図を示す。A1-A3, B1-B4 は模擬送電線であり，リアクトルと抵抗，キャパシタを用いた π 型等価回路で構成されており，一ユニットあたり 40 km の送電線を模擬している。負荷は抵抗とリアクトルで構成されており，負荷容量及び力率を任意に設定することができる。

表 7-1　MG セットの主な定数

定格電圧	230 V
定格容量	10 kVA
定格回転数	1800 rpm
発電機極数	4 極
d 軸同期リアクタンス X_d	1.35 pu
d 軸過渡リアクタンス X'_d	0.48 pu
q 軸同期リアクタンス X_q	1.31 pu
d 軸開路時定数 T'_{do}	0.8 s
単位慣性定数 M	8 s

表 7-2　模擬送電線の定数

1 ユニット当たりの模擬する距離	40 km
定格電圧	460 V
送電線のリアクタンス X_L	0.046 pu
送電線の抵抗 R_L	0.005 pu
送電線の静電容量 B_L	0.027 pu×2

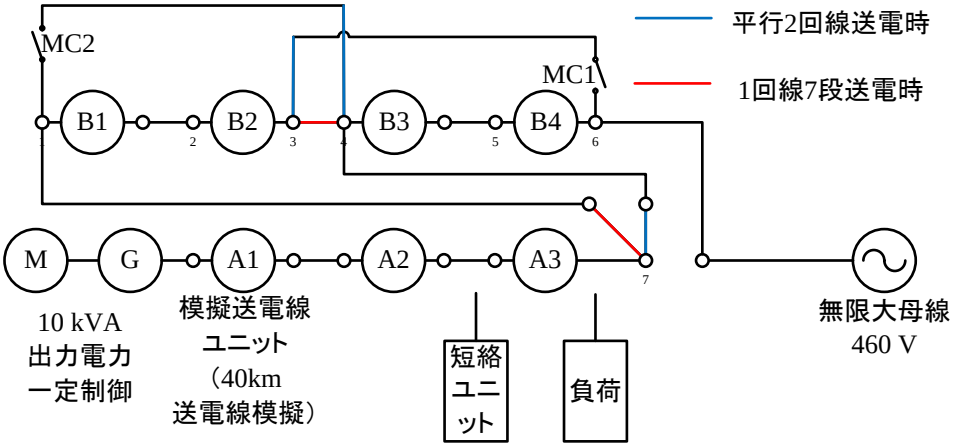


図 7-1　模擬系統装置構成図

模擬系統装置の写真を図 7-2 から図 7-4 に示す。

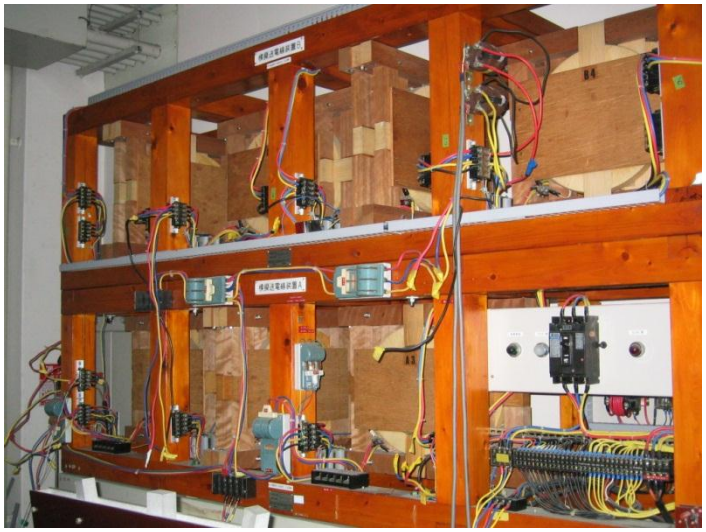


図 7-2　模擬送電線ユニット(7 段分)

図 7-3　MG セット

図 7-4　負荷制御装置

分散電源はインバータユニットを用いて模擬し，構成は図 5-1 と同じ構成である。

同期発電機との並列運転では模擬系統装置を用いた。模擬系統装置には図 7-5 に示すように，自立系統に同期発電機と分散電源が各 1 台ずつ電源として接続されており，無限大母線とは解列した構成において実験を行った。系統のベース容量は 10 kVA である。同期発電機と分散電源は模擬送電線 2 ユニット(80 km 相当)を挟んで接続されており，負荷は分散電源と同じ位置に接続されている構成とした。負荷は力率 1 とした。電圧制御型仮想同期発電機の試験では，直流電源として，回生可能な直流電源である Myway プラス社の Active Power Load MWBFP1020/1040 を用いた。電流制御型仮想同期発電機の試験では，実験設備の関係上，Semikron 製 SKKD 150F で構成されたダイオード整流回路を用いたため，回生はできない構成であった。

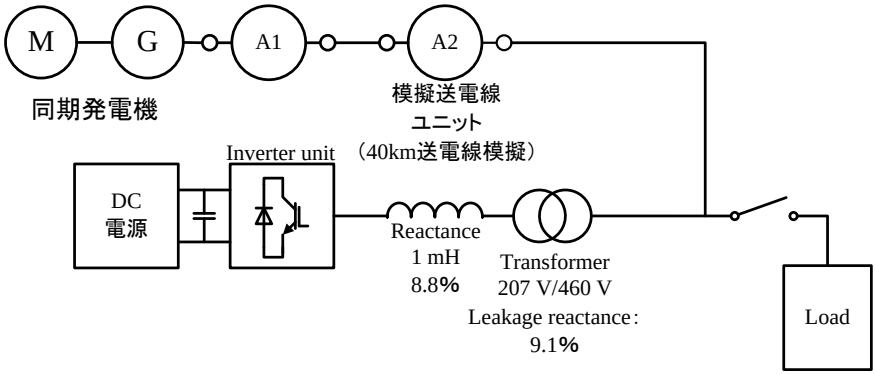


図 7-5　同期発電機との並列運転での実験構成図

7.3 電圧制御型仮想同期発電機

7.3.1 同期発電機との並列運転実験結果

実験条件を表 7-3，表 7-4 にまとめた。同期発電機の出力電力指令値 P^*は系統の周波数が 60 Hz となるように調整した。そのため，送電線などによる損失は同期発電機が分担している。

表 7-3　仮想同期発電機の制御定数

単位慣性定数 M	8 s
制動係数 D	17 pu
速度調定率	5%

表 7-4　同期発電機並列運転での実験条件

Case	VSG 定格出力 P_{base}	負荷	出力電力指令値 P^*		備考
			VSG	同期発電機	
7.3-1-1	3 kW	8 kW→0 kW	1.0 pu (3 kW)	5 kW	
7.3-1-2	5 kW	10 kW→0 kW	1.0 pu (5 kW)	5 kW	
7.3-1-3	7 kW	10 kW→0 kW	1.0 pu (7 kW)	3 kW	
7.3-2-1	3 kW	0 kW→8 kW	0 pu (0 kW)	0 kW	インバータが過電流により停止
7.3-2-2	5 kW	0 kW→10 kW	0 pu (0 kW)	0 kW	インバータが過電流により停止
7.3-2-3	7 kW	0 kW→10 kW	0 pu (0 kW)	0 kW	インバータが過電流により停止
7.3-3-1	5 kW	3 kW→0 kW	0.3 pu (1.5 kW)	1.5 kW	VSG の出力電力指令値 P^* は 0.3 pu(1.5 kW)に設定
7.3-3-2	5 kW	0 kW→3 kW	0 pu (0 kW)	0 kW	
7.3-4-1	5 kW	0 kW→4 kW	0 pu (0 kW)	0 kW	
7.3-4-2	7 kW	0 kW→4 kW	0 pu (0 kW)	0 kW	
7.3-4-3	10 kW	0 kW→4 kW	0 pu (0 kW)	0 kW	

実験結果を図 7-6 から図 7-13 に示す。

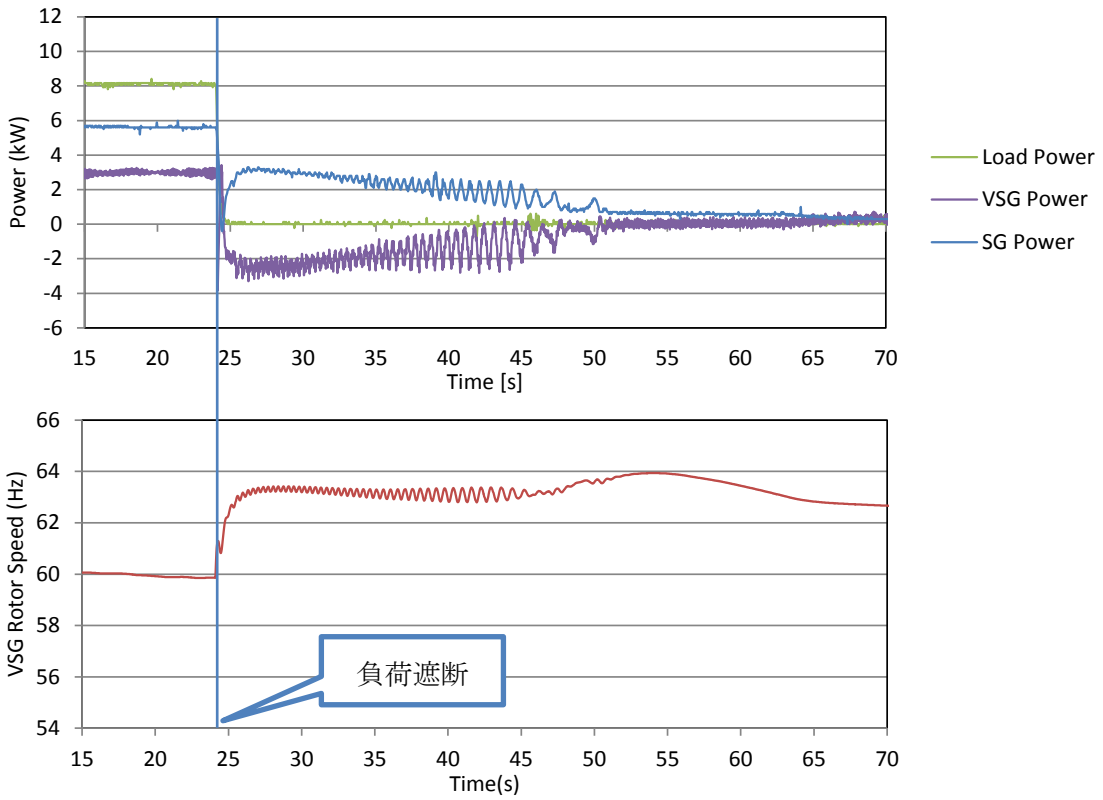


図 7-6　同期発電機との並列運転での実験結果(Case 7.3-1-1，P_{base}=3 kW 負荷 8 kW→0 kW)

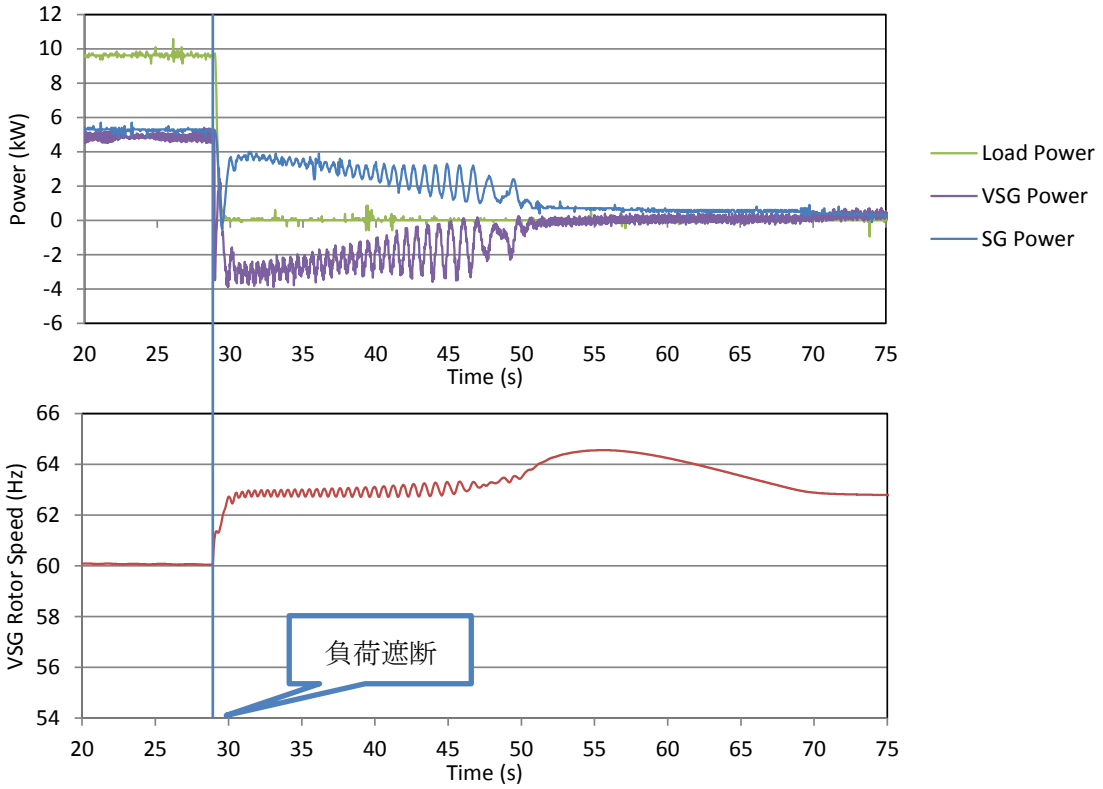


図 7-7　同期発電機との並列運転での実験結果(Case 7.3-1-2，P_{base}=5 kW 負荷 10 kW→0 kW)

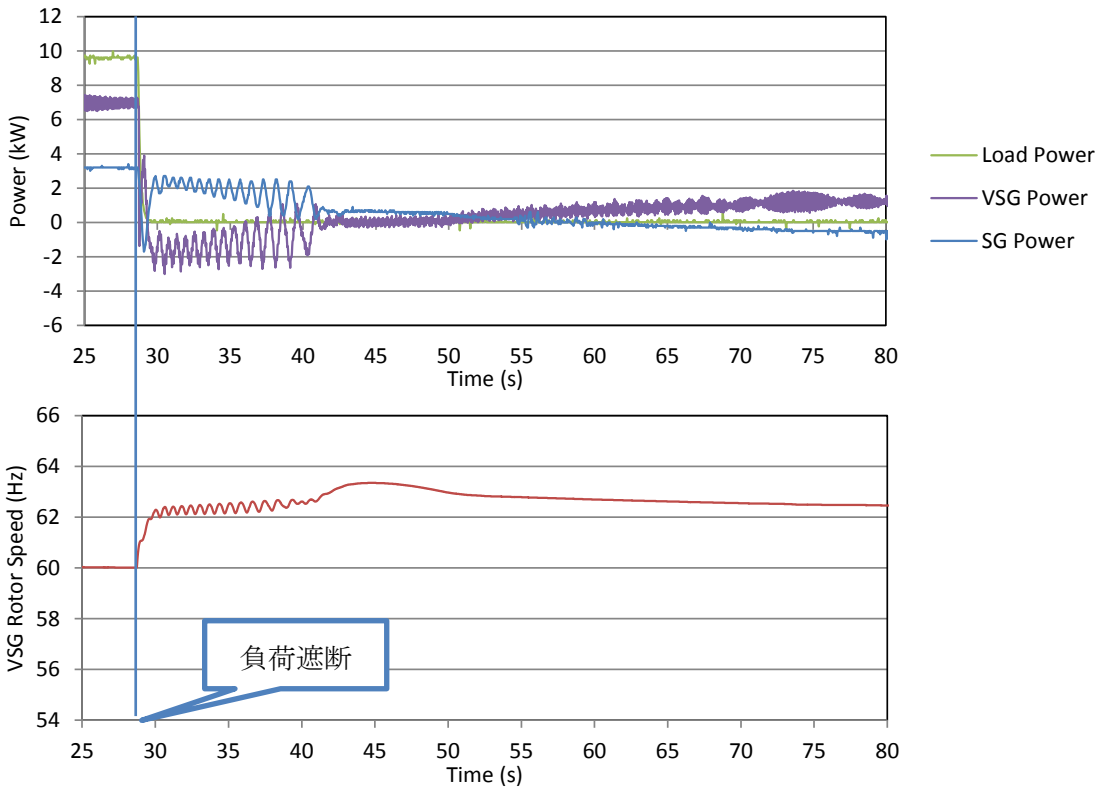


図 7-8　同期発電機との並列運転での実験結果(Case 7.3-1-3，P_{base}=7kW 負荷 10 kW→0 kW)

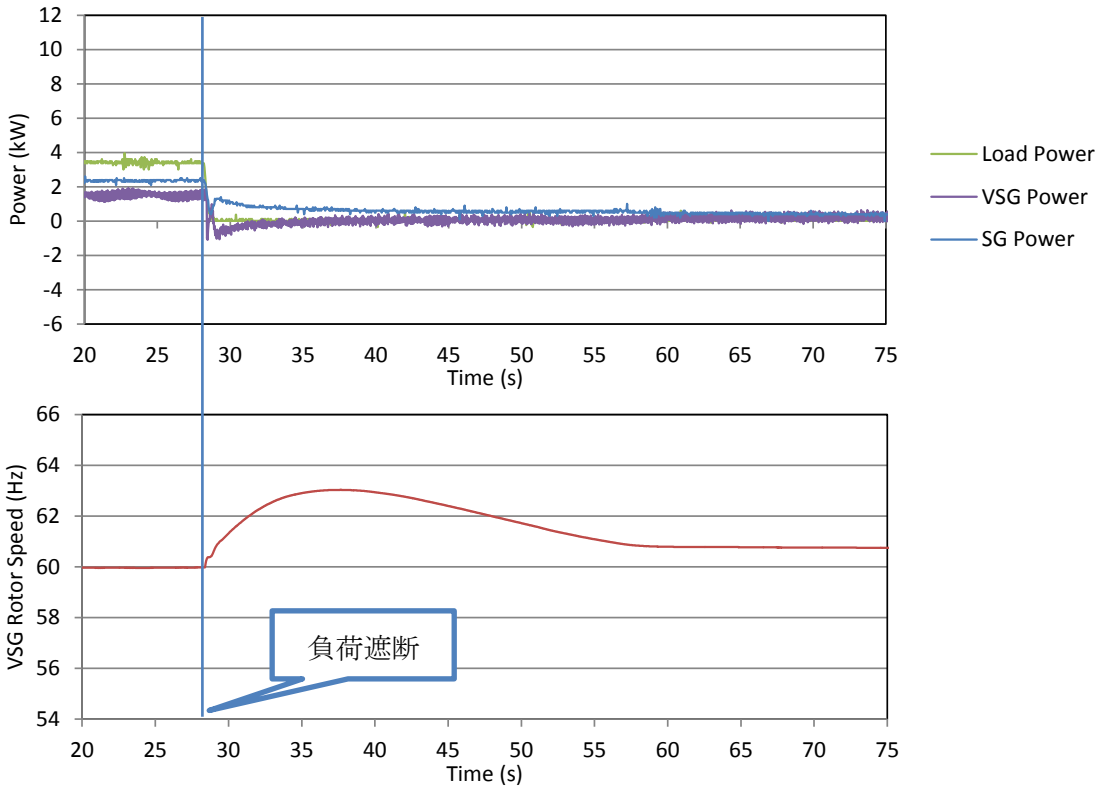


図 7-9　同期発電機との並列運転での実験結果(Case 7.3-3-1，P_{base}=5 kW 負荷 3 kW→0 kW)

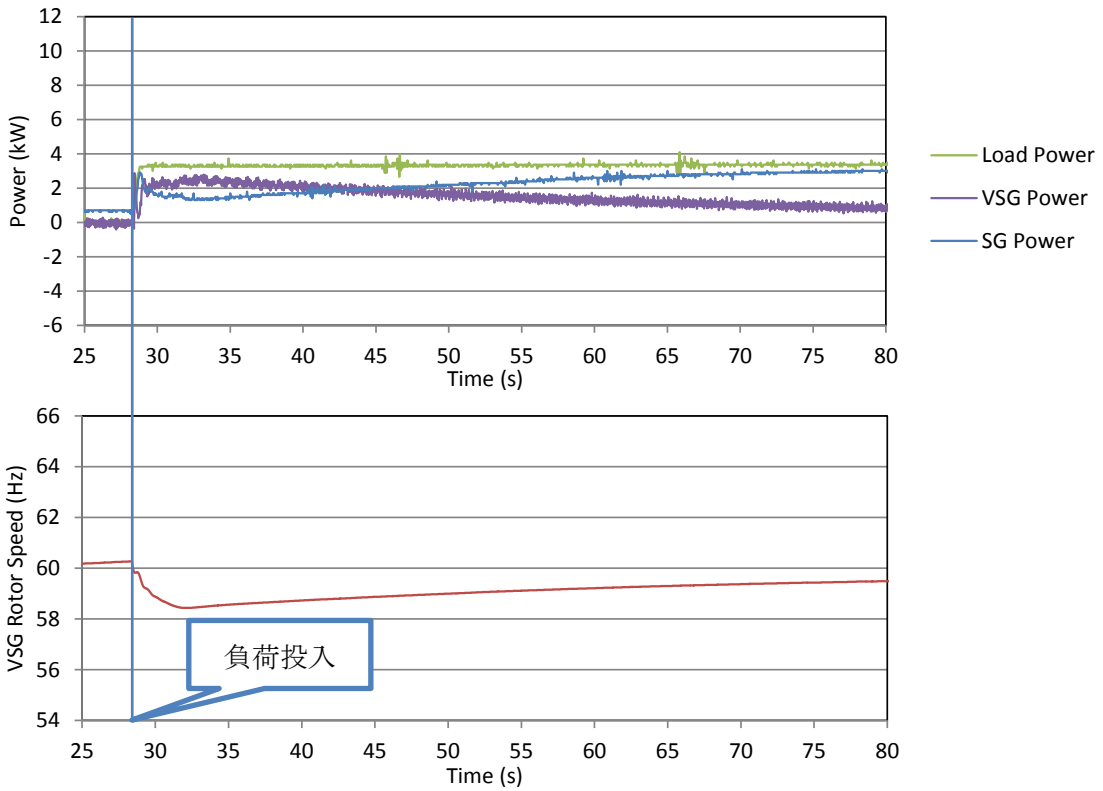


図 7-10　同期発電機との並列運転での実験結果(Case 7.3-3-2, P_{base}=5 kW 負荷 0 kW→3 kW)

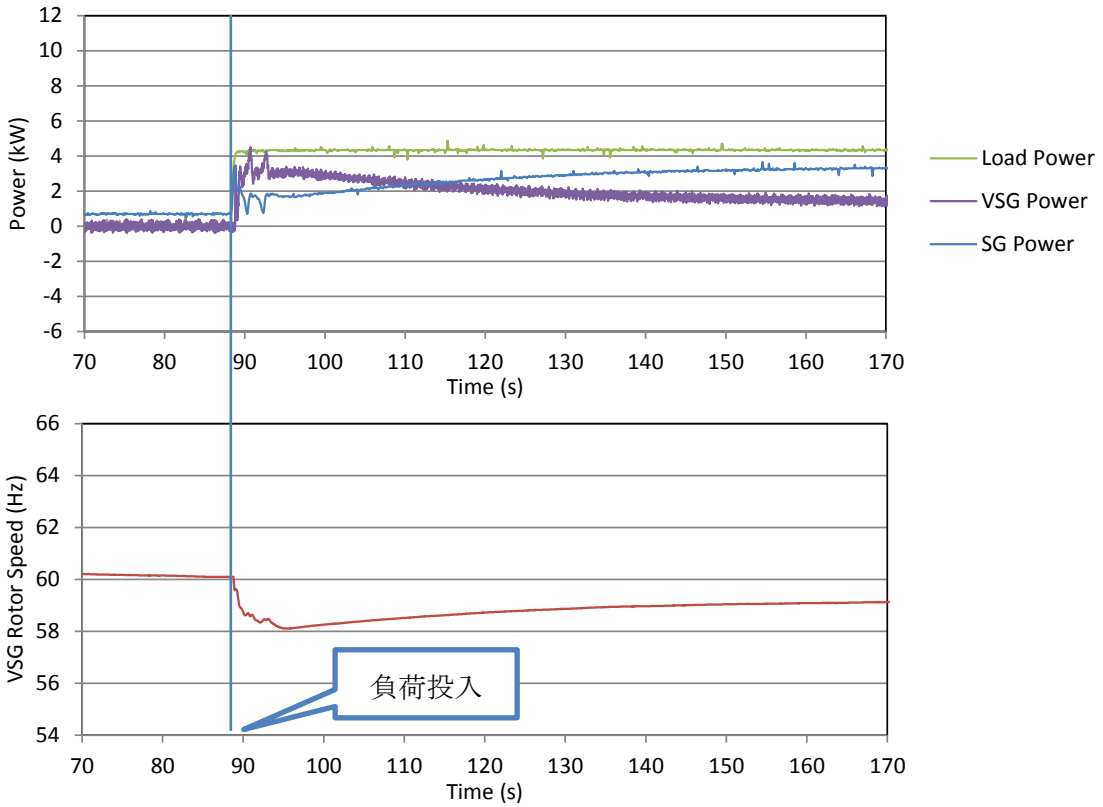


図 7-11　同期発電機との並列運転での実験結果(Case 7.3-4-1, P_{base}=5 kW 負荷 0 kW→4 kW)

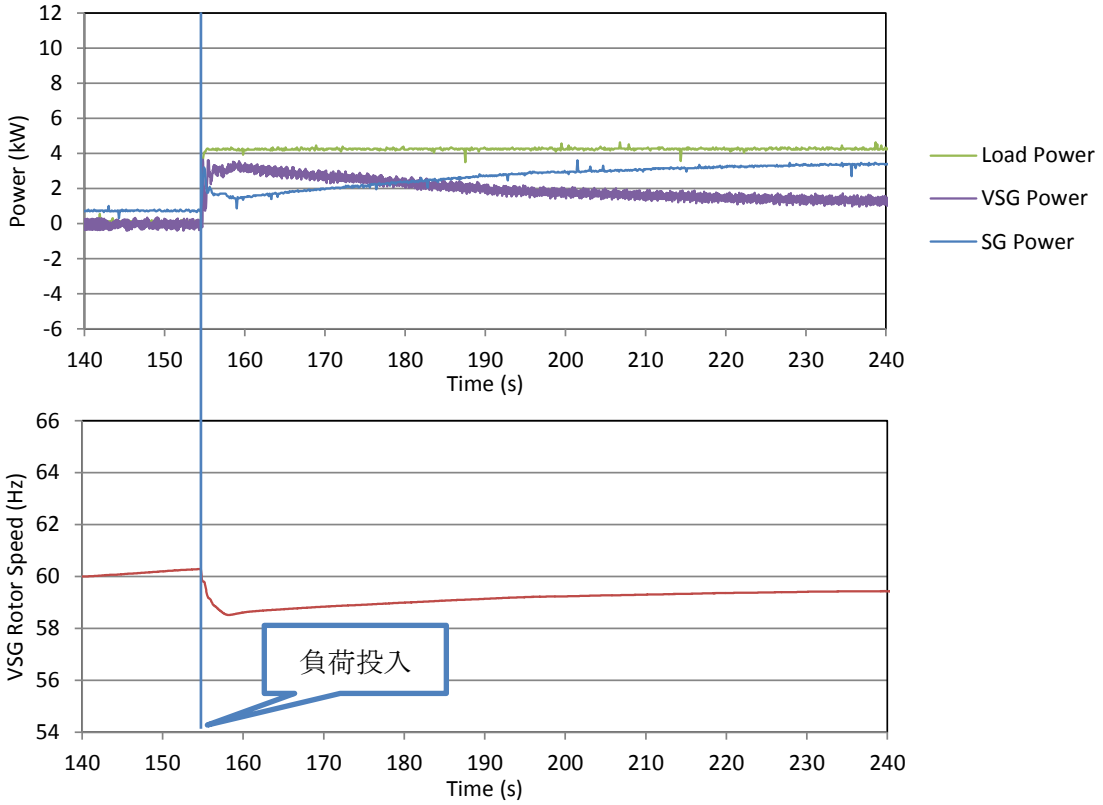


図 7-12　同期発電機との並列運転での実験結果(Case 7.3-4-2, P_{base}=7 kW 負荷 0 kW→4 kW)

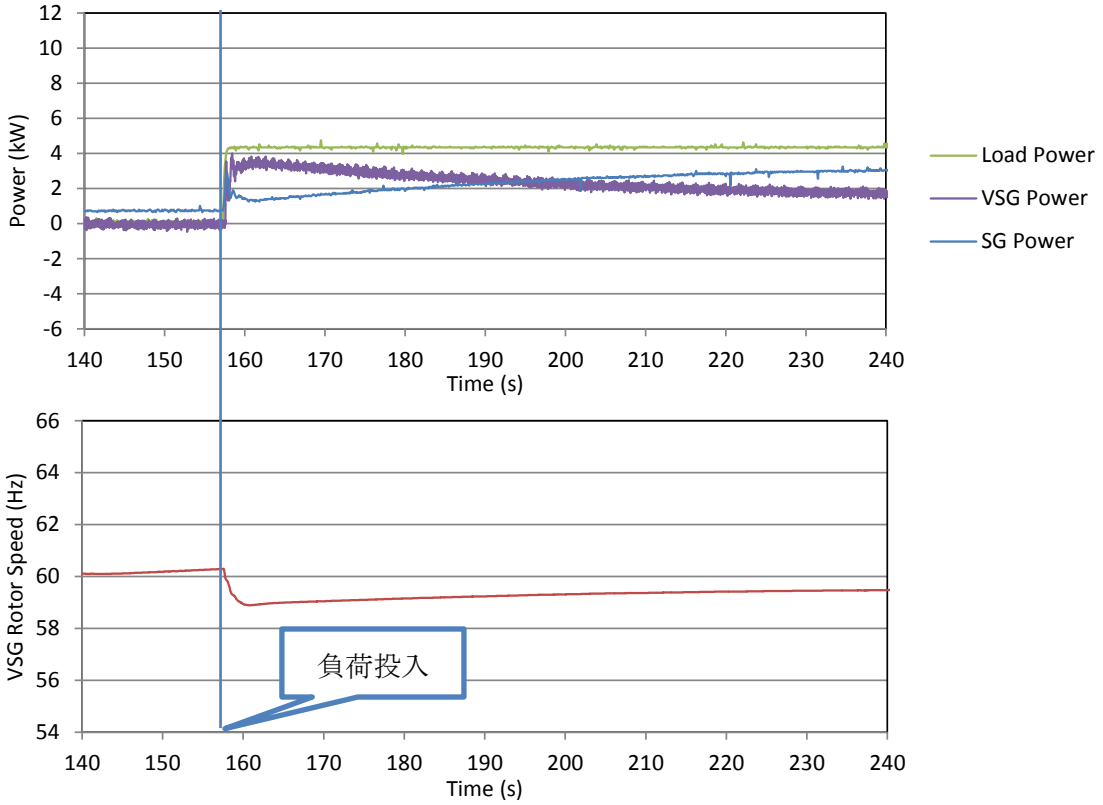


図 7-13　同期発電機との並列運転での実験結果(Case7.3-4-3, P_{base}=10 kW 負荷 0 kW→4 kW)

負荷遮断の実験においては，図 7-6 から図 7-8 の実験結果から分かるように，負荷遮断後，同期発電機から仮想同期発電機へ電力が流れており，出力電力に 1 Hz 程度の振動が発生している。負荷遮断後の同期発電機から仮想同期発電機へ電力が流れる原因は，詳細な解析は 7.3.2 節になるが，仮想同期発電機が同期発電機に比べて同期リアクタンスが小さいため，負荷遮断直後に負荷変動分のほとんどを仮想同期発電機が負担し，その結果，同期発電機から仮想同期発電機へ電力が流れたと考えられる。ある程度時間が経過すると，ガバナの動作により発電機の容量比で負荷分担され，アンバランスは解消される。また，VSG と同期発電機の出力電力に 1 Hz 程度の振動が発生しているが，仮想同期発電機の仮想機械角速度にも同様の周期の振動があり，同期発電機から仮想同期発電機へ大きな電力が流れたため，仮想同期発電機と同期発電機の周波数にずれが生じ，同期化電流が発電機間に交互に周期的に流れたと考えられる。

また，大きな負荷の負荷投入では，インバータが過電流保護で停止したため，仮想同期発電機の系統安定化効果を比較することができなかった。図 7-10 から図 7-13 の実験結果から分かるように，小さい負荷の投入実験では負荷投入直後は負荷変動分の多くを分担している。これより，インバータに過電流が流れた原因は仮想同期発電機が同期発電機に比べて同期リアクタンスが小さいため，負荷変動分の多くを負荷変動直後仮想同期発電機が負担し，インバータの定格容量である 9.1 kVA を超えたため過電流で停止したと考えられる。

また，これらの実験結果から，インバータが停止した場合を除けば，定常状態においては同期発電機と仮想同期発電機との間での負荷分担が各発電機の容量比に応じて実現していることが確認できる。

7.3.2 負荷変動直後の出力分担の解析

負荷変動直後の負荷分担は相互同期化力の比によって決定されることが知られている[2]。以下では負荷変動直後の出力分担について解析を行い，同期発電機と仮想同期発電機の並列運転の実験条件で考察する。

図 7-14 に示すような系統での負荷変動について検討する。発電機 G_1，G_2 が同一母線に接続されており，G_1 と G_2 はそれぞれ P_{G10}，P_{G20} の電力を出力し，負荷 P_{L0} に供給しているとする。負荷変動が発生し，ΔP_L の負荷が投入された時の負荷分担について解析する。

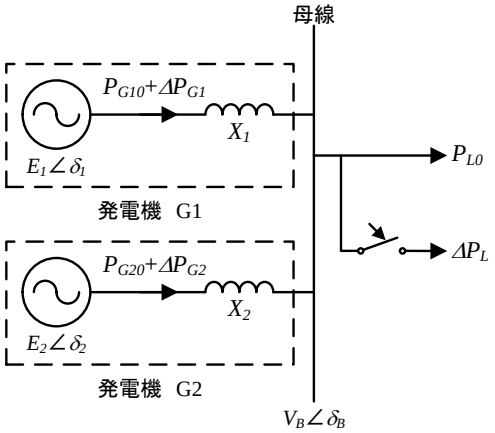


図 7-14　負荷変動時の出力分担

G_1，G_2 の過渡リアクタンスを X_1，X_2 とし，内部電圧を $E_1\angle\delta_1$，$E_2\angle\delta_2$，母線電圧を $V_B\angle\delta_B$ とすると，

$$P_{G10}=\frac{E_1 V_B}{X_1}\sin(\delta_1-\delta_B) \tag{7.1}$$

$$P_{G20}=\frac{E_2 V_B}{X_2}\sin(\delta_2-\delta_B) \tag{7.2}$$

負荷投入直後は，内部電圧は変化せず，また，母線電圧の変動も小さいので無視すると，

$$\Delta P_{G1}=-K_{1B}\Delta\delta_B \tag{7.3}$$

$$\Delta P_{G2}=-K_{2B}\Delta\delta_B \tag{7.4}$$

$$K_{1B}=-\frac{\partial P_{G10}}{\partial\delta_B}=\frac{E_1 V_B}{X_1}\cos(\delta_1-\delta_B) \tag{7.5}$$

$$K_{2B}=-\frac{\partial P_{G20}}{\partial\delta_B}=\frac{E_2 V_B}{X_2}\cos(\delta_2-\delta_B) \tag{7.6}$$

ここで，K_{1B}，K_{2B} は G_1，G_2 と母線 B 間の相互同期化力である。また，

$$\begin{aligned}\Delta P_L &= \Delta P_{G1}+\Delta P_{G2}\\ &=-(K_{1B}+K_{2B})\Delta\delta_B\end{aligned} \tag{7.7}$$

であることより，

$$\Delta P_{G10}=\frac{K_{1B}}{K_{1B}+K_{2B}}\Delta P_L \tag{7.8}$$

$$\Delta P_{G20}=\frac{K_{2B}}{K_{1B}+K_{2B}}\Delta P_L \tag{7.9}$$

これより，負荷変動直後の負荷分担は相互同期化力に比例して分担されることが分かる。

7.3.1 節で行った実験結果について考察を行う。発電機 G_1 を同期発電機，発電機 G_2 を仮想同期発電機制御されているインバータ電源として，負荷投入時の出力分担について解析する。ただし，送電線での損失は無視する。各発電機はともに無負荷であるので，発電機の内部電圧は端子電圧と等しく，端子電圧は定格に維持されているとすると，E_1=E_2=1.0 pu である。図 7-14 の母線を図 7-5 の負荷端に対応させると，G_1 の同期リアクタンス X_1 は発電機の過渡リアクタンス X'_d と送電線 2 ユニット分のリアクタンスの合計に等しく，G_2 の同期リアクタンス X_2 はインバータの連系リアクタンスに等しい。よって，X_1=0.572 pu，X_2=0.158 pu となる。また，各発電機は無負荷運転であるので P_{G10}=P_{G20}=0 であり，よって，δ_1-δ_B=δ_2-δ_B=0 である。よって，相互同期化力 K_{1B}，K_{2B} は

$$K_{1B}=1.75 \tag{7.10}$$

$$K_{2B}=6.33 \tag{7.11}$$

$$K_{1B}:K_{2B}=0.22:0.78 \tag{7.12}$$

となるので，負荷変動直後は発電機 G_2 である，仮想同期発電機が負荷変動の 78%を負担することになることが分かる。

負荷投入前後の出力電力を測定したものを図 7-15 に示す。実験条件は表 7-4 の Case 7.3-3-2 と同じ条件である。

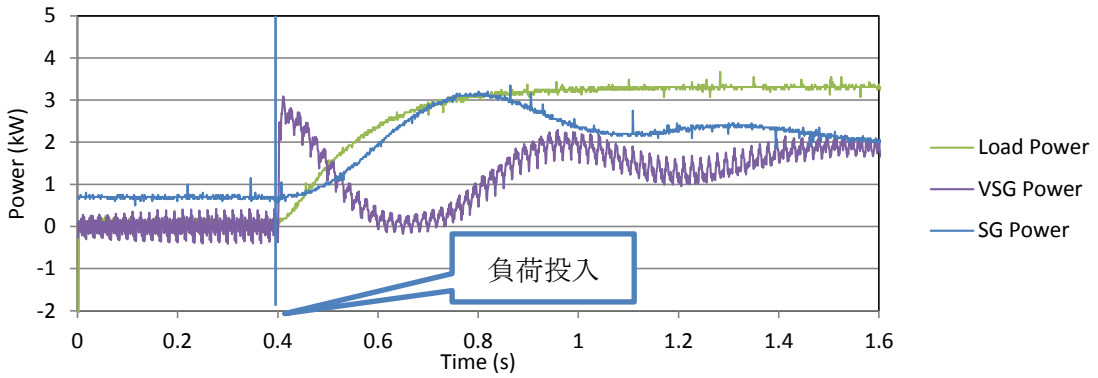


図 7-15　負荷変動直後の出力電力波形

投入した負荷の大きさは 3.2 kW であるので，負荷変動直後の分散電源の出力電力は 3.2×0.78=2.6 kW であるので, 図 7-15 の出力電力ピーク値のリプルを除いたものとほぼ一致する。同期発電機の出力電力が急変していないように見えるが，これは，同期発電機に接続されている電力計の応答速度が遅いためであり，実際には出力電力は急変していると考えられる。

7.4 電流制御型仮想同期発電機

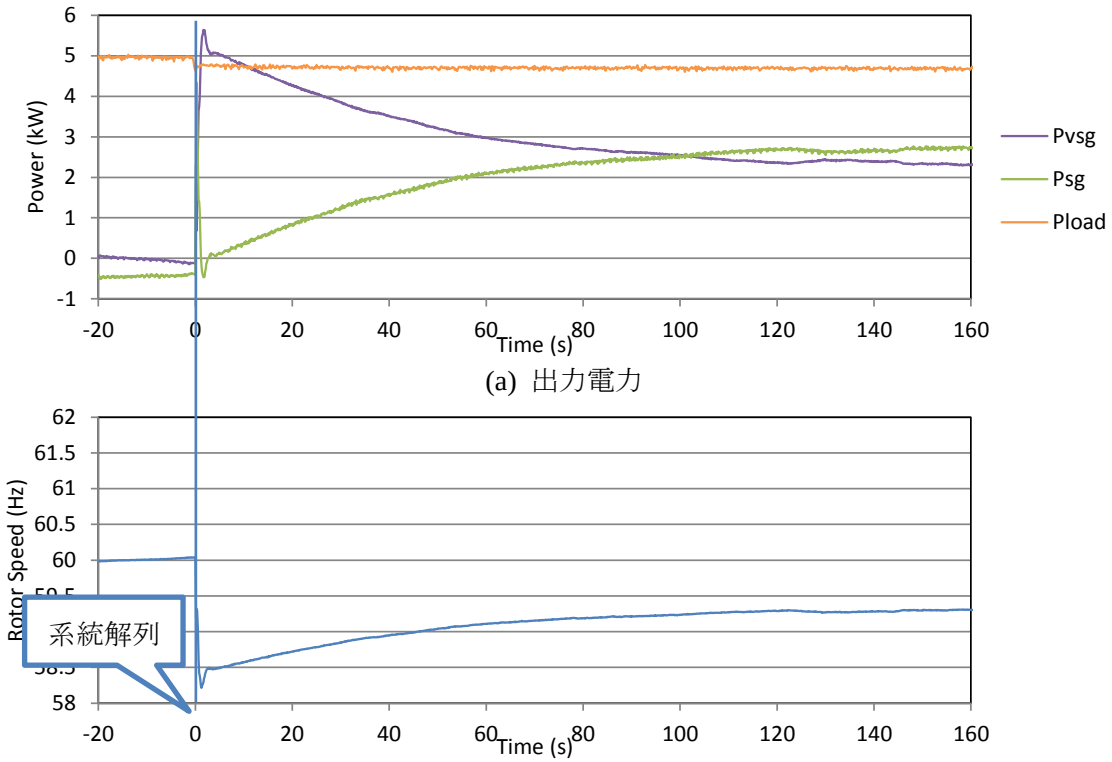
7.4.1 同期発電機との並列運転実験結果

電流制御型仮想同期発電機と同期発電機の並列運転の試験を行った。電流制御型仮想同期発電機の実験における構成では，ダイオード整流であり，回生ができない構成であった。そのため，仮想同期発電機と同期発電機を並列運転で，商用系統に連系した状態で運転し，系統解列し，自立運転に移行する試験のみを行った。試験ケースを表 7-5 にまとめた。実験でのデータロギングの関係で，長時間と短時間では別々に試験を行っており，パラメータは同じであるが，結果には差異がある。

表 7-5　電流制御型仮想同期発電機と同期発電機の並列運転試験ケース

Case	インピーダンス	単位慣性定数	
7.4-1a	r=0.2 pu, x=0.4 pu	M=4 s	長時間の試験
7.4-1b			短時間の試験
7.4-2a	r=0.2 pu, x=0.6 pu	M=4 s	長時間の試験
7.4-2b			短時間の試験
7.4-3a	r=0.2 pu, x=0.4 pu	M=8 s	長時間の試験
7.4-3b			短時間の試験

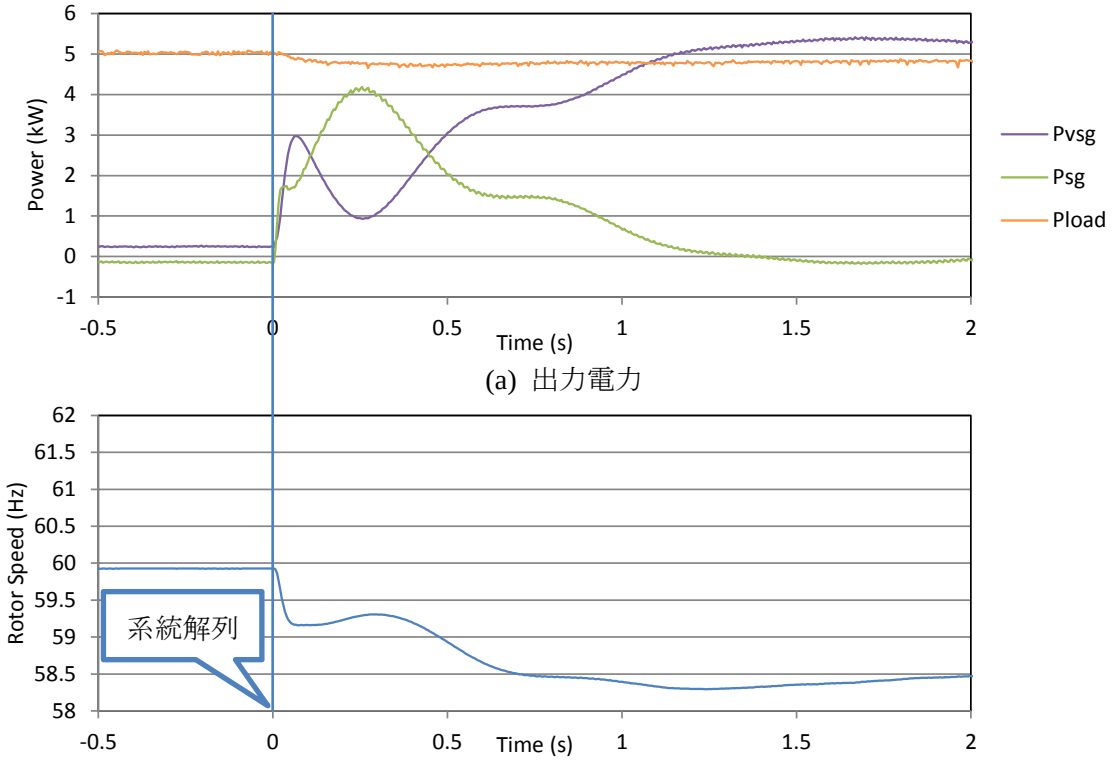
実験結果を図 7-16 から図 7-21 に示す。



(a) 出力電力

(b) 仮想同期発電機の仮想角速度

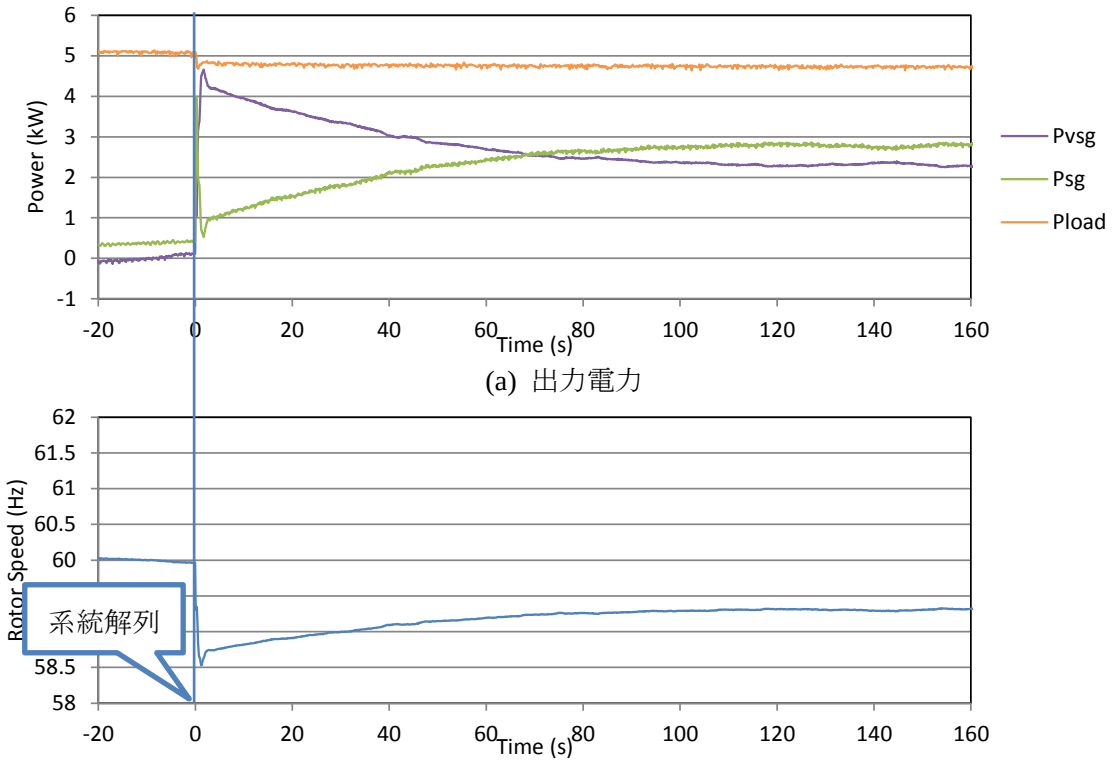
図 7-16　同期発電機との並列運転での実験結果(Case 7.4-1a x=0.4 pu, M=4 s)



(a) 出力電力

(b) 仮想同期発電機の仮想角速度

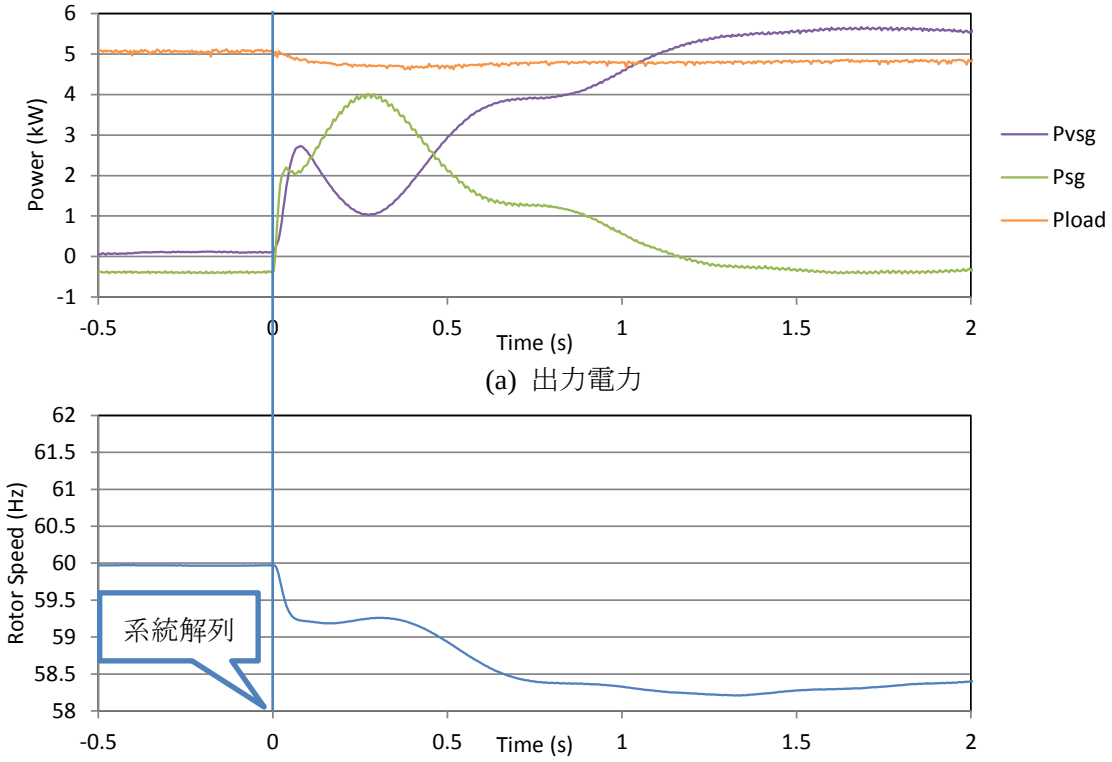
図 7-17　同期発電機との並列運転での実験結果(Case 7.4-1b x=0.4 pu, M=4 s)



(a) 出力電力

(b) 仮想同期発電機の仮想角速度

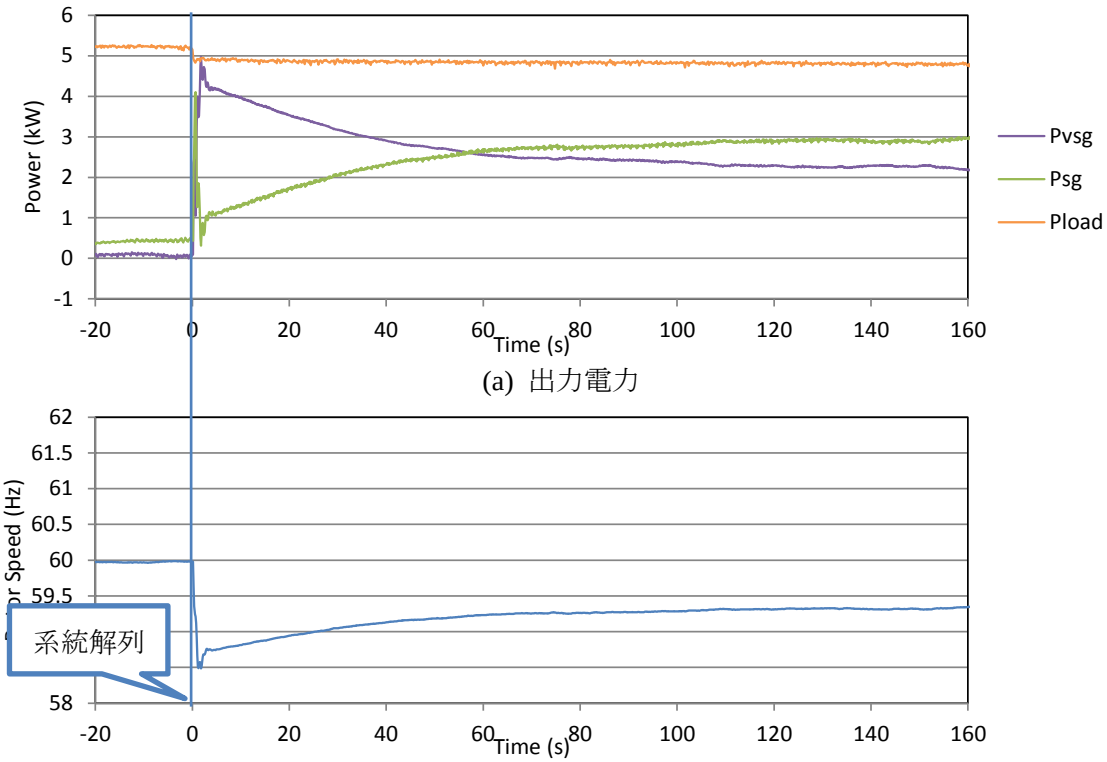
図 7-18　同期発電機との並列運転での実験結果(Case 7.4-2a x=0.6 pu, M=4 s)



(a) 出力電力

(b) 仮想同期発電機の仮想角速度

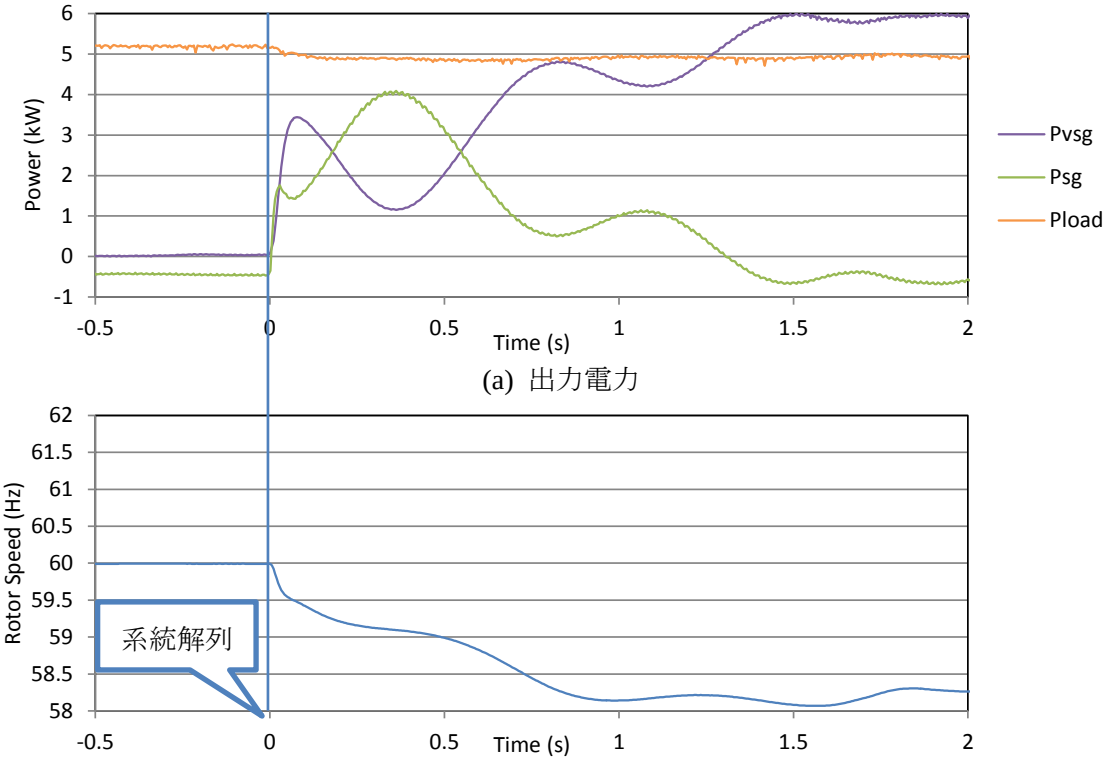
図 7-19　同期発電機との並列運転での実験結果(Case 7.4-2b x=0.6 pu, M=4 s)



(a) 出力電力

(b) 仮想同期発電機の仮想角速度

図 7-20　同期発電機との並列運転での実験結果(Case 7.4-3a x=0.4 pu, M=8 s)

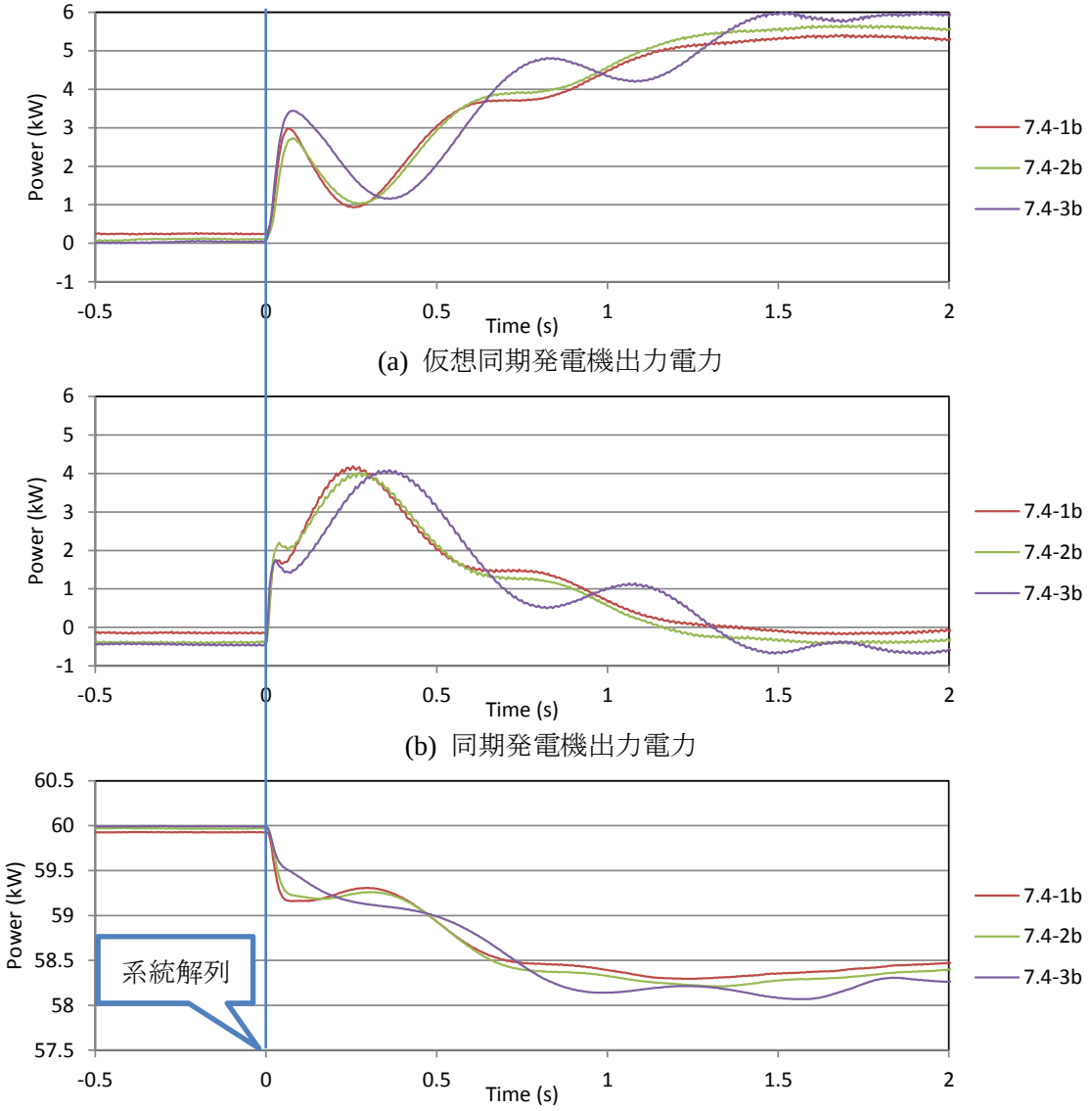


(a) 出力電力

(b) 仮想同期発電機の仮想角速度

図 7-21　同期発電機との並列運転での実験結果(Case 7.4-3b x=0.4 pu, M=8 s)

各ケースの実験結果を比較したものを図 7-22 に示す。



(a) 仮想同期発電機出力電力

(b) 同期発電機出力電力

(c) 仮想同期発電機の仮想角速度

図 7-22　各ケースでの比較

図 7-22 の結果から，単位慣性定数 M を変化させると，系統解列後の応答が異なっていることが分かる。発電機の負荷分担量は回路の特性，同期発電機のローターの慣性の特性，ガバナの特性によって決まる。一般的には，回路特性，慣性の特性，ガバナ特性の順に時定数が長いため，系統解列直後の応答は回路特性で決まり，その後の応答は慣性やガバナの特性に依存する。そのため，x が変化すると，系統解列直後の仮想同期発電機の応答が変化し，単位慣性定数 M が変化すると，系統解列直後の応答はほぼ同じで，その後の応答に違いが生じると考えられる。系統解列直後の応答については電圧制御型仮想同期発電機の場合と同様に解析できるため，7.4.2 節にて解析を行う。

7.4.2 系統解列直後の負荷分担解析

これらの実験では，系統解列の実験ではあるが，系統連系中はほぼ 0 kW で運転し，系統解列後に 5 kW の自立負荷に電力を供給しており，系統解列後の応答は自立運転中の負荷投入の応答と同じであるとみなせる。そこで，7.3.2 節と同様の解析を行う。

発電機 G_1 を同期発電機，発電機 G_2 を電流制御型仮想同期発電機として，負荷投入時の出力分担について解析する。E_1=E_2=1.0 pu であり， G_2 の同期リアクタンス X_2 はインピーダンスモデルで設定した x と等しくなる。よって，X_1=0.572 pu，X_2= x となる。また，各発電機は無負荷運転であるので P_{G10}=P_{G20}=0 であり，よって，δ_1-δ_B=δ_2-δ_B=0 である。よって，相互同期化力 K_{1B}，K_{2B} は式(7.5)，(7.6)より

$$K_{1B}=1.75 \tag{7.13}$$

$$\begin{aligned} K_{2B}&=2.50\ (x=0.4) \\ K_{2B}&=1.67\ (x=0.6) \end{aligned} \tag{7.14}$$

$$\begin{aligned} K_{1B}:K_{2B}&=0.41:0.59\ (x=0.4) \\ K_{1B}:K_{2B}&=0.51:0.49\ (x=0.6) \end{aligned} \tag{7.15}$$

各ケースにおける変動前の出力電力と変動直後の出力電力，変動量をまとめたものを表 7-6 に示す。

表 7-6　系統解列前と解列直後の出力電力の比較

Case	変動前		変動直後		変動量		
	SG 出力電力	VSG 出力電力	SG 出力電力	VSG 出力電力	SG 出力電力	VSG 出力電力	比率 (SG:VSG)
7.4-1b	-0.15 kW	0.25 kW	1.7 kW	3.0 kW	1.85 kW	2.75 kW	0.40:0.60
7.4-2b	-0.40 kW	0.10 kW	2.2 kW	2.6 kW	2.60 kW	2.50 kW	0.51:0.49
7.4-3b	-0.45 kW	0.10 kW	1.7 kW	3.5 kW	2.15 kW	3.40 kW	0.39:0.61

Case 7.4-1b と Case 7.4-3b が x=0.4 pu であり，Case 7.4-2b が x=0.6 pu である。式(7.15)と比率を比較すると，ほぼ理論値と一致しており，負荷変動直後の出力電力はインピーダンス x の値によって変化することが分かる。

7.5 両方式の比較

電圧制御型仮想同期発電機と電流制御型仮想同期発電機では，両方式とも同期発電機と負荷分担ができ，負荷変動に対しても追従できることが確認された。また，変動直後の仮想同期発電機と同期発電機との負荷分担量について，理論からの解析を行い，両方式とも解析結果と実験結果が一致することが確認された。

変動直後の負荷分担量は仮想同期発電機のインピーダンスで決まり，その後の応答については仮想同期発電機の単位慣性定数 M に依存することが分かっている。電圧制御型仮想同期発電機では，単位慣性定数 M はソフトウェア上で自由に設計できるが，インピーダンスについては，フィルタのリアクタンスで決まり，自由に設計することができない。つま

り，負荷変動直後の負荷分担量については，設計の自由度が無いといえる。負荷変動直後の負荷分担は，リアクタンスが小さい方が負担する量が大きくなる特性を持っており，7.3.2 節の解析では，負荷変動量の 78%を仮想同期発電機が負担している。負荷変動量が大きいと，仮想同期発電機が過負荷となり，過電流で運転停止する可能性もある。

一方，電流制御型仮想同期発電機では，単位慣性定数 M 及びインピーダンスはソフトウェア上で自由に設計できるので，負荷変動直後の負荷分担量を変化させることができ，設計の自由度があるといえる。同期発電機のインピーダンスと，仮想同期発電機のインピーダンスを同程度にすることもできるので，負荷変動直後の分担量も同程度にすることも可能である。その点では，仮想同期発電機が過負荷となり運転停止する可能性は低くなる。

以上のことから，同期発電機との並列運転においては，電圧制御型仮想同期発電機よりも電流制御型仮想同期発電機の方が有利といえる。

7.6 まとめ

仮想同期発電機と同期発電機の並列運転について実験により検証し，負荷変動や系統解列といった系統擾乱に対しても，両方式とも安定して運転できることを検証した。負荷変動に対する仮想同期発電機と同期発電機の過渡応答について，解析を行い，負荷変動直後の負荷分担は同期発電機の過渡リアクタンスと仮想同期発電機のリアクタンスによって決まることが明らかとなった。電流制御型仮想同期発電機では，リアクタンスを自由に設計できるので，負荷変動直後の負荷分担量を調整できることを検証した。

参考文献

[1] 三谷康範，伊瀬敏史，村上吉繁，辻毅一郎：“超電導エネルギー貯蔵装置による模擬電力系統の安定化制御実験” 電気学会論文誌 D(産業応用部門誌) Vol.108 No. 11 pp.995-1002 (1988)

[2] 新田目倖造：“電力系統技術計算の応用” 電気書院 (1981)

第8章 瞬時電圧低下時の特性

8.1 緒言

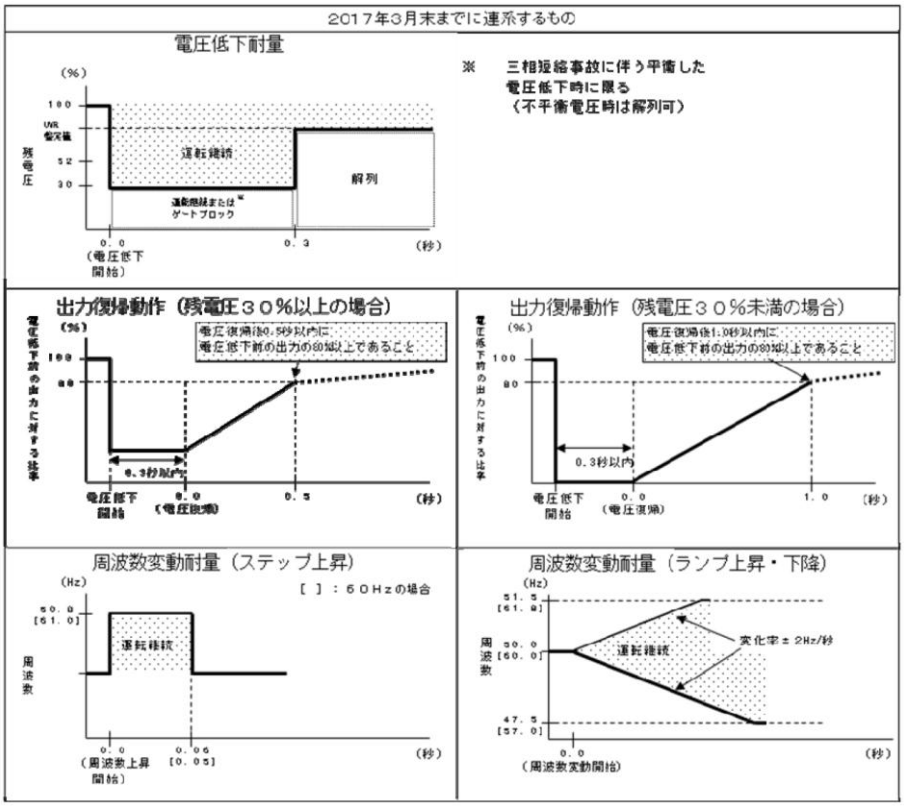
電力系統では，落雷などにより系統事故が発生すると瞬時電圧低下(瞬低)と呼ばれる短時間の電圧低下が発生する。現状では，瞬低が発生すると，インバータ連系形分散電源は過電流が流れる可能性があり，保護のため解列するように構成されている。しかし，分散電源が大量に電力系統に接続されると，瞬低により分散電源が一斉解列することになり，発電電力が急減し，周波数変動を招く可能性があるため，瞬低に対しても運転継続することが求められている。これを FRT(Fault Ride Through)と呼ばれている[1]。従来の PLL を用いたインバータ連系形分散電源では，瞬低が発生すると PLL が位相を精度よく検出できないため，瞬低に対しても位相検出が可能な PLL が研究されている[2][3]。

一方で，従来の同期発電機では，位相を検出する必要が無いため，瞬低に対しても運転継続が可能である。本論文で提案する仮想同期発電機でも，PLL を持たないため同様に，瞬低に対して運転継続できる。しかし，残電圧が小さい瞬低や瞬低時間が長いような規模の大きい瞬低が発生した場合，短時間に定格の数倍の電流が流れる可能性がある。同期発電機では，短時間であれば，定格の数倍の電流が流れても問題無いが，インバータでは，定格の数倍の電流が流れれば，過電流により停止する。また，瞬低の継続時間によっては，同期発電機は系統との同期がとれなくなり，脱調する可能性がある。

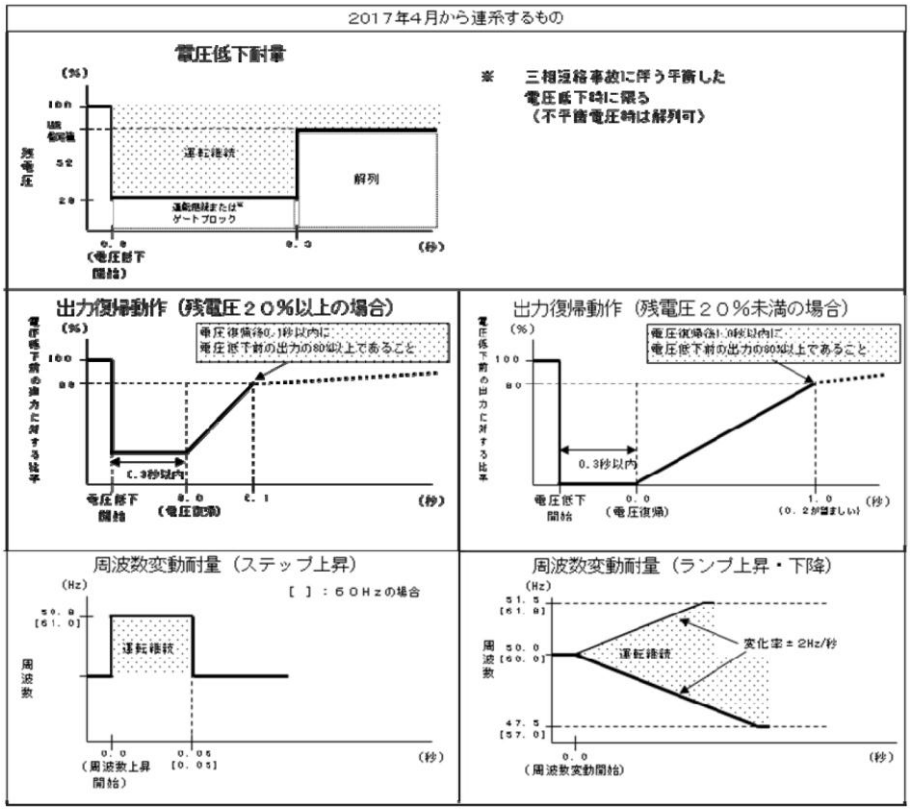
本章では，インバータ連系形分散電源に求められる FRT 機能についてまとめ，規模の大きい瞬低に対しても，過電流が流れず，また同期外れを起こさないようにするための，瞬低による過電流抑制制御を検討し，シミュレーションと実験により確認した[4][5]。

8.2 瞬時電圧低下に対するインバータ連系形分散電源の運転継続の要件

日本において系統連系する分散電源は系統連系規程に準拠する必要がある。系統連系規程の要件の一つとして，事故時の運転継続性能を FRT 要件として定められている。FRT 要件では，”三相の分散電源は残電圧が 20%以上で継続時間が 0.3 秒以下の電圧低下に対しては運転を継続し，電圧の復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰すること。”と定められている[6]。FRT 要件のイメージ図を図 8-1 に示す。残電圧 20%以下についてはゲートブロックしてもよいと規定されているため，以下では，残電圧 20%以上，継続時間 0.3 秒以下の電圧低下に対して運転継続することを目的とする。



a 2017年3月末までに連系するもの



b 2017年4月から連系するもの

図 2-3-15　太陽光発電設備の FRT 要件のイメージ

図 8-1　系統連系規程における FRT 要件のイメージ図[6]

8.3 電圧制御型仮想同期発電機

電圧制御型仮想同期発電機では，電圧制御であるのでインバータは電圧源として動作する。そのため，瞬低が発生しても，インバータの電圧は変化しないので，系統の電圧が低下すると，インバータと系統との間の電圧差が大きくなり，大電流が流れる。瞬低に対しても運転継続するためには，瞬低による過電流を抑制するための制御が必要となる。

8.3.1 瞬低時の過電流について

電圧制御型仮想同期発電機が系統連系運転中に，残電圧 0%の瞬時電圧低下を発生した時のシミュレーションを行った。シミュレーションでは PSCAD/EMTDC を用いた。

図 8-2 に 3.0 秒から 3.3 秒の間，瞬低が発生した時の各相の相電流を示す。

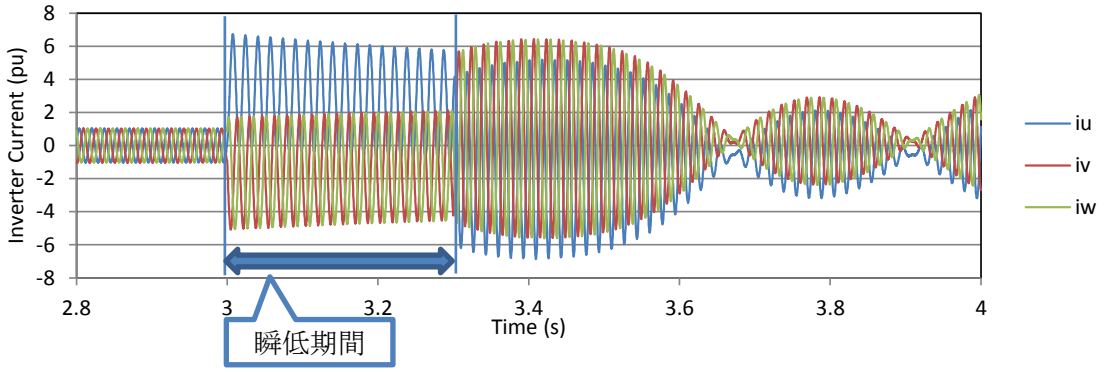


図 8-2　0%瞬停(残電圧 0%)発生時の各相電流波形

図 8-2 の瞬低時の電流波形を分析すると，過電流の問題は瞬低発生時の過電流，瞬低中及び瞬低後の過電流，瞬低発生時から瞬低後まで続く電流不平衡の 3 種類に分類できる。それぞれについて，過電流を抑制する制御を検討する。

8.3.2 瞬低発生時の過電流対策

電圧制御型仮想同期発電機は電圧源として動作する。そのため，瞬低が発生すると，系統の電圧が低下するため，インバータと系統の間に電圧差が生じ，大電流が流れると考えられる。瞬低発生時の過電流の原因はこれによるものと考えられる。そこで，瞬低時にインバータの出力電圧を系統電圧に追従させて下げることで，瞬低時の過電流を抑えることが可能であると考えられる。系統電圧実効値をフィードバックし，PWM の電圧実効値指令値に入力するように制御を追加した。制御ブロック図を図 8-3 に示す。

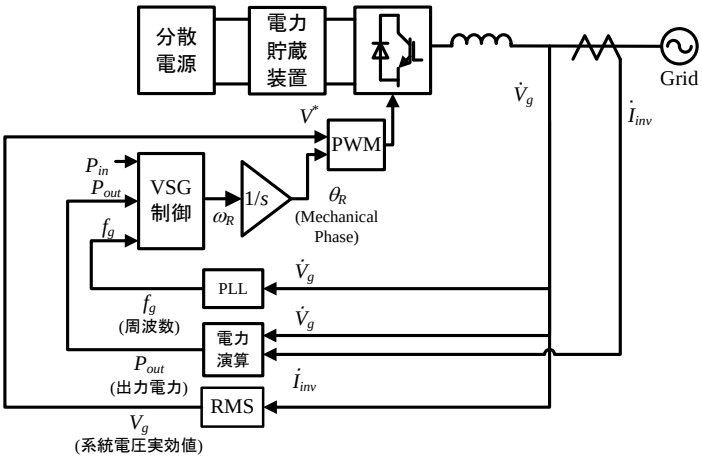


図 8-3　系統電圧に追従する機能を含む場合の制御ブロック図

この制御を組み込んだ場合の瞬低時の各相の相電流を図 8-4 に示す。

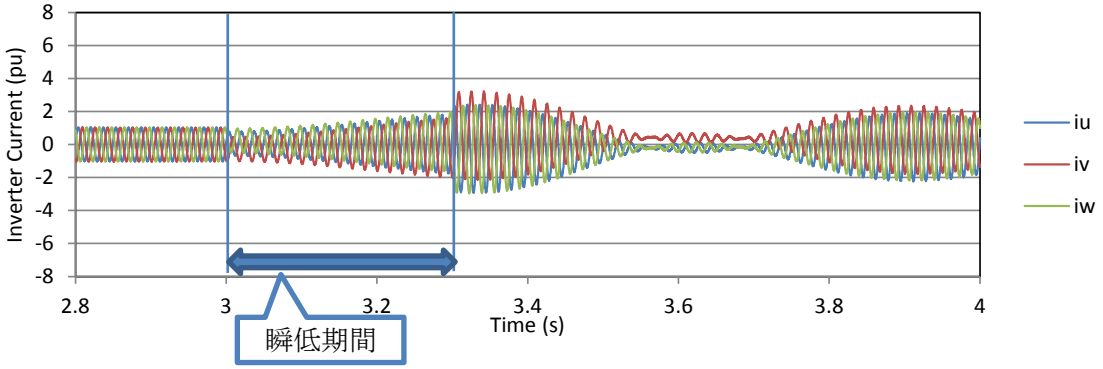


図 8-4　系統電圧追従制御を組み込んだ場合の各相電流波形(0%瞬停)

図 8-4 から，瞬低発生時の過電流は低減できたことを確認できた。ただし，瞬低中及び瞬低後には過電流が流れている。

8.3.3 瞬低中及び瞬低後の過電流対策

瞬低中及び瞬低後に過電流が流れる原因として，インバータと系統との位相差が定常運転時と比べて大きくなることが考えられる。

瞬低が発生すると，出力電力は小さくなる。そのため仮想同期発電機制御では仮想機械角速度 ω_R が加速し，系統との位相差が大きくなる。そのため，電流が定格以上流れることとなる。過電流が流れないようにするためには，機械角速度が加速しないように制御する必要がある。そこで，仮想同期発電機制御の仮想的な機械入力電力 P_{in} を系統電圧に合わせて制御することで系統との位相差を一定に保つ方法を提案する。この場合仮想同期発電機に接続された分散電源からの入力が一定すると，P_{in} との差分は電力貯蔵装置によって吸収されることとなる。

出力電力と電圧の関係について考察する。図 6-1 の回路でのインバータの出力電力 P_{out}

は系統との位相差を δ とすると

$$P_{out} = \frac{V_{inv}V_g}{X}\sin\delta \tag{8.1}$$

V_{inv}=V_g と制御しているので

$$P_{out} = \frac{V_g^{\ 2}}{X}\sin\delta \tag{8.2}$$

系統の位相差を一定に保つように制御するので sinδ は一定であることから出力電力 P_{out} は系統電圧 V_g の二乗に比例することが分かる。よって，P_{in} を V_g^2 に比例するように制御することで機械角速度を加速しないようにすることができる。この制御を組み込んだ制御ブロック図を図 8-5 に示す。

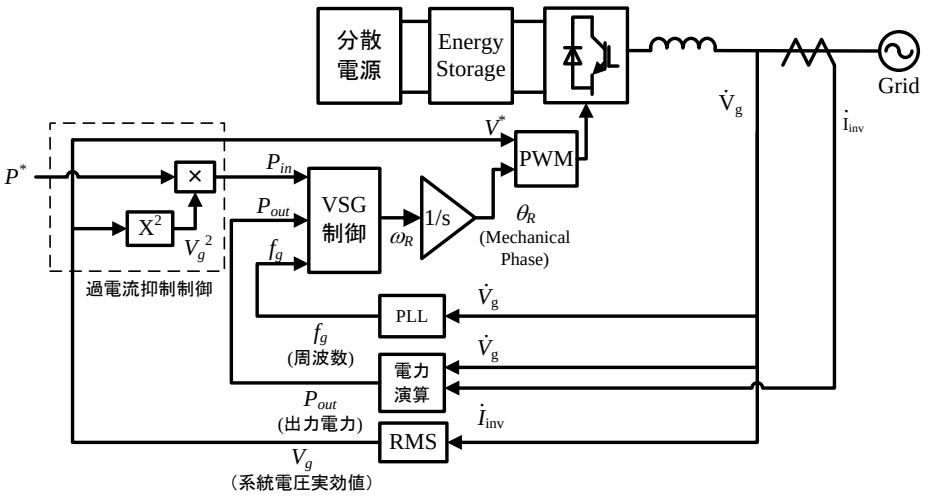


図 8-5　瞬低中の過電流抑制制御を含む制御ブロック図

この制御を組み込んだ場合の瞬低時の電流波形を図 8-6 に示す。

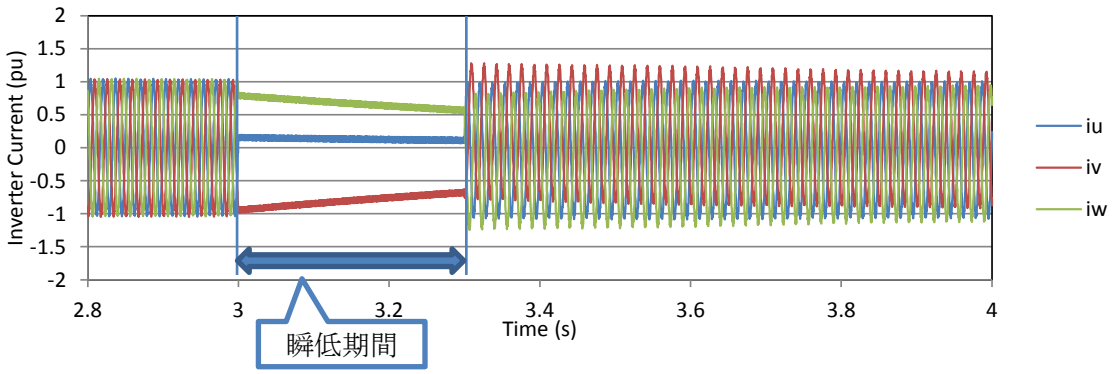


図 8-6　瞬低中の過電流抑制制御を組み込んだ場合の各相電流波形(0%瞬停)

これより，瞬低中の位相差は変化せず，瞬低中及び瞬低後の過電流が抑制されていることが確認できた。

8.3.4 瞬低による電流不平衡対策

瞬低が発生すると電流は不平衡となる。これは，三相それぞれに流れる瞬時電流が異なるため，瞬低に対する過渡応答が相によって異なるためである。電流不平衡を早く収束させる方法として仮想抵抗を用いる制御を提案する。瞬低による電流不平衡の収束の時定数は連系線にあるリアクタンス成分と抵抗成分によって決まり，抵抗成分が大きければ不平衡は早く収束する。実際に抵抗を加えると抵抗による損失が発生するので，制御上でのみ抵抗成分を加える仮想抵抗の導入を考える。

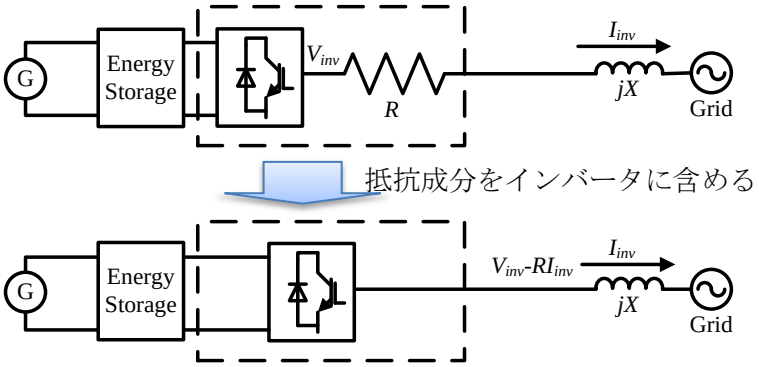


図 8-7　仮想抵抗制御概要図

仮想抵抗制御ではインバータの出力電圧を V_{inv}-RI_{inv} とすることで抵抗が接続された場合の電圧が出力される。仮想同期発電機制御では，系統への出力電力をフィードバックしているため，定常状態においては系統への出力電力は出力電力指令値 P_{in} と一致するので，仮想抵抗制御の影響は無いと考えられる。仮想抵抗制御を組み込んだ場合の制御ブロック図を図 8-8 に示す。

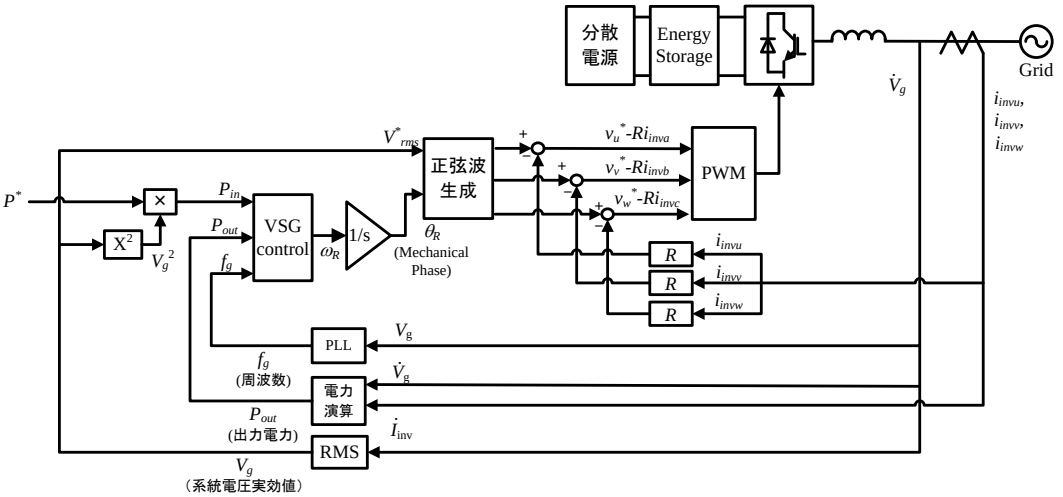


図 8-8　仮想抵抗制御を含む場合の制御ブロック図

仮想抵抗の抵抗値は小さいと不平衡の収束が遅くなり，抵抗値が大きいと，瞬低後の過電流が大きくなる。不平衡の収束の時定数と，瞬低後の過電流を勘案し本論文では仮想抵抗の抵抗値を 0.013 pu とした。

この制御を適用した場合の電流波形を図 8-9 に示す。

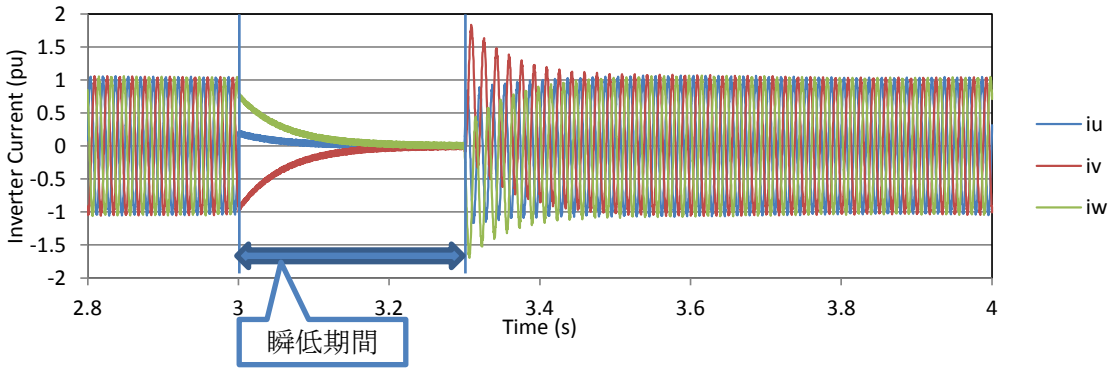


図 8-9　仮想抵抗制御を組み込んだ場合の各相電流波形(0%瞬停)

図 8-9 より瞬低による過電流は抑制できていると確認できる。また，3.8 秒には電流は瞬低前と同様の波形となっており，系統連系規程を満足しているといえる。

8.4 電流制御型仮想同期発電機

電流制御型仮想同期発電機では，電流制御であるので，瞬低が発生しても，電流指令値通りの電流を出力するように動作するため，電流指令値が定格以上とならなければ，過電流となることは無い。しかし，これは，系統と同期できていることが前提である。残電圧が小さい場合や，継続時間が長いような規模の大きな瞬低に対しては，系統と同期がとれなくなり，脱調する可能性がある。脱調すると，電流制御は正しく動作できないので，過電流が流れインバータが停止する可能性がある。そのため，電流制御型仮想同期発電機においても，瞬低による過電流抑制制御が必要となる。

8.4.1 瞬低による過電流抑制制御

電流制御型仮想同期発電機において，瞬低が発生すると，フィードバックしている系統電圧が低下し，仮想同期発電機制御が大きく変動し，脱調することになる。そこで，フィードバックする電圧に可変ゲインを追加し，系統の電圧が低下してもフィードバックした電圧が低下しないようにすることで，瞬低による過電流抑制制御を実現した。

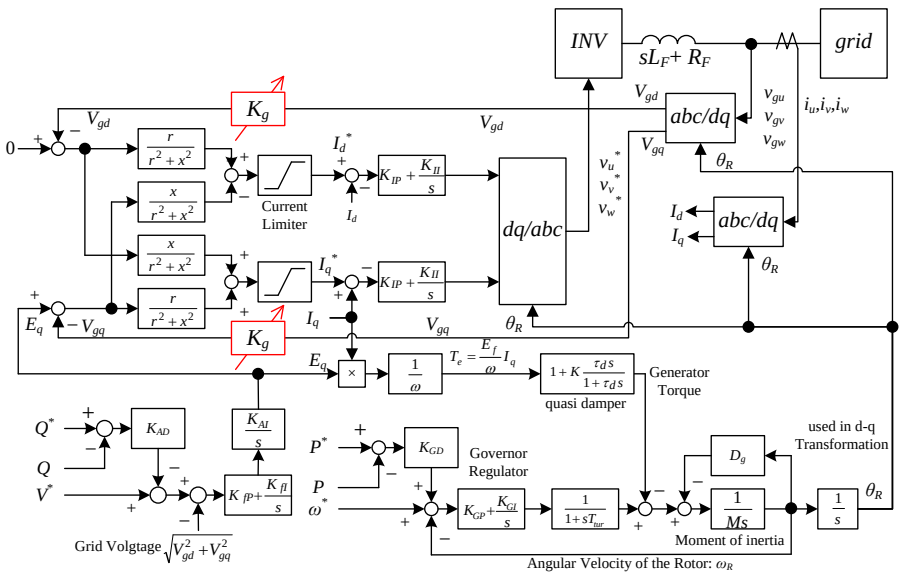


図 8-10　瞬低による過電流抑制制御を加えた電流制御型仮想同期発電機

可変ゲイン K_g は式(8.3)のように設定する。

$$
\begin{aligned}
K_g &= 1 && \left(\sqrt{V_{gd}{}^2+V_{gq}{}^2} > V_{g\max}\right) \\
K_g &= \frac{V_{g\max}}{\sqrt{V_{gd}{}^2+V_{gq}{}^2}} && \left(V_{g\max} > \sqrt{V_{gd}{}^2+V_{gq}{}^2} > V_{g\min}\right) \\
K_g &= \frac{V_{g\max}}{V_{g\min}} && \left(V_{g\min} > \sqrt{V_{gd}{}^2+V_{gq}{}^2}\right)
\end{aligned}
\tag{8.3}
$$

ここで，V_{gmax},V_{gmin} は本論文で提案する過電流抑制制御が動作する電圧範囲であり，$\sqrt{V_{gd}{}^2+V_{gq}{}^2}$ は系統電圧実効値である。系統電圧が V_{gmax} 以上では，式(8.3)の第一式となり，K_g=1 であるので，過電流抑制制御は動作しない。系統電圧が V_{gmax} 以下となると，式(8.3)の第二式となり K_g が系統電圧に対して反比例するようになり，仮想同期発電機制御に入力される系統電圧は V_{gmax} に維持される。式(8.3)の第二式では，系統電圧の実効値が分母にあり，系統電圧が 0 に近くなると，K_g が無限大に大きくなる。そのため，系統電圧が V_{gmin} 以下となると，式(8.3)の第三式となり，K_g は固定値となり，瞬低による過電流を抑制できない。これを一つの式で表すと式(8.4)になる。

$$
K_g = \frac{Max\left(\sqrt{V_{gd}{}^2+V_{gq}{}^2}, V_{g\max}\right)}{Max\left(\sqrt{V_{gd}{}^2+V_{gq}{}^2}, V_{g\min}\right)} \tag{8.4}
$$

一般的に電力系統では，常時，系統電圧を公称電圧の±5%の範囲内で維持されている。また, 残電圧 20%以上の瞬低に対して運転継続する必要がある。そこで, 本論文では, V_{gmax}=0.95, V_{gmin}=0.05 と設計し，系統電圧が 95%から 5%の範囲で，過電流抑制制御が動作するようにした。

可変ゲイン K_g と電圧実効値の関係をグラフで表すと図 8-11 になる。

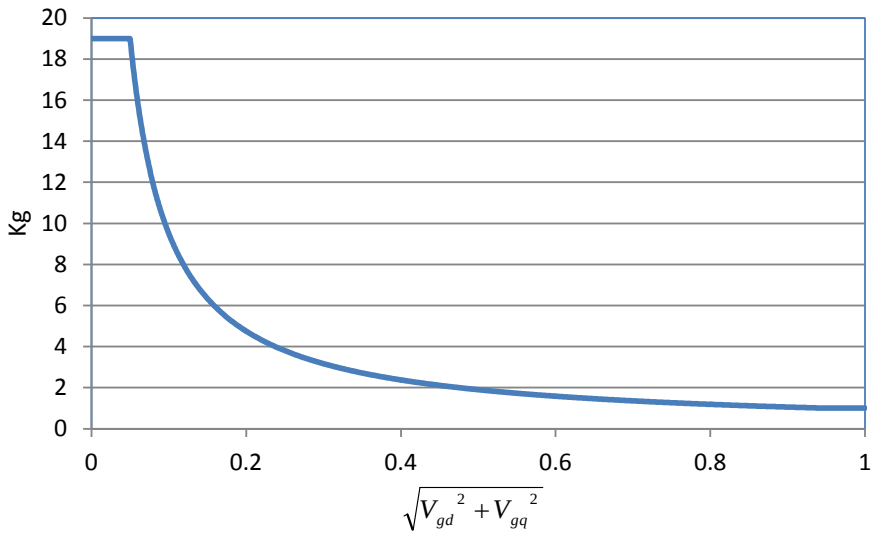
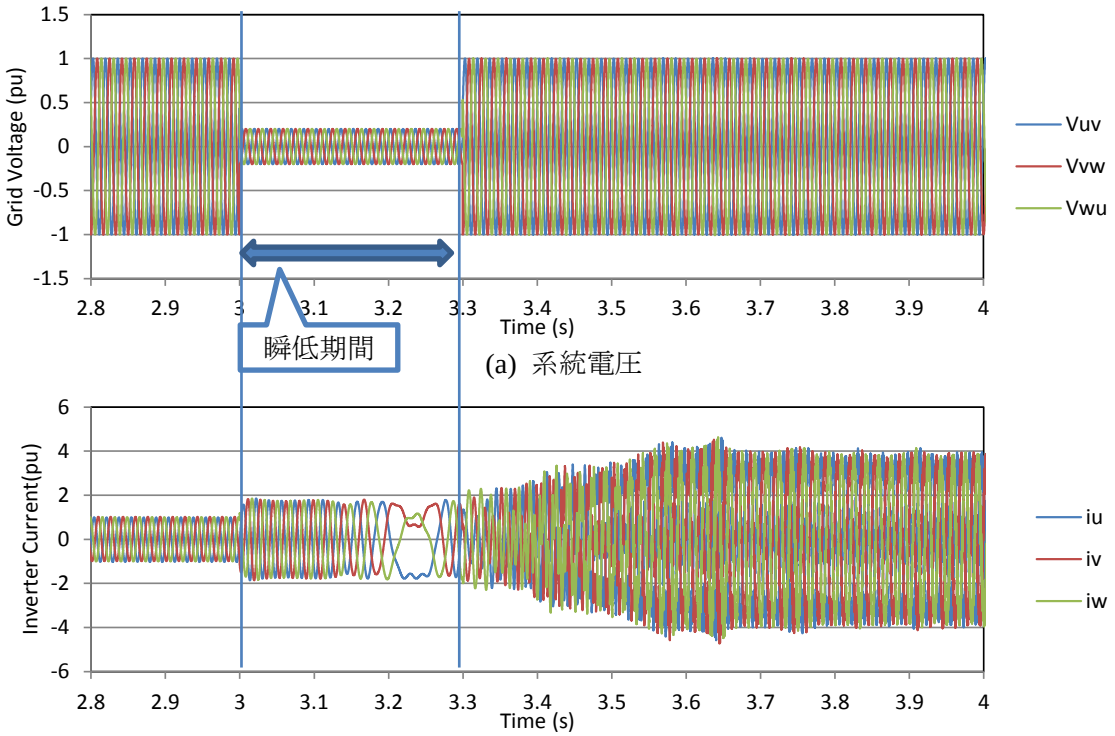


図 8-11　K_g と電圧実効値の関係

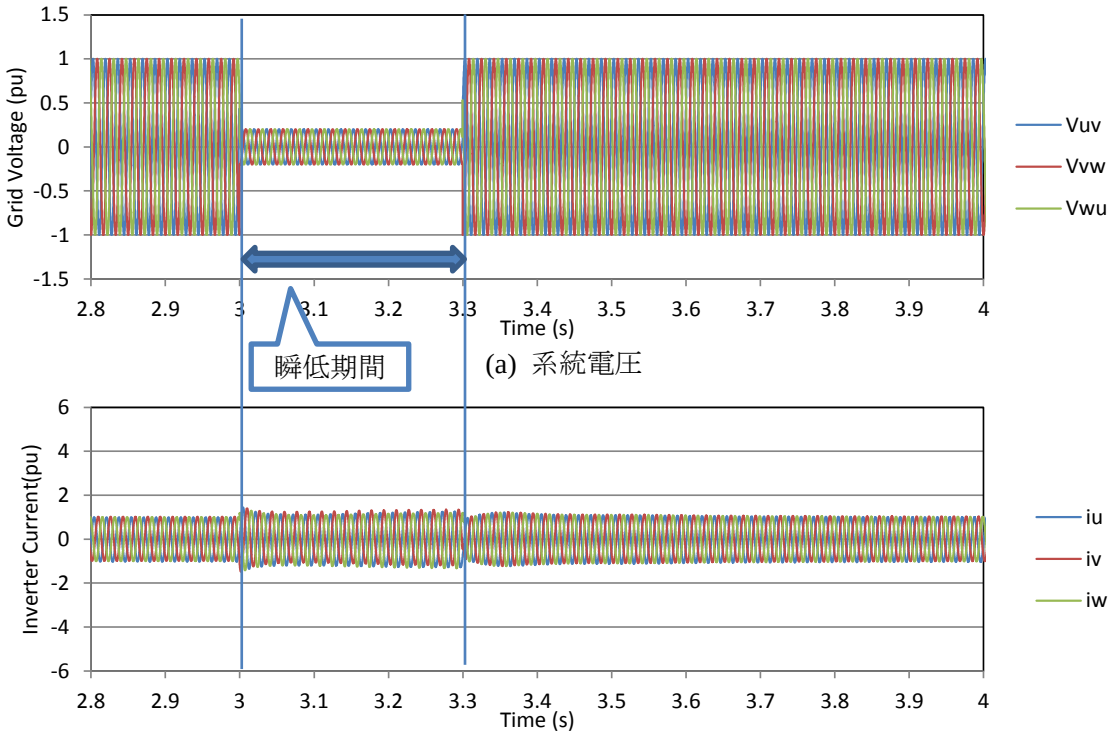
8.4.2 シミュレーション結果

定格出力で運転中に，3 秒から 3.3 秒の間で，残電圧 20%の瞬低が発生した時のシミュレーションを行った。シミュレーション結果を図 8-12，図 8-13 に示す。8.4 節のシミュレーションでは，川崎重工業で内製の統合シミュレータ[7]を用いた。



(b)　インバータ電流

図 8-12　過電流抑制制御無しの場合の各相電圧・電流波形



(a) 系統電圧

(b)　インバータ電流

図 8-13　過電流抑制制御有の場合の各相電圧・電流波形

図 8-12 から分かるように過電流抑制制御が無い場合は，瞬低発生後に定格の 2 倍近くの電流が流れ，3.2 秒ごろには電流が大きく歪んでおり，電流制御ができていないことが分かる。これは，瞬低中に仮想同期発電機が系統と同期できなくなり脱調したためと考えられる。一方，過電流抑制制御ありの場合では，図 8-13 から分かるように，瞬低直後に定格の 1.5 倍の電流が流れるが，脱調すること無く運転を継続し，3.8 秒のところでは，既に電流は瞬低前と同様の波形となっており，瞬低後 0.5 秒で元の状態に回復していることが分かる。また，系統連系規程を準拠できることが確認できる。

8.4.3 実験結果

実験では，系統連系運転中に三相地絡事故を発生させ，瞬低を模擬した。実験設備の関係上，地絡抵抗は 10 Ω である。実験設備構成を図 8-14 に示す。TU は模擬送電線 1 ユニットであり，回路定数は表 7-2 のとおりである。

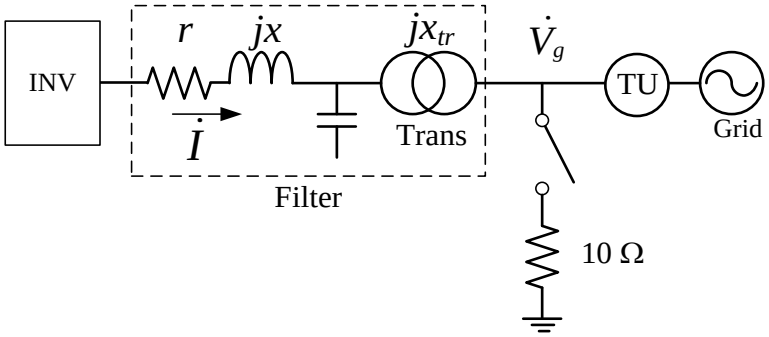
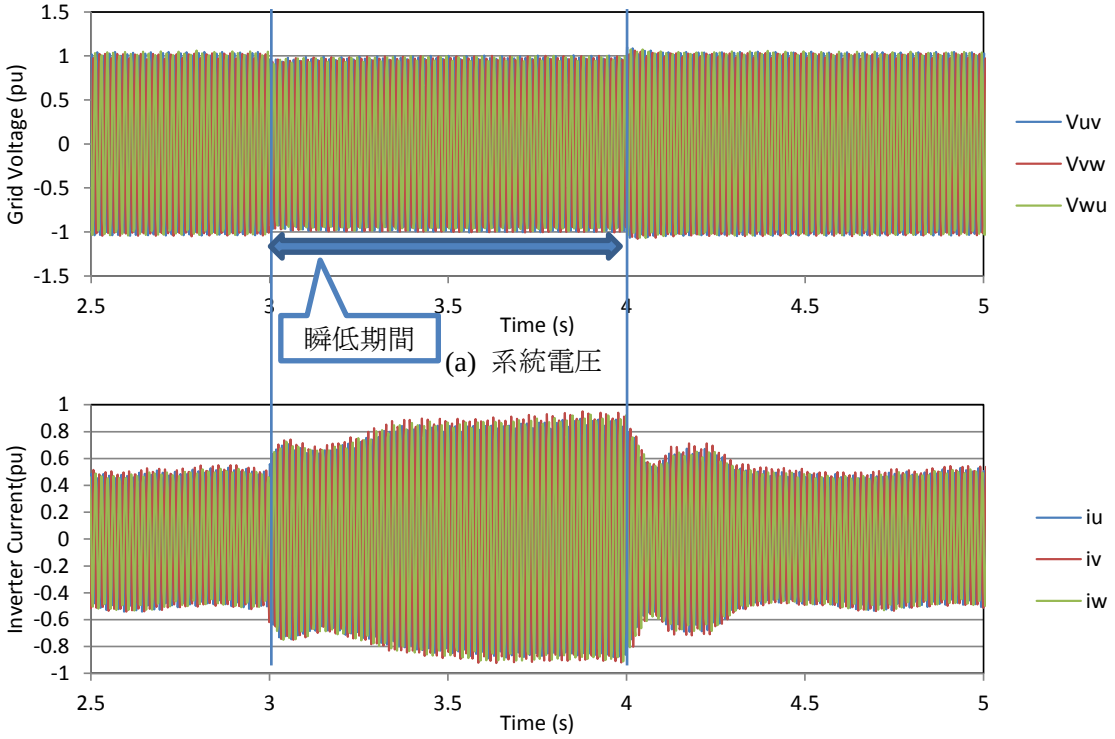


図 8-14　瞬低による過電流抑制制御検証の実験構成

図 8-14 の Grid は，実験室の 200 V 分電盤から変圧器で 460 V に昇圧し接続している。実験を行った時は，分電盤における電圧が高めに維持されており，地絡事故を発生させても，定格の 95%程度の電圧であり，過電流抑制制御がほとんど動作しなかった。そこで，制御プログラム上で設定した定格電圧を 460 V から 489 V に変更した。一方，実験設備の構成は変更していない。

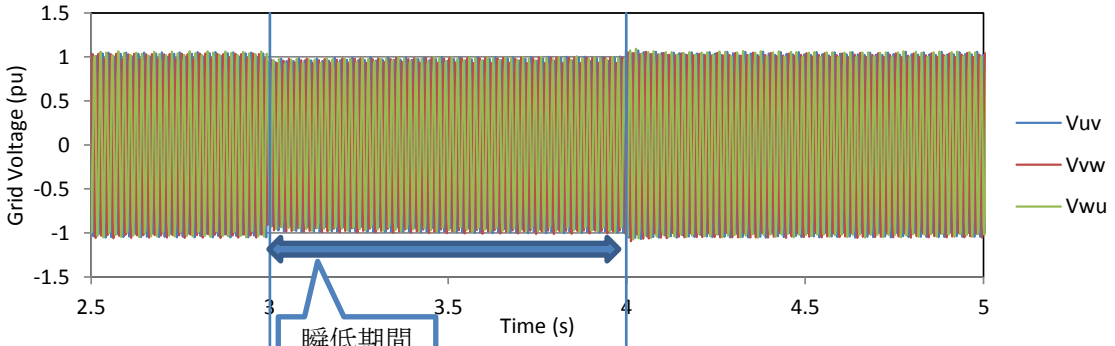
実験では瞬低継続時間を 1 秒に設定した。0.5 pu の有効電力を出力中に，3 秒から 4 秒の間で三相地絡事故を発生させた。実験結果を図 8-15，図 8-16 に示す。



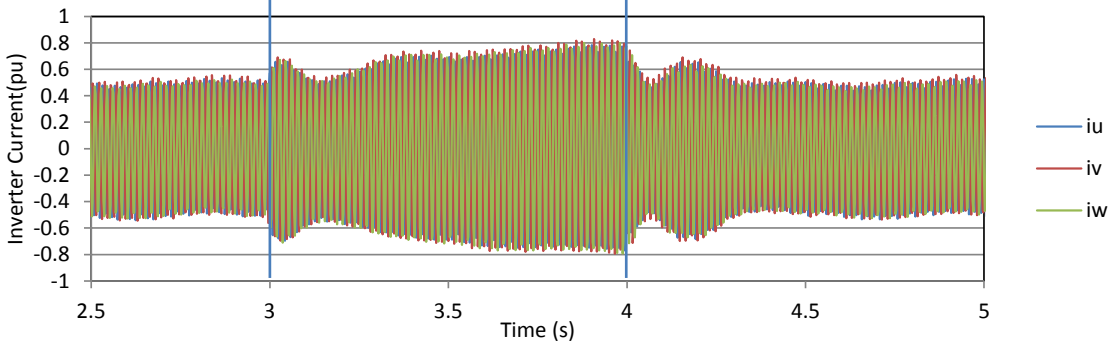
(a) 系統電圧

(b)　インバータ電流

図 8-15　過電流抑制制御無しの実験結果



(a) 系統電圧

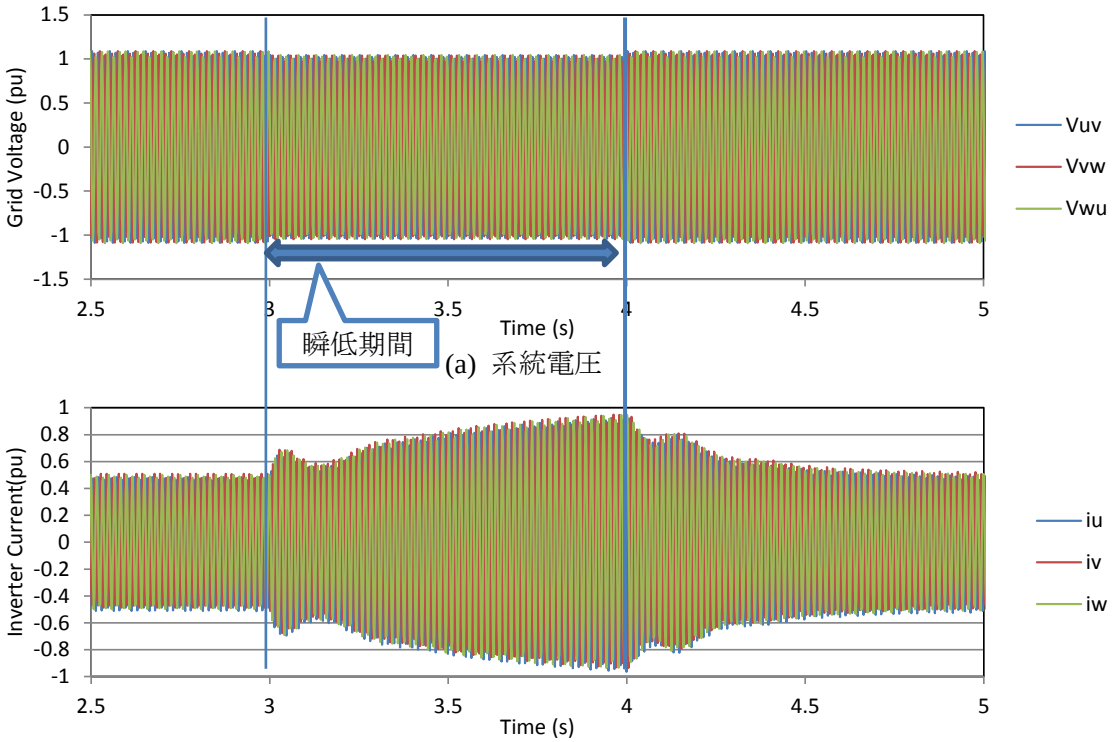


(b)　インバータ電流

図 8-16　過電流抑制制御有の実験結果

実験結果から，三相短絡事故中は残電圧が 91% (445 V)まで低下していることが分かる。瞬低が発生すると電流が増加しており，過電流抑制制御がある場合は，無い場合と比べて，電流が減少していることが分かる。瞬低の残電圧が大きいため，過電流抑制制御が無くても，定格以上の電流が流れることは無く，インバータは停止せず，運転継続できた。

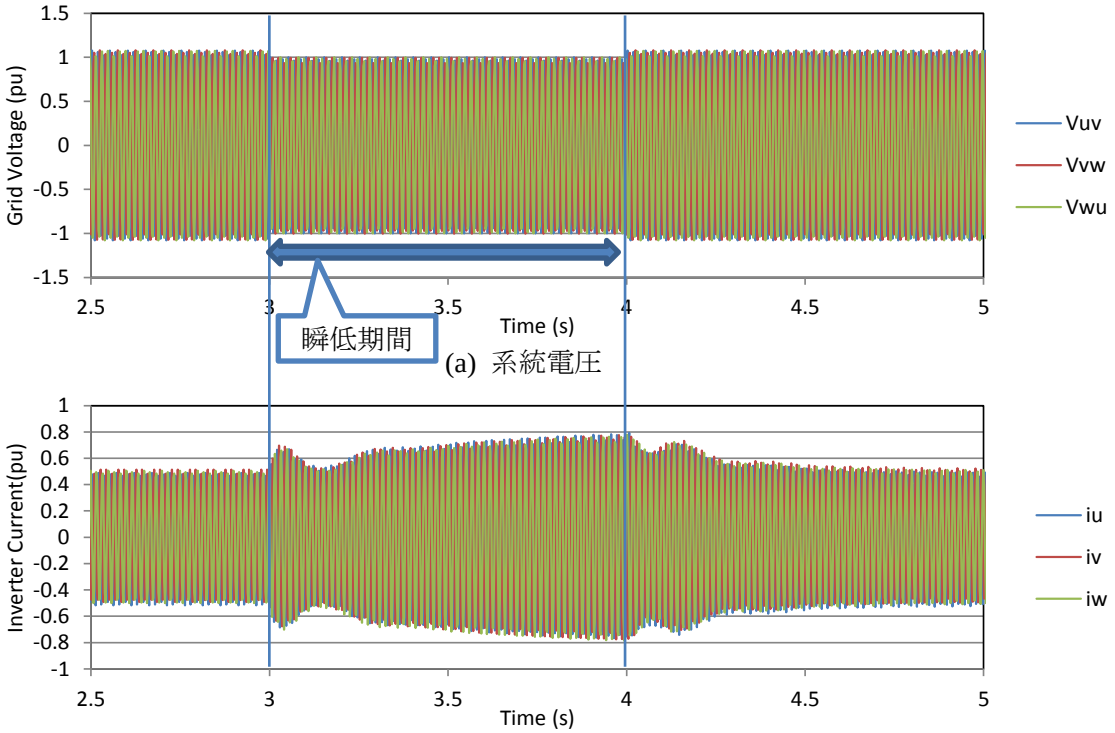
8.4.2 節のシミュレーション結果の妥当性を確認するため，実験と同条件でシミュレーションを行った。ただし，シミュレーションでは，地絡事故を発生させるのでは無く，瞬低期間中は系統電圧を定格の 91% (445 V)に低下させ，0.1 rad の位相跳躍を発生させた。シミュレーション結果を図 8-17，図 8-18 に示す。



(a) 系統電圧

(b) インバータ電流

図 8-17 過電流抑制制御無しのシミュレーション結果



(a) 系統電圧

(b) インバータ電流

図 8-18 過電流抑制制御有のシミュレーション結果

図 8-15 と図 8-17，図 8-16 と図 8-18 をそれぞれ比較すると，ほぼ同様の結果となって

おり，8.4.2 節のシミュレーション結果が妥当であると確認できる。残電圧が小さければ，8.4.2 節で示したように，過電流抑制制御が無ければ運転継続できず，過電流抑制制御があれば，FRT 機能を持つことができるといえる。

8.5 両方式の比較

電圧制御型仮想同期発電機及び電流制御型仮想同期発電機ともに，残電圧が低いような規模の大きい瞬低が発生すると，過電流が流れた。これは，実際の同期発電機でも同様の現象が発生する。

電圧制御型仮想同期発電機では，瞬低発生直後に過電流が流れるが，電流制御型仮想同期発電機では，瞬低発生直後には過電流は流れなかった。電流制御系の指令値のリミッタにより電流指令値が制限されることと，電流制御により，過電流が流れる前に電流が制限されたためと考えられる。 そのため，瞬低発生直後の過電流を抑制するための制御は電圧制御型仮想同期発電機には必要であるが，電流制御型仮想同期発電機には不要であるといえる。

瞬低中及び瞬低後の過電流の原因は，瞬低中にローターモデルの電気的出力電力が減少するにもかかわらず，機械的入力電力が一定であるため，ローターが加速し，系統との位相差が大きくなったり，脱調したりするためである。この現象は電圧制御型仮想同期発電機と電流制御型仮想同期発電機の両方で発生する可能性があるため，両方式とも対策が必要となる。電圧制御型仮想同期発電機では，ローターモデルの機械的入力を系統電圧に合わせて小さくして，ローターが加速しないようにしている。電流制御型仮想同期発電機では，フィードバックゲインを調整することによってフィードバックする系統電圧を下がらないようにしているため，系統電圧が下がっても，図 8-10 の電気トルク T_e が減少しないため ，ローターが加速しない。両方式とも，機械的入力か，電気的出力電力かの違いはあるが，ローターが加速しないように制御している点では同じ方法であるといえる。

瞬低による電流の不平衡対策であるが，電圧制御型では仮想抵抗を付加している。一方，電流制御型仮想同期発電機では，インピーダンスモデルに抵抗成分があるため，仮想抵抗が無くとも電流の不平衡は大きく表れなかったと考えられる。

8.6 まとめ

本章では，系統連系規程に定められている，インバータ連系形分散電源に求められる，瞬低時の運転継続性(FRT)について整理した。電圧制御型仮想同期発電機と電流制御型仮想同期発電機の両方式とも，対策無しでは瞬低により過電流が流れることをシミュレーションにより確認し，瞬低による過電流を抑制するための制御方式について検討した。その結果，系統連系規程を満足できることをシミュレーションにより明らかにした。また，シミュレーションと実験結果を比較し，シミュレーション結果の妥当性を評価した。

参考文献

[1] 福井千尋：“用語解説(第 38 回テーマ：フォルトライドスルー)” 電気学会論文誌 B(電

力・エネルギー部門誌) Vol. 134 No. 5 ニュースレター (2014)

[2] 大堀彰大，服部将之，舟木剛：“複素係数フィルタを用いた系統連系インバータの位相同期ループ” 電気学会論文誌 D(産業応用部門誌)Vol. 133 No. 4 pp.388-394 (2013)

[3] 大堀彰大，服部将之，舟木剛：“複素係数フィルタを用いた位相同期ループ” 平成 23 年電気学会産業応用部門大会 Vol.1 No.101 (2013)

[4] K. Sakimoto, K. Sugimoto, Y. Shindo, “Low Voltage Ride Through Capability of a Grid Connected Inverter based on the Virtual Synchronous Generator” Proc. of IEEE Intrnl. Conf. of Power Electronics and Drive Systems, pp.1066-1071 (2013)

[5] J. Alipoor，三浦友史，伊瀬敏史：“Evaluation of Virtual Synchronous Generator (VSG) Operation under Different Voltage Sag Conditions” 電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会 PE-12-060, PSE-12-076 (2012)

[6] 社団法人日本電気協会 系統連系専門部会：“系統連系規程 JEAC9701-2012 [2013 年追補版(その 1)]” オーム社 (2013)

[7] 原田卓，進藤裕司，川村正英：“電力変換装置の統合シミュレータ” 平成 23 年電気学会産業応用部門大会 Vol.1 No.349 (2013)

第9章 結論

近年，太陽光発電などに代表されるインバータ連系形分散電源の導入量が増加している。従来のインバータ連系形分散電源では，導入量が増加すると系統が不安定になる。また，系統連系から自立運転へ無瞬断で移行することが難しいといった課題があった。それらの課題を解決する制御方式として，仮想同期発電機制御が提案されており，本論文では電圧制御型仮想同期発電機と電流制御型仮想同期発電機の二方式を提案した。また，両方式について，同期化力及び制御の安定性について解析を行い，パラメータの設計方法を確立した。実験装置及びコンピュータシミュレーションを用いて，系統連系運転から自立運転への移行及び同期発電機との並列運転における本提案制御方式の有効性について検証した。また，系統の事故によって発生する瞬時電圧低下に対する運転継続性(Fault Ride Through：FRT)についても検証した。本論文により得られた結果を以下に要約する。

第 1 章では，太陽光発電や風力発電，蓄電池といった分散電源の動向について説明し，インバータ連系形分散電源の課題についてまとめた。また，本研究の研究目的を明らかにした。

第 2 章では，インバータ連系形分散電源の制御方式についてまとめた。また，従来方式課題を解決するための制御方式として，仮想同期発電機制御を提案した。

第 3 章では，仮想同期発電機制御に適用するための同期機の特性として，運動方程式，インピーダンス，制動効果，ガバナ・AVR のモデルについてまとめた。

第 4 章では，電圧制御型仮想同期発電機と電流制御型仮想同期発電機の 2 つの仮想同期発電機制御について提案した。また両方式について比較を行い，電圧制御型仮想同期発電機では，制御の構成がシンプルであるが，設計の自由度が低い，一方で電流制御型仮想同期発電機では，制御構成が複雑で，設計の自由度は高いことを明らかにした。また，電流制御型仮想同期発電機では，自立運転時に負荷によっては不安定となる可能性があり，電圧制御型仮想同期発電機の方が自立運転には有利であると明らかにした。

第 5 章では，仮想同期発電機での系統連系運転及び，系統連系から自立運転への無瞬断切り替えができることを実験及びシミュレーションにより検証した。電流制御型仮想同期発電機では，パラメータを適切に設計しなければ，不安定になる可能性があることを明らかにした。

第 6 章では，仮想同期発電機が持つ同期化力について解析を行い，PLL が無くとも系統と同期をとることができることを明らかにした。また，系統連系運転及び自立運転での制御の安定性の評価を行い，電圧制御型仮想同期発電機では，パラメータの設定に関係無く，

系統連系及び自立運転において安定であることを確認した。一方電流制御型仮想同期発電機では，安定条件からパラメータの設計に制約があることを明らかにした。さらに安定性解析から，制御パラメータの設計法について検討した。

第 7 章では，同期発電機と仮想同期発電機の並列運転について実験により検証した。同期発電機と仮想同期発電機との間で負荷分担を実現でき，負荷変動や系統解列といった系統擾乱に対しても運転継続できることを検証した。また，負荷変動に対する過渡応答を解析し，負荷変動直後の負荷分担は，同期発電機の過渡インピーダンスと仮想同期発電機のインピーダンスの関係で決まることを明らかにした。電圧制御型仮想同期発電機ではインピーダンスが変更できないが，電流制御型仮想同期発電機では自由に設計できるため，同期発電機との並列運転においては，電流制御型仮想同期発電機の方が有利であることを明らかにした。

第 8 章では，インバータ連系形分散電源に求められる瞬時電圧低下時の運転継続性能についてまとめた。残電圧の低い瞬低に対しては，仮想同期発電機制御では過電流が流れ，インバータが停止する可能性があり，瞬低による過電流を抑制するための制御を提案した。また，シミュレーションにより提案する制御方式を適用することで系統連系規程に準拠することを検証した。また実験によりシミュレーションの妥当性を評価した。

本研究の成果は，インバータ連系形分散電源に適用する仮想同期発電機制御について，二つの方式を提案し，シミュレーション及び実験により実現可能であることを検証した。

今後の課題として以下のようなことが挙げられる。

- 自立系統において不平衡負荷や定電力負荷，非線形負荷といった様々な負荷が接続された状態で運転が可能かどうかについて検証する必要がある。特に，電流制御型仮想同期発電機が自立運転時に電流制御が安定するかどうかについての解析も必要である。

- 同期発電機との並列運転において，系統擾乱に対する過渡応答の定量的な評価を行う必要がある。また，並列運転する同期発電機の特性を考慮した仮想同期発電機のパラメータ設計手法の検討も必要であると考えられる。

- 系統電圧が不平衡となった場合や，位相跳躍などが発生した場合の運転性能についても評価する必要があると考えられる。

謝辞

大阪大学に 2006 年 4 月より学部及び博士前期課程にて 6 年間，2013 年 10 月より博士後期課程にて 1 年 6 か月在籍させていただき，研究を行ってまいりました。この間，数多くの方々のご指導・ご支援頂きながら本論文を執筆するに至りました。ここにご指導・ご支援くださった皆様に感謝の意を表します。

本研究の全過程を通じて，終始懇切なご指導とご鞭撻を賜りました，大阪大学大学院工学研究科・伊瀬敏史教授に謹んで深く感謝の意を表します。

本研究の遂行にあたり，終始適切なご教示とご指導を頂きました大阪大学大学院工学研究科・三浦友史准教授に謹んで深く感謝の意を表します。

本研究の遂行にあたり，適切なご教示とご協力を賜りました大阪大学大学院工学研究科・林 祐輔講師に深く感謝の意を表します。

また，学部及び博士前期課程在籍中に，適切なご教示とご協力を賜りました立命館大学理工学部・柿ヶ野浩明准教授に深く感謝の意を表します。

本論文をまとめるにあたり，適切なご指導とご指摘を賜りました大阪大学大学院工学研究科・高井重昌教授に厚く御礼申し上げます。

本論文をまとめるにあたり，貴重なご指摘を頂きました大阪大学大学院工学研究科・舟木剛教授，谷野哲三教授，大阪大学レーザーエネルギー学研究センター・白神宏之教授に厚く御礼申し上げます。

大阪大学大学院工学研究科電気電子情報工学専攻・伊瀬研究室の皆様には，ご支援，ご教示を頂きました。ここに深く感謝いたします。

本研究の成果の一部は，著者の属する川崎重工業株式会社 技術開発本部 システム技術開発センターにおいて得られたものです。本研究を進めるにあたり，多大なるご助言，ご支援頂きました，川崎重工業株式会社システム技術開発センター 進藤裕司特別主席研究員，足利貢室長，杉本和繁主席研究員及び川重テクノロジー株式会社 野呂治主幹，平瀬祐子主事をはじめとする関係者の方々に厚く御礼申し上げます。

研究業績

学術論文(査読あり)

[1] 崎元謙一，三浦友史，伊瀬敏史：“仮想同期発電機によるインバータ連系形分散電源を, 含む系統の安定化制御” 電気学会論文誌 B(電力・エネルギー部門誌) Vol. 132 ,No. 4 pp.341-349 (2012)

[2] 崎元謙一，三浦友史，伊瀬敏史：“仮想同期発電機によるインバータ連系形分散電源の並列運転特性” 電気学会論文誌 B(電力・エネルギー部門誌) Vol. 133 ,No. 2 pp.186-194 (2013)

国際会議における発表

(口頭発表，査読あり)

[1] K. Sakimoto, Y. Miura, and T. Ise ; “Stabilization of a power system with a distributed generator by a Virtual Synchronous Generator function” Power Electronics and ECCE Asia (ICPE & ECCE), 2011 IEEE 8th International Conference on, pp.1498-1505 (2011)

[2] K. Sakimoto, K.Sugimoto, and Y. Shindo ; “Low voltage ride through capability of a grid connected inverter based on the virtual synchronous generator” Power Electronics and Drive Systems (PEDS), 2013 IEEE 10th International Conference on, pp.1066-1071 (2013)

(ポスター発表，査読無し)

[3] K. Sakimoto, and Y. Hirase ; “Control method and characteristics of virtual synchronous generator” TIANJIN 2014 Symposium on Microgrids (2014)

国内会議における発表

(口頭発表，査読無し)

[1] 崎元謙一，三浦友史，伊瀬敏史：“仮想同期発電機の機能を有する分散電源による小規模系統自立系統安定化の検討” 平成 22 年電気学会全国大会，pp.239-240，6-137，(2010)

[2] 崎元謙一，三浦友史，伊瀬敏史：“仮想同期発電機によるインバータ連系形分散電源を含む系統の安定化制御” 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会，PE-10-122，PSE-10-121，pp.73-78 (2010)

[3] 崎元謙一，杉本和繁，進藤裕司：“Behavior of Virtual Synchronous Generator at Disconnection from Grid” 平成 26 年電気学会全国大会，pp.437-438，6-234，(2014)

[4] 崎元謙一，杉本和繁，進藤裕司，伊瀬敏史：“Intentional Islanding Operation of Virtual Synchronous Generator based on Current Controlled Inverter” 電気学会電力技術･電力系統技術合同研究会，PE-14-123，PSE-14-123，pp.39-43 (2014)

(ポスター発表，査読無し)

[5] 崎元謙一，三浦友史，伊瀬敏史：“仮想同期発電機の機能を有する分散電源による系統安定化” パワーエレクトロニクス学会誌. 2010, Vol. 35, p.212，第 181 回パワーエレクトロニクス学会定例研究会 (2009)

[6] 崎元謙一，三浦友史，伊瀬敏史：“仮想同期発電機の機能を有する分散電源を含む局所系統の無瞬断系統解列” 平成 23 年電気関係学会関西連合大会, 30P2-19, pp.449-450, (2011)

学術論文(査読あり・共著)

[1] Y. Hirase, O. Noro, E. Yoshimura, H. Nakagawa, K. Sakimoto, and Y. Shindo ; “Virtual Synchronous Generator control with Double Decoupled Synchronous Reference Frame for single-phase inverter” IEEJ Journal of Industry Applications Vol. 4, No. 3 (2015) (掲載予定)

国際会議における発表(査読あり・共著)

[1] Y. Hirase, O. Noro, E. Yoshimura, H. Nakagawa, K. Sakimoto, and Y. Shindo ; “Virtual Synchronous Generator control with Double Decoupled Synchronous Reference Frame for single-phase inverter” Power Electronics Conference (IPEC-Hiroshima 2014 - ECCE-ASIA), 2014 International, pp.1552-1559 (2014)

国内会議における発表(査読なし・共著)

[1] 新帯俊信，崎元謙一，三浦友史，伊瀬敏史：“無効電力制御を考慮した仮想同期発電機制御による負荷分担制御” 電気学会電力技術･電力系統技術合同研究会，PE-11-179，PSE-11-196，pp.79-84 (2011)

[2] アリプルジャベル，崎元謙一，三浦友史，伊瀬敏史：“Operation and Control of Virtual Synchronous Generator under Different Types of Voltage Sag Conditions” 平成 24 年電気学会全国大会，pp.386-387，6-217 (2012)

受賞

[1] 平成 23 年電気関係学会関西連合大会 奨励賞 “仮想同期発電機の機能を有する分散電源を含む局所系統の無瞬断系統解列”

特許

[1] 崎元謙一，杉本和繁，進藤裕司：“系統連系する電力変換装置” 特開 2014-168351

[2] 崎元謙一，杉本和繁，進藤裕司：“系統連系する電力変換装置” WO/2014/132304 ([1]の国際出願)