南福光直流連系設備における周波数安定化制御の検証

正 員 林 政義 (北陸電力)

正 員 野呂 康宏 (東 芝)

正 員 古川 伸比古 (東 芝)

正 員 望月 宏悦 (中部電力)

正 員 荏部 孝史 (東 芝)

正 員 高木 喜久雄 (東 芝)

A Verification of Automatic Frequency Controller for Minami-Fukumitsu Back-To-Back Converter Station

Masayoshi Hayashi, Member (Hokuriku Electric Power Co., Inc.)

Hiroyoshi Mochizuki, Member (Chubu Electric Power Co., Inc.)

Yasuhiro Noro, Member (Toshiba Corp.)

Takafumi Karube, Member (Toshiba Corp.)

Nobuhiko Furukawa, Member (Toshiba Corp.)

Kikuo Takagi, Member (Toshiba Corp.)

Minami-Fukumitsu BTB (Back-To-Back) Converter Station is the first nonsynchronous link facility within the Japanese 60Hz system and it connects the system of Chubu Electric Power and Hokuriku Electric Power. An Automatic Frequency Controller (AFC) is installed in this facility to stabilize the frequency of the power system after a large disturbance (like one part of power system is divided from the other part) and to enhance suppression of frequency fluctuation.

This paper describes individual problems and countermeasures to install optimal multi-variable control AFC and introduces a part of test results using actual power system to verify performance of control systems. This paper also shows effectiveness of analysis using digital simulation tools.

キーワード：BTB、多変数制御 AFC、系統試験、系統解析

1. まえがき

南福光 BTB (Back-to-back) は、中部電力と北陸電力間を連系する目的で設置された我が国初の同一周波数内直流連系設備で、1999 年 3 月より運用を開始している。両電力は 60Hz 地域に属し、各々関西電力経由で交流連系しているため、直接交流連系を行うと 3 電力にわたるループ系統が構成され、電力間の潮流調整が困難となる。そこで、この解決策として直流連系方式が採用されたものである。⁽¹⁾

何らかの事情により、関西電力と北陸電力間、あるいは、関西電力と中部電力間の連系が取れなくなった場合、北陸電力あるいは中部電力は単独系統となり、平常運用時に比較して系統容量が大幅に小さくなるため、単独系統の周波数の変動が大きくなる事が予想される。そこで、筆者らは、このような状況で BTB の潮流制御能力を活用することにより機能する周波数制御装置を開発してきた。

この周波数制御装置は、多変数制御方式を適用したロバストかつ高性能なもので、北海道ー本州直流連系設備に適用した方式⁽²⁾をベースとしているが、系統側が平常時は待機して、いずれかの系統が単独系統になった場合に始めて動作する点で、大きな違いがあり、また、変換所システム

構成の違いに起因する課題も予想された。さらに、系統並入時に BTB の潮流制御能力を活用する新たな機能を適用することとした。

そこで、本稿では、南福光 BTB システムの構成に着目した上で、多変数制御方式 AFC(Automatic Frequency Control)を適用するに際して検討した独自の課題とその対策、性能を検証するために実施した系統試験の結果について報告し、同時に、デジタルシミュレーション等の解析の有効性を示す。

2. 南福光 BTB システムの構成と特徴

<2.1> 系統構成上の特徴 図 1 に南福光 BTB の系統上の配置を示す。BTB は中部電力と北陸電力からの 500kV 送電線を介して接続されており、一方、両電力は関西電力経由で交流連系している。本 BTB の役割は、直接交流連系を行った場合に 3 電力間にわたるループ系統が構成され、潮流調整が困難となるため、直流連系を用いることにより、融通電力を制御し易くする点にある。⁽¹⁾

<2.2> システム構成上の特徴 図 2 に南福光 BTB の主回路構成を示す。BTB の定格容量は 300MW、定格直流電圧 125kV、定格直流電流 2400A である。本 BTB 変換所は、500kV 系統に直接接続されるのではなく、連系

図1 南福光 BTB の系統上の配置
Fig. 1. Location of Minami-Fukumitsu BTB Converter Station

図2 南福光 BTB の主回路構成
Fig. 2. Configuration of Minami-Fukumitsu BTB Converter Station

用変圧器により中間電圧母線を設け、この間で連系している点にシステム構成上の特徴がある。このような構成により、高調波フィルタや調相設備の低コスト化を図ることができた。

3. AFC の目的とシステム構成

<3.1> AFC の目的 図1の構成において、雷撃などの理由により、関西電力と北陸電力間、あるいは、関西電力と中部電力間にルート断事故が発生し、連系が取れなくなった場合、北陸電力あるいは中部電力は単独系統となり、60Hz 全体が連系している平常運用時に比較して系統容量が大幅に小さくなるため、需給のアンバランスが大きくなる事が予想される。この対策として、BTB の潮流制御能力を活用することにより、単独系統の需給アンバランスを解消し、周波数の安定化を行うことを目的として、AFC を適用することとした。

<3.2> 多変数制御 AFC の制御対象 図3に、北陸系統が単独系統となった場合を例に、電力系統と制御系の概念図を示す。AFC は、両系統の周波数を検出して、BTB が融通すべき電力量の変化分を演算し、BTB の制御装置に電力指令値 P_{dp} として与える。BTB は指令値に応じて融通電力量を制御し、その結果両系統の需給アンバランスが解消されて、周波数が維持される。

ここで、周波数変動に対する融通電力量は、特に単独系統の特性に応じて決定する必要があるが、系統特性に最も関係の強い系統容量は、需給断面によっても大きく変化するし、また、ルート断となった分断点にも依存するため、従来制御で用いられていたような比例ゲイン制御では、十分な性能を確保できない可能性がある。⁽²⁾ また、単独系統側の周波数変動を改善するため、急激な電力融通を行うと、残りの 60Hz 系統部分の周波数変動が必要以上に大きくなる可能性があり、このような状況は可能な限り避けたい。そこで、これらのニーズに合致する多変数制御方式の AFC を適用することとした。

図3 単独系統時の電力系統と制御系の概念図
Fig. 3. Concept of Power System and Control System

<3.3> 多変数制御 AFC の構成と設計 図4に多変数制御方式 AFC の構成を示す。最適レギュレータ構成としており、周波数のオフセットを取り除くためサーボ系を適用している。ここで、 F_h 、 F_c はそれぞれ北陸側の周波数と中部側の周波数で、変換所端で測定した値を用いる。また、 P_{mh} 、 P_{mc} はそれぞれ北陸側および中部側の簡略

図4 多変数制御方式 AFC の構成
Fig. 4. Configuration of Multi-Variable Control System

系統のガバナトルクで、直接測定することはできないため、オブザーバによる推定値を用いる。

ところで、系統が平常時には、周波数偏差が生じたとしても、それは電力動揺や系統全体の需給アンバランスに起因するもので、これらに対して AFC が応動するのは好ましくない。従って、AFC の出力リミッタは平常時は上下限が零となっており、ルート断が発生したときに、系統側からルート断の信号をもらい、リミッタを設備容量いっぱい広げることで動作するようにしている。また、分断点によってはその情報を転送し、事前設定された電力を緊急出力することで応援速度を早めている。

図 4 の多変数制御方式 AFC は、北海道-本州直流連系設備に適用した方式②をベースにしているが、上記のように系統側が平常時には待機して、いずれかの系統が単独系統になった場合に始めて動作する点で大きな違いがある。また、分断点により制御対象となる系統容量が大きく変化するため、よりロバストであることを要求される。

多変数制御方式 AFC の設計については、文献(2)、(3)をベースとしており、概要を付録に示す。本システムでは、電力系統の周波数制御と言う観点から、下記の基準で調整を行っている。

- (1) 周波数のオーバーシュートを可能な限り小さくする。
 - (2) 大外乱後の周波数の制御結果は、両系統のオフセットが同じ程度に（周波数偏差が等しく）なるようにする。
- 線形モデルによるゲインチューニング後、系統内の発電機を詳細に模擬した実効値ベースの過渡安定度解析プログラムを用いて、多機系統でいくつかの需給断面および系統分断点で性能を確認後、最終的な制御ゲインを決定することになる。

なお、オブザーバの構成と設計については、文献(2)に記述されており、本稿では省略する。

4. AFC 実現上の課題と検証結果

<4.1> 周波数検出点の検討 AFC の実現に当たって、周波数検出点は系統の周波数の変動を正しくあらわす点であることが必要である。このため、系統の最も顕著な応動を示す代表的な 1 点、または、複数の点で計測した周波数信号を BTB 端まで伝送する案も考えられるが、制御で使えるような高速かつ高信頼な伝送経路を確保するためには大きなコストを必要とするため、一般的には変換所端で検出した信号を用いることになる。

本 BTB システムでは、中間電圧母線方式を採用しているため、変換所端においても、500kV 側から検出する案と中間電圧母線から検出する案が考えられる。以下では、検出点を決定するために検討した定量的な考察について説明する。

図 5 は、シミュレータ試験において、周波数検出点を中間電圧母線とした場合の AFC 起動試験結果、図 6 は周波数検出点を 500kV 母線側とし、かつ検出信号に位相補償を行なった場合の試験結果である。図 5 において、AFC

の起動により直流電力指令 P_{dp} が上限リミット値から外れた付近から、約 4.3Hz の大きな変動が直流電力指令や周波数偏差に見られる。一方、図 6 では同じ変動成分は見られない。このような電力変動が生じる要因としては、図 7 に示すループ①または②で、電力変動の拡大現象が発生していることが考えられるが、ループ②は、周波数の検出点に依存するもので無いことより、電力変動は主に図 7 のループ①によって発生するものと推定する。

図 5 周波数検出点が中間電圧母線の場合の試験結果
Fig. 5. Simulator Test Result
(Frequency Detect at Middle Voltage Bus)

図 6 周波数検出点が 500kV 母線で位相補償を追加した場合の試験結果
Fig. 6. Simulator Test Result
(Frequency Detect at 500kV Bus)

図 7 電力変動発生ループ
Fig. 7. Loop of Power Fluctuation

これを確認するため、図8のモデルを作成し、周波数応答の解析を行った。図8において、短絡容量部は電力変動に対する位相変動の係数を示し、短絡容量の逆数となるインピーダンスに比例する。周波数検出器は基本波1周期毎のサンプルによるむだ時間とフィルタ処理による遅れ時間を考慮している。多変数AFC部は、図4に示したものであり、共通制御部では定電力制御(APR)と指令値の急変を防止するための1次遅れを考慮している。また、定電流制御(ACR)+DC主回路部は、これらを詳細に模擬した場合と仕上がりの応答が等しくなるような2次の伝達関数で模擬している。周波数応答の計算結果を図9に示す。中間電圧母線で周波数を検出した場合、ゲイン交差周波数は45rad/s(7.2Hz)で、この時の位相遅れは180deg以上であり、制御理論の安定判別によると、このシステムは閉ループを構成すると不安定となる。一方、周波数検出点を500kV側にし、かつ、周波数検出に位相補償を行った場合には、ゲインが全体的に下がるため、計算した全周波数領域で0dB未満となり、安定なシステムといえる。すなわち、周波数検出点を500kV側に移すことによって、連系用変圧器のインピーダンス分だけ短絡容量部のインピーダンスが小さくなり、ループのゲインが低下するのに加えて、位相補償によりゲイン余裕を大きくしている。これらの解析結果は、図5.6で示した試験結果と対応しており、図7の①のループが支配的要因であると考えた根拠となる。

また、周波数検出点を500kV側に移動しただけの場合と、周波数検出に位相補償を実施しただけの場合についての周波数応答を図10に示す。いずれか一方の対策でも安定化は可能であるが、いずれのケースもゲイン余裕が4~5dB程度と小さいため、本システムでは両対策を適用することとした。

なお、図9のゲイン交差周波数と、図5の試験結果の変動周波数の違いは、図5では変動が大きく、BTBの動作が非線形領域になっていることや、系統側の発電機等の慣性系や出力変動を無視した点などが影響していると考えられるが、本考察の論点には影響を与えるものでないと考えられる。また、このような振動現象が生じるのは、AFC設計時には、対象システムの時定数の短い動特性は無視しているのに対し、実際には図8で示すような周波数検出器のフィルタリングによる遅れや、共通制御部の遅れ、変換器制御+直流主回路の遅れなどが重なることにより、全体で無視し得ないほどに影響が大きくなっているという事を示す。言い換えると、システム立案時にはこれらの影響を考慮しておく必要があり、このような影響を定量的に評価する手法として、本節で示す周波数応答解析は有用である。

図8 周波数応答解析モデル

Fig. 8. Analysis Model of Frequency Response

図9 周波数応答の解析結果

Fig. 9. Result of Frequency Response Analysis

図10 周波数応答の解析結果

Fig. 10. Result of Frequency Response Analysis

<4.2> 系統試験による制御性能検証 AFC装置が期待する性能を発揮していることを検証する目的で系統連系試験を実施した。ここでの着目点は、制御が安定かつ周波数変動を抑制する方向に正しく動作する事と、事前のデジタルシミュレーションとの比較によりオブザーバを含む解析モデルの妥当性を評価する点である。

実際の試験は、実系統で行うことより、安全面を考慮して、関西電力と北陸電力の連系線潮流がほぼ零の断面で連系線のルート停止を行い、AFC の安定動作を確認後、周波数変動に対する応動を確認するため、揚水発電機の遮断を行い、系統の周波数変動や BTB の融通電力の変化を観測した。

(a)周波数変動

(b)BTB の直流電流

図 11 系統連系試験結果 (揚水発電機遮断)

Fig. 11. Test Result

(a)周波数変動

(b)BTB の直流電流

図 12 デジタルシミュレーション結果 (揚水発電機遮断)

Fig. 12. Simulation Result

図 11 に、揚水発電機遮断時の両端の周波数検出値、BTB の直流電流値を示す。遮断直後に北陸側周波数の上昇が認められるが、BTB の融通電力 (直流電流) 増加により、2 秒程度で変動は抑制され、その後は北陸側周波数と中部側周波数はほぼ同じ値となる。全般的に、ゆっくりとした周波数の上昇が認められるが、これは、60Hz 系統全体の需給のアンバランスに起因するもので、AFC の制御対象ではない。揚水発電機の遮断時の負荷量は 120MW であり、BTB の応援量 0.35pu (=105MW) とほぼ対応しており、制御の安定性と周波数の抑制効果が検証されたと言える。なお、これらの差分はガバナフリーによる調整分と推定される。

図 12 は、同一条件を想定して実効値ベースのデジタルシミュレーションを行った結果である。系統モデルは、60Hz 全系を 87 機の発電機で模擬した詳細モデルである。ただし、潮流断面は完全には同一ではなく、ピーク/ナイト等の断面から試験時の潮流に近いものを選定し、BTB 近辺の潮流を調整した程度である。図 11 と図 12 の比較より、周波数変動の大きさ、変動が抑制される時間、BTB の直流電流の変化などがほぼ等しいことがわかり、系統解析のモデルの妥当性も確認できた。なお、図 11 と図 12 で、実測である図 11 の方が外乱後の直流電流の立ち上がりはやや早く、また、動揺周期も若干短くなっているが、これはシミュレーションモデルの方が単独系統部の系統容量が大きいと考えると説明が付く。

同じ解析モデルによると、AFC を動作させないで揚水発電機遮断を行った場合の周波数変動は図 13 に示すように 0.16Hz 程度であり、図 12 との比較により AFC を適用することで周波数変動を大きく抑制出来ることを確認できる。

(a) 周波数変動

(b) BTB の直流電流

図 13 デジタルシミュレーション結果 (AFC なし)

Fig. 13. Simulation Result without AFC

<4.3> 揃速操作機能の検証 交流連系系統のルート断により発生した単独系統においては、AFC による周波数調整が可能であるが、BTB の調整能力には主に容量面での限度があることから早期に交流連系状態に戻す必要がある。

交流連系用遮断器の投入にあたり、両端の電力系統は BTB による非同期連系であるため、過渡現象を抑えるために同期並入が必須である。しかしながら、AFC が起動していると両端の周波数を一致させる方向に制御が働くため、位相がずれたままの状態が継続し、同期並入がねらい通りに行えない可能性がある。

そこで、本システムでは、AFC に揃速機能を付加している。具体的には、揃速制御の指令により、一方の系統の周波数基準を運用上支障がない程度高めに設定する。これにより、両系統の周波数差が一定に保たれ、周波数差分の 1 の周期で位相が一致して同期並入を行えるタイミングが発生することになる。

図 14 系統連系試験結果 (揃速制御)

Fig. 14. Test Result of Frequency Synchronizing Control

図 15 揃速制御開始前後の位相差

Fig. 15. Phase Difference Before and After the Frequency Synchronizing Control is Activated

図 14 に実系統による揃速制御指令時の周波数と直流電流を示す。揃速制御指令後、数秒で両系統の周波数差が 0.05Hz となる。この間の直流電流の変動はわずかである。また、図 15 にこの前後の系統間の位相差の実測結果を示す。図より、揃速制御の開始以前には 13 分間で 4 回しか位相差が零になるタイミング (図中○印) が無かったものが、揃速制御指令後は規則正しく 1 分間に 3 回位相差が零になっており、効果が明らかである。この制御も BTB の潮流制御能力を生かした機能である。

5. あとがき

本論文では、南福光 BTB システムの系統構成上およびシステム構成上の特徴に着目し、多変数制御方式 AFC を適用するにあたり検討した課題と対策、性能を検証するために実施した系統試験の結果、デジタルシミュレーション等による解析結果との比較を行った。結論をまとめると、以下となる。

- (1) 平常時は交流連系しており AFC は不要であるが、ルート断などによる単独系統時に AFC が有効に動作するように起動方式を含めてシステムを構築した。
- (2) 中間電圧母線方式の場合の周波数検出点は、500kV 側とする方が良いこと、および、位相補償の併用が安定性向上効果が大きいことを、シミュレータ試験および周波数応答モデルによる解析で示した。
- (3) 多変数制御方式 AFC の設計時に省略する検出系の遅れや制御系の遅れを考慮したシステムの安定判別が必要であり、ここで示した周波数応答解析モデルは、影響を定量的に評価するために有用である。
- (4) 単独系統に周波数偏差を生じさせる外乱が発生した場合、AFC により速やかに周波数変動を抑制できることを系統連系試験により検証した。同時に、試験結果は、実効値ベースの過渡安定度解析結果と良く一致しており、デジタルシミュレーションの有効性も検証した。
- (5) 交流遮断器による単独系統の同期並入を迅速に行えるよう、揃速制御機能を設け、その有効性を系統試験で確認した。

本論文で検討した内容は、システム構成あるいは運用方法が類似の今後のシステムにも活かすことができるものとする。

(平成 12 年 1 月 11 日受付、平成 12 年 12 月 27 日再受付)

文 献

- (1) H. Mochizuki, Y. Noro, H. Toita, T. Hasegawa : "System Analysis for Minami-Fukumitsu Back-to-Back Converter Station", CIGRE Symposium Tokyo, 410-03.
- (2) M. Sanpei, A. Kakehi, H. Takeda : "Application of Multi-Variable Control for Automatic Frequency

Controller of HVDC Transmission System", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 9, No. 2, April 1994.

- (3) A. H. M. A. Rahim, I. M. El-Amin : "Stabilization of a High Voltage ACDC Power System I. Evaluation of Control Strategies", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 11, November 1985.

付録 多変数制御 AFC の設計 基本的には積分型最適レギュレータの設計問題であり、以下に概要を示す。⁽²⁾⁽³⁾ 図 4 において、制御対象を次のように状態変数を $X = [F_h, P_{mh}, F_c, P_{mc}]^T$ とした状態方程式で定義する。

$$\dot{X} = A \cdot X + B \cdot U \quad (\text{付 1})$$

$$Y = C \cdot X \quad (\text{付 2})$$

多変数制御の状態フィードバックゲイン F_1 、サーボゲイン F_2 は偏差 $e = Y - R$ を用いた拡大系

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \dot{X} \\ e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & 0 \\ C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{X} \\ e \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} \dot{U} \quad (\text{付 3})$$

を用いて、以下の手順で決定する。すなわち、状態変数 $\hat{X} = [\hat{X} \ e]^T$ を用いた拡大系に対し、2 次形式評価関数

$$J = \int_0^\infty (\hat{X}^T \cdot Q \cdot \hat{X} + U^T \cdot R \cdot U) dt \quad (\text{付 4})$$

を最小にする操作量の時間微分 $\dot{U}$ を得ることができる。

$$\begin{aligned} \dot{U} &= -R^{-1} \cdot B^T \cdot P \cdot \hat{X} - (F_1, F_2) \hat{X} \\ &= -F_1 \cdot \hat{X} + F_2 (R \cdot Y) \end{aligned} \quad (\text{付 5})$$

ここで、 P は次式のリカッチ方程式の正定な解として求められる。

$$A^T \cdot P + P \cdot A + Q + P \cdot B \cdot R^{-1} \cdot B^T \cdot P = 0 \quad (\text{付 6})$$

多変数制御のゲインチューニングは、重み行列 Q 、 R の係数を調整することによって行う。

林 政義 (正員) 1964 年 1 月 14 日生まれ。1988

年 3 月名古屋大学大学院電気工学専攻修士課程修了。同年北陸電力 (株) 入社。現在、同社経営企画部において基幹業務システムの開発に従事。

望月 宏悦 (正員) 1960 年 1 月 23 日生まれ。1982

年 3 月東京大学工学部電気工学科卒業。同年中部電力 (株) 入社。現在、同社岐阜支店工務部計画グループにおいて設備計画の策定に従事。

野呂 康宏 (正員) 1957 年 6 月 23 日生まれ。1982 年 3 月東北大学大学院電気工学科修士課程修了。同年 (株) 東芝入社。現在、同社電力・産業システム技術開発センターにおいて電力系統の解析および変換器応用システムの研究開発に従事。

苅部 孝史 (正員) 1966 年 9 月 18 日生まれ。1991 年 3 月横浜国立大学大学院電子情報工学科博士課程前期修了。同年 (株) 東芝入社。現在、同社パワエレ・発電制御システムエンジニアリングセンターにおいてパワエレシステムの開発に従事。

古川 伸比古 (正員) 1960 年 6 月 15 日生まれ。1987 年 3 月東北大学大学院原子核工学研究科修士課程修了。同年 (株) 東芝入社。現在、同社パワエレ・発電制御システムエンジニアリングセンターにおいてパワエレシステムの設計に従事。

高木 喜久雄 (正員) 1961 年 4 月 1 日生まれ。1979 年 4 月 (株) 東芝入社。1982 年 3 月東芝学園工業専門部電気工学科修了。現在、(株) 東芝電力変電技術部において直流送電、SVC の開発およびシステムエンジニアリングに従事。