

論文 / 著書情報
Article / Book Information

題目(和文)	洋上風力発電用直流送電における直流事故時の供給信頼度向上に関する研究
Title(English)	
著者(和文)	榎本光芳
Author(English)	Mitsuyoshi Enomoto
出典(和文)	学位:博士(工学), 学位授与機関:東京科学大学, 報告番号:甲第275号, 授与年月日:2025年3月26日, 学位の種別:課程博士, 審査員:佐野 憲一郎,藤田 英明,浦壁 隆浩,萩原 誠,河邊 賢一,中島 達人
Citation(English)	Degree:Doctor (Engineering), Conferring organization: Institute of Science Tokyo, Report number:甲第275号, Conferred date:2025/3/26, Degree Type:Course doctor, Examiner:,,,,,
学位種別(和文)	博士論文
Type(English)	Doctoral Thesis

東京科学大学 工学院

<< 博士論文 >>

洋上風力発電用直流送電における
直流事故時の供給信頼度向上
に関する研究

令和7年2月

指導教員 佐野 憲一朗 助教
副指導教員 藤田 英明 教授

提出者

専攻 電気電子系 電気電子コース
氏名 榎本 光芳

目次

第 1 章	序論	1
1.1	研究背景：洋上風力の大規模導入に向けた直流送電への注目	1
1.2	研究課題：直流送電における保護方式の未成熟と直流事故時の洋上風力 発電設備の停止	3
1.3	研究目的：洋上風力発電設備の運転継続による直流事故時の供給信頼度向上	4
1.4	本論文の構成	5
第 2 章	直流送電の基本構成および制御法と事故時の保護方式の技術整理	8
2.1	洋上風力発電設備の連系を想定した直流送電の基本構成	8
2.2	直流送電の制御手法	10
2.2.1	洋上交流集電系統	10
2.2.2	直流送電部	11
2.2.3	陸上交流系統	13
2.3	直流送電の送電形態	14
2.4	直流送電における直流事故	15
2.4.1	直流送電における直流事故の課題	16
2.4.2	交流遮断器による電流の遮断	17
2.4.3	交流 - 直流変換器による電流の遮断	20
2.4.3.1	負の電圧を出力可能な耐事故変換器	20
2.4.3.2	ハーフブリッジ型 MMC における短絡動作	22
2.4.4	直流遮断器による電流の遮断	23
2.4.4.1	機械式直流遮断器	24
2.4.4.2	半導体式直流遮断器	25

2.4.4.3	ハイブリッド式直流遮断器	25
2.4.5	ダイオードを用いた保護方式	26
2.5	洋上風力発電用の直流送電への保護方式の適用	27
2.5.1	陸上側に高速・大電流遮断が可能な直流遮断器，洋上側に交流遮断器を適用した文献：図 2.15	27
2.5.2	陸上側・洋上側双方に高速・大電流遮断が可能な直流遮断器を適用した文献：図 2.16	29
2.5.3	陸上側に高速・大電流遮断が可能な直流遮断器，洋上側に MMC の短絡動作を適用した文献	30
2.5.4	ダイオードを用いた多回線直流送電システム：陸上側はダイオード，洋上側は変換器の短絡動作で事故電流遮断	31
2.6	本研究の位置づけ	32
第 3 章	洋上風力発電設備の運転継続を可能とする再構成の提案	35
3.1	本章の概要	35
3.2	対象とするダイオードを用いた 2 回線直流送電システムとその制御法	36
3.3	洋上風力発電設備の運転継続を実現する再構成手法	39
3.3.1	X1: 直流側事故電流の遮断	40
3.3.2	X2: 断路器による切替操作	41
3.3.3	X3: 送電の再開	42
3.3.4	発電設備 WPP の運転継続条件と送電復帰時間の決定	44
3.3.4.1	零電圧期間	44
3.3.4.2	電圧復帰期間	46
3.3.5	下アーム短絡時のアーム電流の計算	47
3.4	事故回線復旧後の再構成	49
3.4.1	Y1: 送電の中断と断路器の切替	49
3.4.2	Y2: 送電の再開	50
3.5	再構成時のケーブル容量	50
3.5.1	再構成後にすべての風力発電設備で定格出力を維持できる 2 回線システム	51
3.5.2	再構成後に風力発電設備で出力抑制する 2 回線システム	51

3.5.3	再構成後にすべての風力発電設備で定格出力を維持できる3回線システム	52
3.6	実スケールのモデルを用いたシミュレーションによる提案手法の検証	53
3.6.1	事故時の再構成のシミュレーション結果	56
3.6.1.1	X1: 直流側事故電流の遮断	56
3.6.1.2	X2: 断路器による切替操作	57
3.6.1.3	X3: 送電の再開	57
3.6.1.4	発電設備の運転継続の判定	58
3.6.2	事故回線復旧後の再構成のシミュレーション結果	58
3.6.2.1	Y1: 送電の中断と断路器の切替	59
3.6.2.2	Y2: 送電の再開	61
3.6.2.3	発電設備の運転継続の判定	62
3.7	縮小モデルを用いた実験による提案手法の検証	62
3.7.1	事故時の再構成の実験結果	66
3.7.1.1	X1: 直流側事故電流の遮断	66
3.7.1.2	X2: 断路器による切替操作	69
3.7.1.3	X3: 送電の再開	69
3.7.1.4	発電設備の運転継続の判定	70
3.7.2	事故回線復旧後の再構成の実験結果	70
3.7.2.1	Y1: 送電の中断と断路器の切替	70
3.7.2.2	Y2: 送電の再開	71
3.7.2.3	発電設備の運転継続の判定	73
3.8	本章のまとめ	73
第4章	再構成と機械式直流遮断器を組み合わせた保護方式による風力発電設備の 運転継続	74
4.1	本章の概要	74
4.2	システム構成：機械式直流遮断器を適用した多回線直流送電システム	75
4.3	事故種別と事故時の保護動作	77
4.3.1	Stage 1：事故回線の切り離し	79
4.3.1.1	陸上端子	80

4.3.1.2	洋上端子	81
4.3.2	Stage 2 : 健全回線を介した送電復帰	82
4.3.2.1	陸上端子	82
4.3.2.2	洋上端子	83
4.4	風力発電設備の運転継続を実現する全体設計	84
4.5	実験検証	85
4.5.1	Stage 1 : 事故回線側の切り離し	87
4.5.1.1	陸上端子	88
4.5.1.2	洋上端子	89
4.5.2	Stage 2 : 健全回線を介した送電復帰	90
4.5.2.1	陸上端子	90
4.5.2.2	洋上端子	91
4.5.3	系統連系規程との比較	92
4.6	本章のまとめ	92
第 5 章	再構成の応用による 2 端子双極直流送電における風力発電設備の運転継続	93
5.1	本章の概要	93
5.2	システム構成	94
5.3	事故時の再構成	96
5.3.1	Step 1: 送電端側の事故電流遮断と主接点開放	96
5.3.2	Step 2: 受電端側の事故電流遮断と主接点開放	98
5.3.3	Step 3: 送電端・受電端側の連系接点投入と潮流復帰動作	99
5.4	事故復帰後の再構成	101
5.5	発電設備の運転継続条件と再構成の設計指針	102
5.5.1	接地抵抗	104
5.5.2	Neutral bus switch (NBS)	104
5.6	シミュレーション検証	106
5.6.1	ケース 1: 接地抵抗を用いた際の事故除去	107
5.6.1.1	Step 1: 送電端側の事故電流遮断と主接点開放 ($0 \text{ ms} \leq t < 24 \text{ ms}$)	109

5.6.1.2	Step 2: 受電端側の事故電流遮断と主接点開放 (24 ms $\leq t < 99$ ms)	109
5.6.1.3	Step 3: 送電端・受電端側の連系接点投入と潮流復帰動作 (99 ms $\leq t$)	109
5.6.1.4	洋上風力発電設備の運転継続の確認	110
5.6.2	ケース 2: NBS による事故除去	111
5.7	接地抵抗と NBS の制限電圧の定量的な決定法	114
5.7.1	接地抵抗	117
5.7.2	NBS	118
5.8	送電距離がより長距離かつ事故電流が大きい場合の対処法：ダイオード 転流型 NBS の活用	119
5.8.1	構成と動作原理	119
5.8.2	シミュレーション検証	121
5.9	本章のまとめ	124
第 6 章	多端子双極直流送電における部分再構成の提案	126
6.1	本章の概要	126
6.2	システム構成	126
6.2.1	陸上側交直変換器の定常時の動作	128
6.2.2	洋上側交直変換器および洋上風力発電設備の定常時の動作	128
6.3	事故時の動作：3 端子双極直流送電の部分再構成動作	129
6.3.1	交直変換器のブロック動作と事故電流遮断	130
6.3.1.1	陸上側の動作	130
6.3.1.2	洋上側の動作	130
6.3.2	洋上側変換器の接続先切替	131
6.3.3	送電復帰	132
6.3.4	復旧後の部分再構成	133
6.3.5	設計手法	135
6.4	シミュレーション検証	137
6.4.1	交直変換器のブロック動作と事故電流遮断	139
6.4.1.1	陸上側の動作	139

6.4.1.2	洋上側の動作	139
6.4.2	洋上側変換器の接続先切替	140
6.4.3	送電復帰	141
6.4.4	FRT 要件との比較	142
6.4.5	復旧後の部分再構成	143
6.5	本章のまとめ	145
第 7 章	結論	147
7.1	本論文の成果	147
参考文献		150
発表論文		160
謝辞		163

第1章

序論

1.1 研究背景：洋上風力の大規模導入に向けた直流送電への注目

脱炭素社会の実現のため、再生可能エネルギーの導入が世界的に行われている。その中でも洋上風力発電は、風況が安定した洋上で発電することによる発電電力の向上や広大な土地の確保が見込めるため、再生可能エネルギーの1つとして注目を集めている [1,2]。日本においても、周囲を海洋に囲まれていることから豊富な洋上風力発電のポテンシャルがあり、導入目標として、2030年までに約1,000万kW、2040年までに約3,000万kW～約4,500万kWにのぼる案件を形成する目標もある [3]。洋上風力発電の適地として、例えば北海道や東北の沿岸部がある。このように北海道や東北の沿岸部に発電設備を大規模に導入する場合、洋上で発電した電力を集約し、その発電電力を関東圏に代表される陸上の需要地に送る大容量、長距離、海底区間を含む送電システムが必要になる。このような送電システムとして、直流送電が注目されている [4,5]。直流送電は交流送電と比較すると以下に示す利点がある。

1. 交流送電であれば、送電距離が長距離になるほど安定度の制約により送電可能な電力が低下してしまうが、直流送電には安定度の制約がない。
2. 交流送電の場合は3本の導体が必要であるのに対し、直流送電であれば2本の導体で送電できる。
3. 直流送電では無効電力が発生しないため、ケーブル区間の充電電流の補償が不要であり、充電電流による損失も生じない。
4. 非同期で交流システムを連系できる。

上記の利点により、これまでも直流送電は長距離・大容量送電や交流系統間の連系に用いられてきた。特に無効電力が発生しない利点は、洋上と陸上を結ぶ際の海底ケーブル送電において顕著になる。これは、架空線と比較した際にケーブルは対地静電容量が大きく、これに交流を印加すると過大な充電電流が発生して損失の増加やケーブルの過負荷を引き起こすからである。よって、洋上風力の大規模導入に伴い、洋上と陸上を結ぶ海底ケーブルを用いた送電システムが必要となる中で、直流送電への注目度も大いに高まっている。

また、この直流送電への注目の高まりは、交流 - 直流変換器の技術向上も寄与している。直流送電を構築する際には、交流を直流に変換する交流 - 直流変換器（以下変換器）が必要になる。変換器の種別としては他励式と自励式変換器があり、双方の違いは用いられる半導体スイッチにある。他励式変換器はサイリスタスイッチ等のターンオンは自身でできるがターンオフはできない半導体スイッチにより構成される。このような半導体スイッチを用いる場合には、転流動作のために交流側の系統電圧を必要とする。言い換えれば、他励式変換器は交流側の電圧が確立されている状態でないと、半導体スイッチのターンオフが困難になり、動作不能になってしまう。歴史的に見て、これまで多くの直流送電は他励式変換器を用いて構築されてきた。

一方、近年では半導体スイッチを始めとするパワーエレクトロニクス技術の向上により、自励式変換器を用いた直流送電の導入も進んでいる。自励式変換器は、IGBT (Insulated gate bipolar transistor) のように、自身でターンオンもターンオフもできる自己消弧型の半導体スイッチで構成される。この結果、交流側の電圧が確立されていなくても、変換器自体が電圧を確立しながら運転できる。このような特徴は、電圧を確立する同期発電機が無い洋上の交流系統に適している。洋上風力発電設備と直流送電用の交直変換器によって構成される洋上の交流系統では、自励式変換器を用いることで系統の電圧を確立し、この電圧に同期することで洋上風力発電設備は動作できる。また、自励式変換器は他励式変換器と比較して有効電力と無効電力を独立、かつ高速に制御できる特徴もあり、陸上交流系統の安定化にも大いに寄与できる。

さらに自励式変換器の制御性能を活かし、洋上風力発電を始めとする大規模な再生可能エネルギーをより有効利用するため、多端子の直流送電に関する研究および技術開発も近年盛んに行われている。これまで直流送電は、国内であれば北海道系統と本州系統間の連系 [6] に代表されるように、2つの非同期の交流系統を繋げる構成が主であった。これに対し多端子直流送電では、より多数の洋上や陸上交流系統を直流送電を介して連

1.2 研究課題：直流送電における保護方式の未成熟と直流事故時の洋上風力発電設備の停止

系し、自励式変換器の高度な潮流制御能力を活用することで、広範囲、かつ大規模にわたって高速・柔軟な電力授受を実現する。多端子直流送電については実用化が始まりつつあり、中国では4端子直流送電や5端子直流送電の導入実績がある [5, 7]。このように、これまでも他励式変換器を主体として直流送電は導入されてきたが、自励式変換器の技術向上や洋上風力の大規模導入の機運が高まるとともに、直流送電のさらなる活用に期待が寄せられ、種々様々な検討・研究が行われている。

1.2 研究課題：直流送電における保護方式の未成熟と直流事故時の洋上風力発電設備の停止

自励式変換器を用いた直流送電における研究事項として、直流事故に対する保護方式がある [8]。詳細は第2章で示すが、ハーフブリッジ型 MMC (Modular multilevel converter) と呼ばれる、従来直流送電に用いられている自励式変換器は、電圧低下を伴う直流事故時に電流を制御できなくなる。その結果、交流系統から変換器を介して直流側の事故点に向けて事故電流が流れ続ける。ここで、交流には電流が零と交差する点（零点）があり、この零点をもって事故電流の遮断を可能にしているが、直流には零点が無く、直流の事故電流の遮断は難しい。そこで、既存の自励式変換器を用いた2端子の直流送電では、直流事故の発生とともに交流遮断器を開放することで交流系統から変換器を介した直流側への事故電流の流入を遮断する [9]。この結果、直流送電は交流系統から切り離され、交直変換器を含む直流送電全体が一度停止する。

しかし、同様の手法を先述した多端子直流送電に適用すると、事故とともにすべての端子（交直変換器）が交流系統から切り離されて停止し、多数の交流系統間での電力融通ができなくなってしまう。特に洋上風力発電用の直流送電に適用した場合には、先述したように風力発電設備は直流送電側の変換器が確立する電圧に基づいて動作するため、交流遮断器によって変換器から切り離されると、風力発電設備は運転を継続できなくなる。一度風力発電設備が停止すると、その再起動には回転機の機械的な動作も含むため時間を要する。今後GW級の大規模な風力発電の導入を想定した場合には、その脱落に伴う陸上交流系統での周波数変動等の悪影響が懸念される。このように、洋上風力発電の大規模導入に向けて直流送電が注目されているものの、既存の保護方式である交流遮断器だけでは、直流事故時の供給信頼度が低下する懸念がある。

上記に対し、交流遮断器に代わる様々な保護方式が提案されている。その代表的な手

法が、事故電流遮断能力を有する耐事故変換器および直流遮断器である。耐事故変換器を用いた保護方式では、従来のハーフブリッジ型 MMC に対して、フルブリッジ型 MMC [10,11] のように変換器の構成を変更することで、電圧低下を伴う直流事故に対しても、変換器による高速な電流遮断を実現できる。耐事故変換器は、交流遮断器と比較して半導体スイッチの高速な動作で事故電流を遮断可能なため、事故時の送電停止時間を短くできる特徴がある。一方、変換器を構成する半導体スイッチが増加するため、初期コストや定常的な損失が増加してしまう。直流遮断器は、零点をもたない直流の事故電流を遮断でき、交流遮断器や耐事故変換器と比較して直流側で事故を局所化できる特徴を有する。具体的な方式として、近年はハイブリッド式直流遮断器 [12,13] が注目されている。これは、機械接点と半導体スイッチを組み合わせた直流遮断器であり、定常時の低い導通損失と高速な遮断動作を実現できる。このような高速・大電流遮断が可能な直流遮断器を採用すれば、事故が発生しても事故区間のみを即座に遮断し、健全区間を介して送電を継続できる。しかし、ハイブリッド式直流遮断器は多数の機械接点と半導体スイッチ、そしてアレスタからなる複雑・高コストな機器となる。また、ハイブリッド式直流遮断器は現状プロトタイプの開発にとどまっており、その幅広い導入には時間を要する。

1.3 研究目的：洋上風力発電設備の運転継続による直流事故時の供給信頼度向上

本稿では、直流送電の供給信頼度を向上するため、直流事故時に洋上風力発電設備の運転継続を実現することを研究目的とする。先述したように、既存技術である交流遮断器を適用した場合には、洋上風力発電設備が直流送電から切り離されるため、運転継続が難しい。一方、交流遮断器に代わる保護方式として、事故電流を高速に遮断できる耐事故変換器やハイブリッド式直流遮断器が提案されている。これらの手法を使えば、洋上風力発電設備を直流送電から切り離さずに高速に送電復帰が可能であり、直流事故時の風力発電設備の運転継続を実現できる見込みがある。しかし、耐事故変換器であれば従来のハーフブリッジ型 MMC と比較して半導体スイッチの数が増加するため、初期コストや定常的な損失が増加する。ハイブリッド式直流遮断器についても、多数の機械接点と半導体スイッチから構成されるため複雑・高コストとなり、技術的にも未成熟であることから今後の幅広い導入には時間を要する。このように、直流送電における保護方

式の研究は多数行われているが、それぞれ課題を有する。

そこで本稿では、風力発電設備の運転継続と以下の特性を両立する手法を提案する。

1. ハイブリッド式直流遮断器に代表される、高速・大電流遮断が可能な直流遮断器を用いない。
2. 耐事故変換器を用いず、すでに世界的に導入されているハーフブリッジ型 MMC を用いる。
3. 既存の風力発電設備であれば提案手法を適用可能である。

これらの結果、大幅なコスト増加を回避しながら信頼度を向上できる可能性がある。上記を満たすため、本稿ではまずダイオードを用いた多回線直流送電 [14, 15] に着目し、洋上風力発電設備の特性を応用した保護方式（本稿では再構成と呼ぶ）を提案する。これにより、高速・大電流遮断が可能な直流遮断器や耐事故変換器を用いずに風力発電設備の運転継続を実現する。さらに、この再構成手法をハイブリッド式直流遮断器と比較して低コストで導入できる見込みがある機械式直流遮断器や既存技術である交流遮断器と組み合わせることで、柔軟な電力融通が可能な多端子直流送電や大容量送電に適した双極直流送電においても風力発電設備の運転継続を実現する。

1.4 本論文の構成

本論文は全 7 章から構成される。以下に各章の概要を示す。

第 1 章 序論 (本章)

本研究の背景を述べるとともに、研究目的を明らかにする。また、本論文の構成を概説する。

第 2 章 直流送電の基本構成および制御法と事故時の保護方式の技術整理

本章では、まず本稿の基盤となるハーフブリッジ型 MMC から成る直流送電の基本構成と制御法を示す。次に直流事故時の挙動を示し、ハーフブリッジ型 MMC では電圧低下を伴う直流事故に対して電流を制御できず、直流事故への対応が難しいことを示す。そして、直流事故時の送電復帰を可能とする保護方式について文献調査を行った結果を整理し、その得失をまとめる。その上で、本稿で提案する洋上風力発電設備の運転継続を実現する再構成手法の位置づけを明らかにする。

第3章 洋上風力発電設備の運転継続を可能とする再構成の提案

ダイオードを用いた多回線直流送電システムに着目し、洋上風力発電設備の運転継続を実現する再構成手法を提案するとともに、提案法を実規模シミュレーションおよび縮小モデルを用いて検証する。再構成手法は、事故の影響を受けた洋上風力発電設備の接続先を事故回線から健全回線に切り替えて送電を再開する動作であり、既存の風力発電設備が有する事故時運転継続性能とハーフブリッジ型MMCの短絡動作、そして高速断路器を組み合わせることで実現できる。これにより、システムの複雑化やコスト増加につながる高速・大電流遮断が可能なハイブリッド式直流遮断器や耐事故変換器を用いることなく、風力発電設備の運転継続を実現する。

第4章 再構成と機械式直流遮断器を組み合わせた保護方式による風力発電設備の運転継続

第3章で対象としたダイオードを用いた多回線直流送電システムでは、ダイオードによって潮流方向が制限される課題があった。そこで本章では、ハイブリッド式直流遮断器と比較して低コストで導入できる見込みがある機械式直流遮断器に着目し、これを用いた構成を対象とする。ダイオードを機械式直流遮断器に置き換えることで、第3章では達成できなかった、交流系統間での電力の相互融通を実現できる。しかし、機械式直流遮断器は事故電流遮断までに30～40msの時間を要し、この間に風力発電設備が脱落する懸念がある。そこで本章では、再構成手法と組み合わせることで、機械式直流遮断器を適用した構成においても風力発電設備の運転継続を実現する。提案手法は、縮小モデルを用いた実験により検証する。

第5章 再構成の応用による2端子双極直流送電における風力発電設備の運転継続

第3章および第4章では直流送電の構成として対称単極構成を想定していた。これに対し、本章では双極構成に着目する。双極構成は対称単極構成と比較して、より大容量の送電に適するものの、対称単極構成よりも事故時の電圧低下幅が大きく、事故電流の遮断が難しい。その結果、第3章で提案した再構成手法を単純に双極構成に適用するだけでは風力発電設備の運転継続が難しい。そこで本章では、再構成手法と接地抵抗や低耐圧直流遮断器を組み合わせた手法を提案し、事故時の電流遮断がより厳しい双極構成であっても、風力発電設備の運転継続を実現する。提案手法は実規模シミュレーションにより検証する。

第 6 章 多端子双極直流送電における部分再構成の提案

第 5 章では 2 端子の双極直流送電を対象としていたのに対し、本章では 3 端子の双極直流送電を対象とする。これにより、洋上から陸上への送電のみならず、陸上交流系統間での電力融通も実現できる。また、本章では多端子双極直流送電の潮流制御の自由度に着目し、より簡素な設備で風力発電設備の運転継続を実現する。具体的には、第 5 章では洋上と陸上側の変換器双方で再構成を行っていたのに対し、本章では洋上側の変換器のみに再構成手法を適用する保護方式を提案する。この結果、再構成に必要な機器を陸上側では省略でき、陸上側では既存技術である交流遮断器のみで事故電流を遮断する。この結果、コストの増加を回避しながら直流事故時の供給信頼度を向上できる可能性がある。提案手法は実規模シミュレーションにより検証する。

第 7 章 結論

本論文における成果を要約し、結論とする。

第2章

直流送電の基本構成および制御法と事故時の保護方式の技術整理

本章では、まず洋上風力発電設備の連系を想定した直流送電の基本構成および制御法を示す。次に、直流事故が発生した際の挙動を示し、従来のハーフブリッジ型 MMC では、電圧低下を伴う直流事故に対して電流を制御できない課題を示す。そして、その課題に対処するためにこれまで検討されてきた保護方式を整理する。最後に、各保護方式の得失を整理するとともに、本稿で提案する手法の位置づけを明示する。

2.1 洋上風力発電設備の連系を想定した直流送電の基本構成

図 2.1 に洋上風力発電設備と陸上交流系統の連系を想定した 2 端子直流送電の一例を示す。洋上交流集電系統（網掛け部）は図 2.1 左部に示す洋上風力発電設備 WPP と順変換器 Rec の交流端子で構成され、洋上風力発電設備 WPP が発電した電力を順変換器 Rec に集約する。風力発電設備の構成としては、風車発電機を系統に直接連系する方式もあるが、近年では風車の柔軟な可変速運転を可能とするため、風車発電機と変換器を組み合わせて系統に連系する DFIG（二重給電誘導発電機）型やフルコンバータ型が注目されている。図 2.1 に示す風力発電設備はフルコンバータ構成であり、本構成では風車発電機と交流集電系統の間に 2 台の変換器を挿入し、一度直流リンクを介して交流集電系統に連系する。2 台の変換器を用いて直流リンクを一度介することにより、風車発電機と交流系統側の周波数を独立に決定することができ、風車発電機の幅広い可変速運転が可能となる。このように、フルコンバータ構成は変換器を活用することで風車発電機の可変速運転や系統連系の観点においてその制御性能の高さを発揮し、洋上風力発電

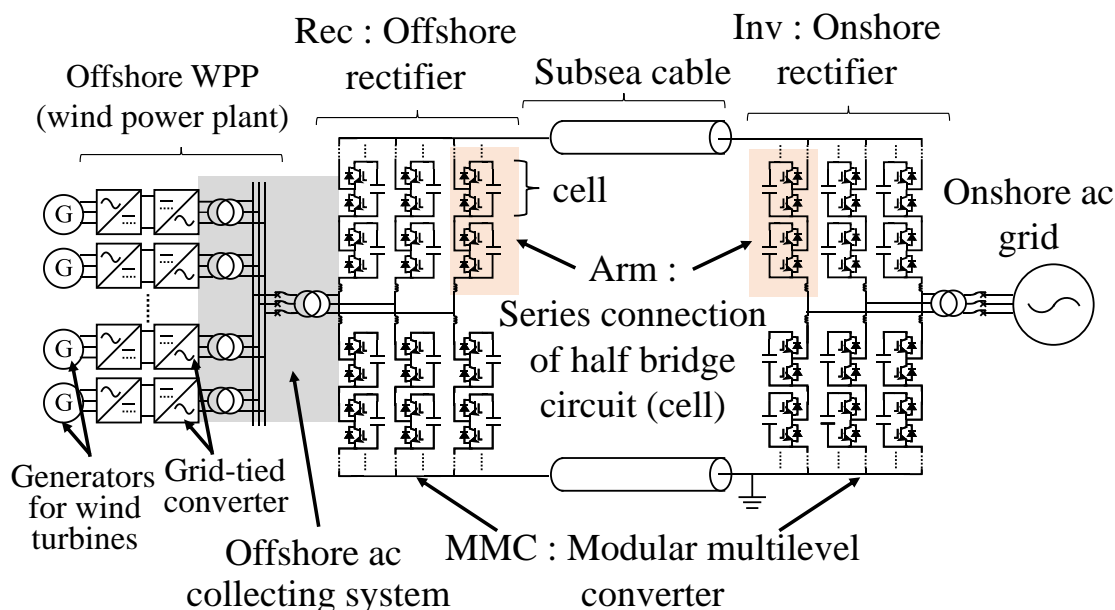


図 2.1: 洋上風力発電設備連系用の直流送電基本構成

設備への適用が広がっている [2]。

風力発電設備から交流集電系統に集約された電力は、洋上側変換器 Rec により交流から直流に変換され、直流送電線路に注入される。そして陸上に送られた電力は、陸上側変換器 Inv により直流から交流に変換され、陸上交流系統に供給される。ここで、洋上および陸上側変換器としては、近年世界的に導入されている二重 Y 結線型モジュラーマルチレベル変換器（本稿では MMC と記載、Modular multilevel converter の略）[16] を想定する。本変換器では、図 2.1 に示すようにセルと呼ばれる単位変換器を直列接続したアームから構成される。このように、多数のセルを直列接続して一つの変換器とすることで高圧化・大容量化を実現でき、高圧大容量の送電を行う直流送電に適している [17]。図 2.1 に示している MMC はセルとしてハーフブリッジ変換器を適用したハーフブリッジ型 MMC である。本ハーフブリッジ型 MMC はその低い損失と制御性能の高さから、日本をはじめとして世界中で直流送電用の交直変換器として導入が進められている [5,6]。なお、変換器は自励式と他励式変換器に分類できるが、MMC は IGBT (Insulated gate bipolar transistor) を代表とする自身でターンオンおよびオフが可能な自己消弧素子で構成されるため、自励式変換器に分類される。直流送電を構成する変換器としては、自励式の他に他励式に加え、近年提案されている自己消弧素子とサイリスタを組み合わせた変換器 [18–20] や洋上側変換器としてダイオード整流器を用いた方式 [21–24]

も想定されるが、本稿では自励式変換器に主眼を置いて議論を行う。

洋上と陸上の変換器を結ぶ送電線路としては海底ケーブルと架空線があり、必要に応じて、過電圧保護のためのアレスタや事故時に送電線路を切り離す機械接点、接地点が設けられる。これらが、洋上風力発電設備を連系する際の直流送電の基本的な構成である。次に本直流送電を介して送電を行うための制御手法の一例を示す。

2.2 直流送電の制御手法

まず、直流送電の核となる MMC の動作について説明する。MMC は先述したように、セルと呼ばれる単位変換器を直列接続したアームにより構成される。本アームはそれぞれが単位変換器によって構成されるため、可変電圧源として振る舞う。図 2.2 に洋上側 MMC (Rec)、図 2.3 に陸上側 MMC (Inv) のアーム電圧指令値のブロック図の一例をそれぞれ示す。図 2.2、図 2.3 の右側に示すように、6 本あるアームの電圧指令値 $v_{pu}^* \sim v_{nw}^*$ は、直流成分 v_{dc}^* と交流成分 v_u^* , v_v^* , v_w^* , そして循環成分 v_{zu}^* , v_{zv}^* , v_{zw}^* を加減算して生成する。 $v_{pu}^* \sim v_{nw}^*$ の添え字 p もしくは n はそれぞれ上側 (p 側) か下側 (n 側) のアームを示し、添え字 u, v, w はどの相を構成するかを示す。また、直流成分は直流送電線路側に出力する成分、交流成分は交流系統側に出力する成分、そして循環成分は MMC 内部を循環する電流に寄与する成分である。文献 [25] において詳細は示されているが、MMC の特徴として直流成分、交流成分、循環成分を独立に制御可能な点がある。MMC の本動作を基本としつつ、以下に直流送電を構成する洋上交流集電系統、直流送電部、陸上交流系統それぞれの系統での制御手法を示す。また、制御に基づいた等価回路を図 2.4 に示す。

2.2.1 洋上交流集電系統

陸上交流系統では、同期発電機によって系統の電圧が確立されている。一方、洋上の交流集電系統では電圧を確立する同期発電機が無い。したがって、交流集電系統においては順変換器 Rec が系統の電圧振幅および周波数を決定する [26]。具体的には、図 2.2 の中段に示すように、順変換器 Rec の電圧指令値の交流成分 v_u^* , v_v^* , v_w^* として、一定振幅 $V_n \cdot$ 一定周波数 f_n の正弦波を与える。この結果、図 2.4 の簡易等価回路左部に示すように、順変換器 Rec は交流集電系統側に対して電圧源動作となる。一方、発電設備 WPP

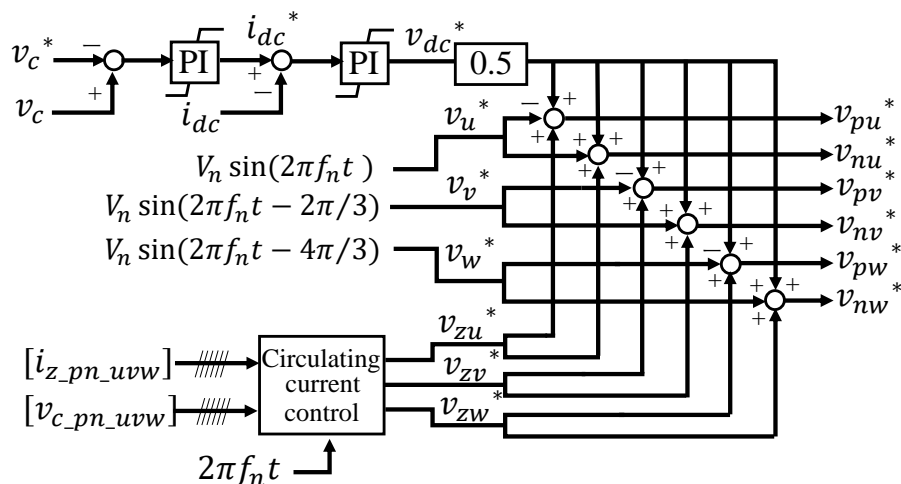


図 2.2: 洋上側 MMC (Rec) のアーム電圧指令値を決定するブロック図

は、順変換器 Rec の生成する電圧に同期し、発電出力に応じて出力電流を制御することにより、交流集電システムへの送電電力を決定する。図 2.5 に電流制御に用いるブロック図の概略を示す。本電流制御 ACR (Automatic current regulator) では、まず系統電圧の計測値 v_u , v_v , v_w から PLL (Phase locked loop) を用いて系統の位相を検出し、この位相に基づいて系統電流の計測値 i_u , i_v , i_w を回転座標系の d 軸電流 i_d および q 軸電流 i_q に変換する。そして、 i_d と i_q をそれぞれ指令値 i_d^* および i_q^* との偏差を取って比例積分制御器を適用し、非干渉項を加えて電圧指令値 v_d^* と v_q^* を生成する。ここで、d 軸電流によって有効電力、q 軸電流によって無効電力を独立に制御できる。 v_d^* と v_q^* は再度 PLL で出力した系統位相に基づいて三相量 v_u^* , v_v^* , v_w^* に変換し、これを各相の指令値とする。このように風力発電設備は電流制御を行うため、図 2.4 の簡易等価回路左部に示すように、風力発電設備は交流集電システムに対して電流源動作となる。

2.2.2 直流送電部

直流送電部では、まず片方の端子の変換器が電圧を確立する。本動作は逆変換器 Inv が担い、図 2.3 上段に示すように、例えば電圧指令値の直流成分 v_{dc}^* として、定数 (定格直流線間電圧) V_{dc} を与えることで直流電圧が一定となるように制御できる。したがって、図 2.4 の簡易等価回路に示すように、逆変換器 Inv は直流送電線路に対して電圧源動作となる。一方、順変換器 Rec は直流電流を制御している。これは図 2.2 上段に示すように、直流端子電流の計測値 i_{dc} と指令値 i_{dc}^* の偏差を取り、比例積分制御器を用いて

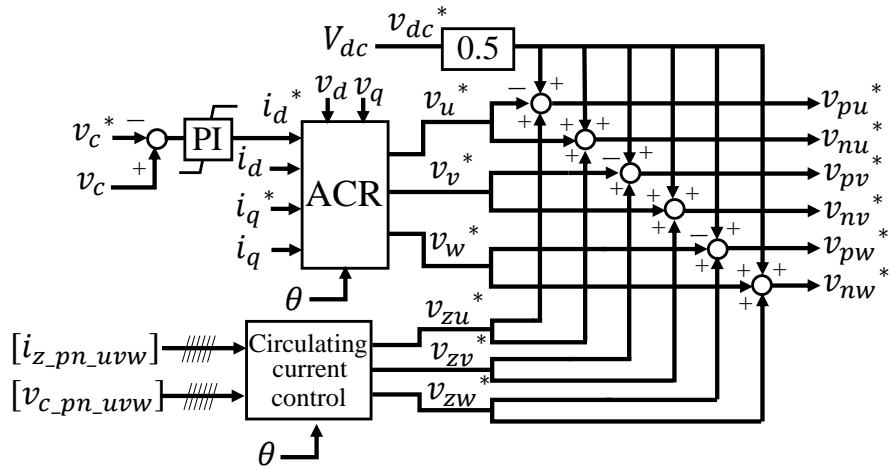


図 2.3: 陸上側 MMC (Inv) のアーム電圧指令値を決定するブロック図

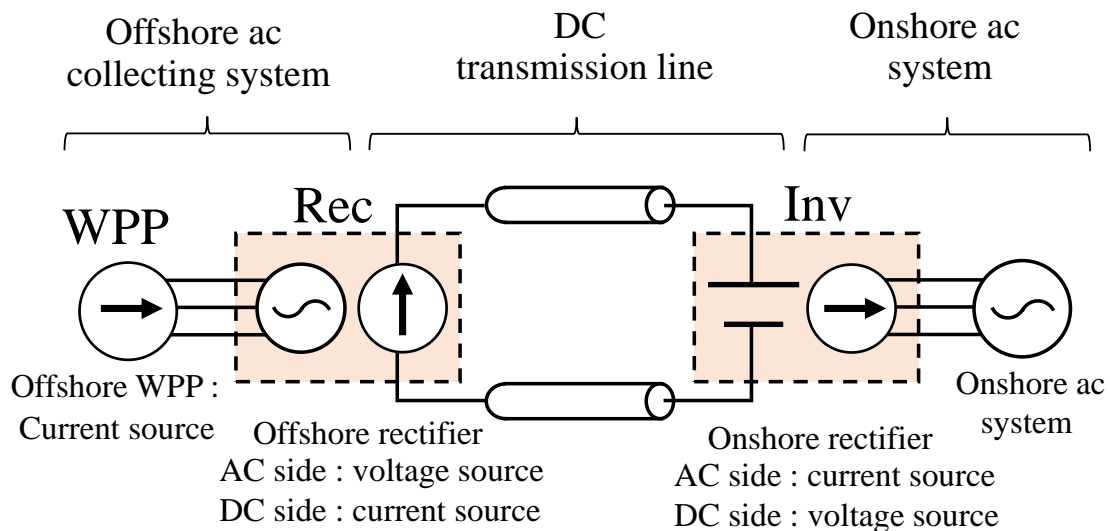


図 2.4: 直流送電の簡易等価回路

直流電圧指令値 v_{dc}^* を生成することで実現できる。この結果、図 2.4 の簡易等価回路に示すように順変換器 Rec は直流送電線路に対して電流源動作となる。ここで、図 2.1 に示すように MMC はそのセル内部にキャパシタを有する。MMC の動作のためにはこれらキャパシタの電圧が正常な範囲に収まるよう制御する必要がある。そこで、順変換器 Rec の直流電流制御の指令値 i_{dc}^* は、図 2.2 上段に示すように MMC 内部のキャパシタ電圧の平均値 v_c と指令値 v_c^* の偏差を取り、比例積分制御器を用いて生成している。この結果、先述したように順変換器 Rec は交流側に対して電圧源動作を行っており、交流側か

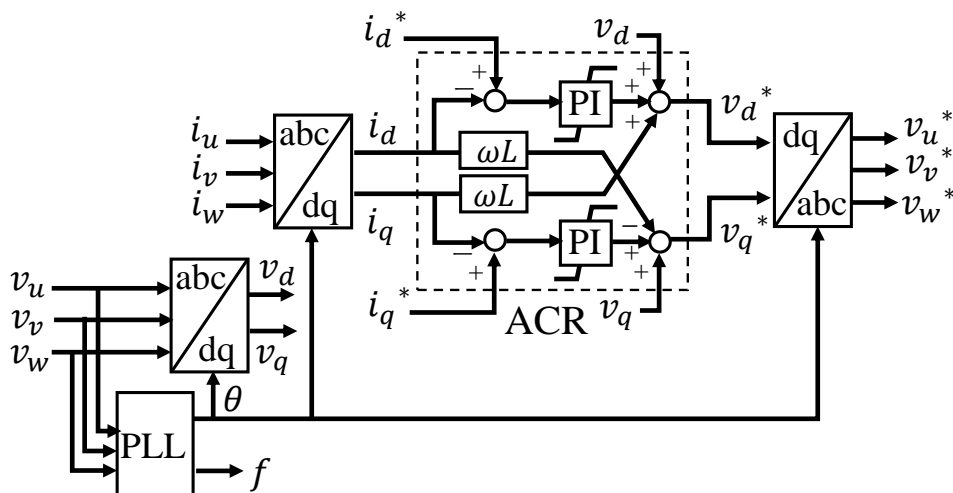


図 2.5: 回転座標系の dq 軸を用いた電流制御ブロック

らは風力発電設備からの有効電力が流入するが、この有効電力は MMC 内部のキャパシタに蓄積され続けることなく、損失分を除き直流側に供給される。このように、MMC 内部のキャパシタ電圧を維持するように直流電流を制御することで、洋上風力発電設備から洋上側変換器（順変換器 Rec）を介した送電を実現できる。なお、より詳細なキャパシタ電圧の制御方法は文献 [27] や [28,29] にまとめられており、図 2.2、図 2.3 下段に示す循環成分（Circulating current control）もこの用途に用いられる。本稿では循環成分の制御法や各セルの指令値の生成法の詳細については省略する。

2.2.3 陸上交流系統

陸上交流系統に連系する逆変換器 Inv は、図 2.5 に示した風力発電設備の電流制御 ACR と同様に、陸上交流系統の電圧と同期した交流電流が流れるように交流側の電圧指令値を生成する。その結果、図 2.4 の簡易等価回路右側に示すように逆変換器 Inv は陸上交流系統側に対して電流源動作となる。この際の電流指令値は、先に示した順変換器の直流電流制御と同様に、逆変換器 Inv 内のエネルギー蓄積要素であるセルキャパシタの電圧の平均値が一定値になるように生成する。したがって、図 2.3 中段の交流電流制御 ACR において、d 軸電流の指令値 i_d^* は、セルキャパシタの電圧計測値の平均値 v_c と指令値 v_c^* の偏差を取り、比例積分制御器を用いて生成する。その結果、直流端子側から逆変換器 Inv へ流入する電力より、逆変換器の変換器損失を差し引いた有効電力が、陸

上交流系統側へ出力される。以上の動作より、洋上風力発電設備から直流送電を介した陸上交流系統への送電を実現できる。

2.3 直流送電の送電形態

次に、直流送電の基本的な送電形態を示す。図 2.6 に示すように直流送電の基本的な形態として (a) 非対称単極、(b) 対称単極、(c) 双極構成がある [30]。非対称単極構成は図 2.6 (a) に示すように本線と帰線の 2 本の送電線から成り、帰線の一端を接地する構成である。この結果、定常時の運転において、接地した帰線の対地電位は零、本線の対地電位は定格直流線間電圧 V_{dc} となる。

図 2.6 (b) に示す対称単極構成は、2 本の送電線を用いる点は非対称単極構成と同じであるが、送電線路の対地電位が異なる。具体的には、図 2.6 (b) に示すように直流側の送電線路を直接接地せず交流側に接地を設けることで、送電線路の対地電位を極間電圧（線間電圧） V_{dc} の半分 $V_{dc}/2$ にできる。これにより、設備の絶縁設計の要件を緩和できる。交流側の接地方式としては、変換器側に Δ 結線の変圧器を適用して図 2.6 (b) に示すように三線から接地を設ける手法をはじめとして、Y 結線の変圧器を適用して中性線をインピーダンス接地する手法等、様々な方法がある [31,32]。また、交流側に接地点を設ける手法以外にも、直流側の線路を直接接地せずに、各送電線路と大地の間にアレスタやブレーキングチョッパを挿入することで直流側の電圧を分圧し、対地電位を極間電圧の半分にする方法も提案されている [33]。このように対称単極構成における接地方法については様々な手法が提案されており、その得失は例えば文献 [34] にまとめられている。なお 2 本の送電線の内、正の対地電位を有する送電線を正極、負の対地電位を有する送電線を負極と呼ぶ。本稿では第 3 章および第 4 章において対称単極構成を想定した検討を行う。

図 2.6 (c) に示す双極構成は、2 組の非対称単極構成において片方の送電線を共有することで構築できる。ここで、共有する線を中性線と呼び、一般的にこの中性線の一端を接地する。また、定常時の動作において対地電位が正の線路を正極、負の線路を負極と呼ぶ。2 つの非対称単極構成を独立に用いた場合は送電線路として 4 本の導体が必要になるのに対し、双極構成では中性線を共有することにより、導体数を 3 本にできる。加えて、先述した非対称単極や対称単極構成において事故が発生するとすべての送電が停止するのに対し、双極構成であれば片方の極で事故が発生しても、もう片方の極を通じ

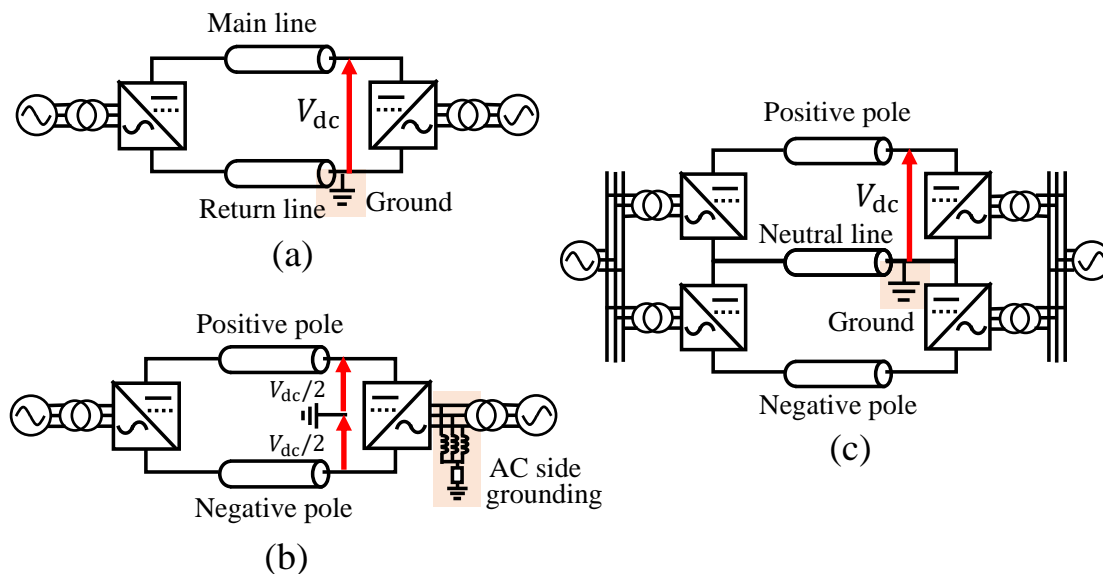


図 2.6: 直流送電の送電形態：(a) 非対称単極，(b) 対称単極，(c) 双極構成

て送電を継続できる [35]。このように，双極構成は先述した非対称単極構成や対称単極構成と比較すると，供給信頼度に優れ，送電線路の導体数を低減できることから，より大容量の送電を行う場合に適している。本稿では第 5 章および第 6 章において双極構成を対象とした検討を行う。

2.4 直流送電における直流事故

次に，直流送電における直流事故時の挙動を示し，ハーフブリッジ型 MMC では事故電流の遮断が難しいことを示す。まず，直流送電の事故については文献 [36] でまとめられおり，送電線路での地絡事故，短絡事故，断線事故等がある。これらの内，地絡事故の頻度は他の事故と比較して高く，ケーブルではより顕著である [37,38]。よって，本稿では直流事故として送電線路での地絡事故を想定する。地絡事故は，架空線であれば雷害や樹木接触，ケーブルであれば経年劣化による絶縁破壊によって引き起こされる。ケーブルの場合は，正極と負極，または本線と中性線の送電線が別々に敷設されるため，片方のケーブルが絶縁劣化で破損し地絡事故が発生する場合があっても，双方のケーブルが両方同時に破損して両極事故になる確率は非常に低い。地絡の起きる送電線としては，定常時において電位を有する送電線路（接地のされていない正極もしくは負極の線路）を想定する。この場合，定常時は対地電位として定格電圧を有する送電線が等価的

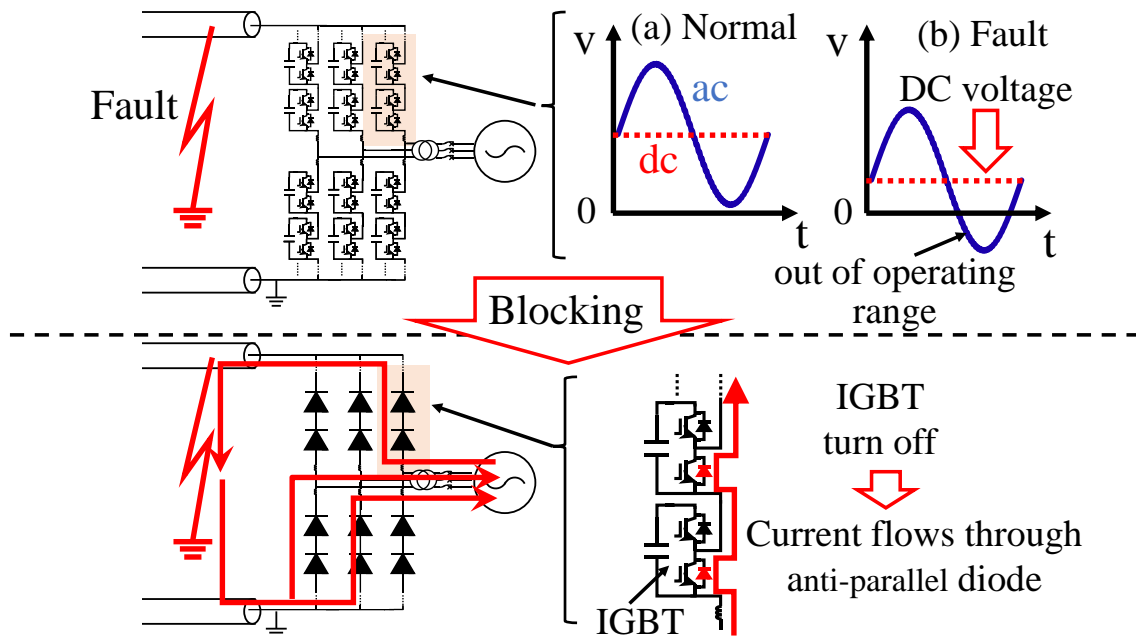


図 2.7: ハーフブリッジ型 MMC の事故時の挙動

に接地されるため、直流送電では電圧低下が発生する。

2.4.1 直流送電における直流事故の課題

図 2.7 にハーフブリッジ型 MMC に対して地絡事故が発生した際の挙動を示す。地絡事故の結果、送電線路では電圧低下が発生する。従来用いられているハーフブリッジ型 MMC の欠点として、直流事故時に変換器の電流を制御できなくなる欠点がある。なぜなら、ハーフブリッジ型 MMC の各アームは、正の電圧しか出力できないからである。

定常時には、図 2.7 右上 (a) に示すように各アームは直流成分と交流成分を足し合わせた電圧を出力する。これらの直流成分や交流成分はそれぞれ定格値に近い値をとり、その足し合わせた値が負にならないように決定する。一方、直流側の地絡事故発生時のように、直流側の電圧低下に対して直流端子の電流を制御するためには、アームが出力する直流成分の電圧を送電線路側の電圧に応じて低下させる必要がある。この結果、図 2.7 右上 (b) に示すように、アームが出力する直流電圧を低下させると、直流成分と交流成分を足し合わせた値、すなわちアームに与える電圧指令値が負になる期間が発生する。一方、ハーフブリッジ型のセル（単位変換器）は後の図 2.11 (a) でも示しているが、零以上の電圧しか出力できないため、それを直列接続したアームとしても零以上の電圧し

か出力できない。この結果、アームに与える電圧指令値が負になっても実際には零の電圧が出力され、この期間は所望の電圧指令値を出力できない期間となる。この結果、変換器による電流制御が正常に動作しなくなり、変換器内部を流れる循環電流や交流電流において過電流が発生し、変換器を停止させてしまう。このように、ハーフブリッジ型 MMC は電圧低下を起こす直流事故に対して電流を制御できないという欠点を有する。

既存の設備では、直流側の電圧低下が発生するとハーフブリッジ型 MMC はその電流を適切に制御できなくなるため、変換器を一度ゲートブロック (Blocking) する [9,39]。ゲートブロックとは変換器の IGBT 素子をすべてターンオフしてスイッチング動作を停止することを意味し、本動作によって変換器の電流および電圧制御は停止する。しかし、図 2.7 下側に示すようにセル内の IGBT がターンオフしても逆並列ダイオードを介して電流が流れるようになる。この結果、図 2.7 下側に示すように等価的に変換器はダイオード整流器として動作し、直流側の電圧低下が継続している限り、交流側からダイオード整流器動作の変換器を介して直流側に事故電流が流れ続けてしまう。ただし本動作によって事故電流が IGBT に流れることがなくなるため、事故電流による IGBT の破損を回避できる。一方、逆並列ダイオードには事故電流が流れるため、事故除去の時間に応じて、短時間の過電流耐量をもたせる必要がある。

上記のようにハーフブリッジ型 MMC では、直流側事故時に事故電流を遮断することが困難である。本課題に対応するため、様々な保護方式が提案されている。これらの保護方式は 1.交流遮断器による電流の遮断、2.交流 - 直流変換器による電流の遮断 (限流)、3.直流遮断器による電流の遮断に大別できる [8]。加えて、これら 3 方式と比較して適用条件は制約されるものの、受動素子で構成できるダイオードを用いた事故電流の遮断についても述べる。

2.4.2 交流遮断器による電流の遮断

先に示したように、ハーフブリッジ型 MMC はゲートブロックした後ダイオード整流器として動作し、交流側から直流側への事故電流の流入が継続する。これに対し、既存の直流送電は図 2.8(a) に示すように交流遮断器によって交流系統と変換器を分離し、交流側から直流側への電流を遮断している [9,39]。交流遮断器は、これまで交流系統で使用されてきた実績があり、後述する他の方式と比べて低コストである [8]。例えば、国内で運用している新北海道本州間連系設備 (新北本連系) でも本方式により事故電流を

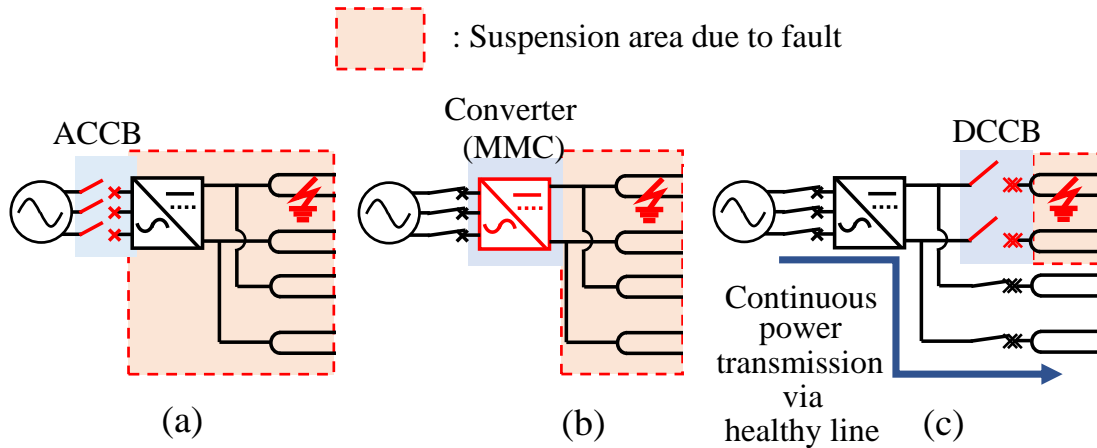


図 2.8: 直流事故時の保護方式：(a) 交流遮断器，(b) 交直変換器，(c) 直流遮断器

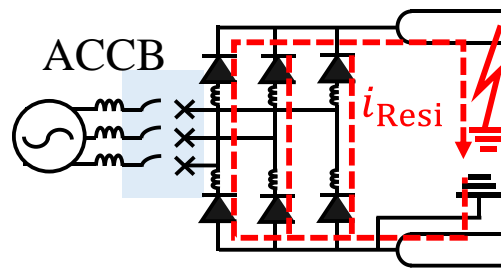


図 2.9: 交流遮断器動作後の直流側残電流

遮断している。この場合、交流遮断器を用いて事故電流を遮断した後、自然に消弧する事故であれば消アークイオン時間の経過後、交流遮断器を再投入することで1秒程度で送電復帰できる [9]。

また、既存のほとんどの直流送電は2端子であるが、研究段階では交流遮断器による保護方式を多端子直流送電に適用する検討も行われている [40–42]。この場合、交流遮断器が動作して直流側の電流が十分に限流された後、直流側に備えられた断路器によって事故区間のみを切り離す。そして交流遮断器を再投入することで健全区間を介して送電を再開できる。このように、交流遮断器は既存技術であり比較的低コストであるため、直流送電の保護方式の一つとして有用である。しかし、以下に示す課題がある。

交流遮断器を動作させた場合、交流系統から直流送電を切り離すため、直流送電全体が一度停止する。言い換えれば、事故を直流側で局所化できない。例えば図 2.8(a) に示すように、送電線路が2回線あり、片方の回線で事故が発生した場合でも事故を直流側

すればただちに送電を再開できる。しかし、洋上風力発電設備は単独で動作することが難しく、交流遮断器の動作とともに洋上側変換器から切り離され、停止する懸念がある。一度風力発電設備が停止すれば、機械的な動作を含むためその再起動には時間を要し、交流遮断器を再投入しても送電を即座に再開できない。このように、既存技術である交流遮断器の適用は、その事故除去に要する時間の観点と風力発電設備の運転継続の観点から課題がある。

2.4.3 交流 - 直流変換器による電流の遮断

先に示した課題により、交流遮断器以外の保護方式も多数検討されている。その一つとして変換器による事故電流の遮断がある。先述したように、従来用いられているハーフブリッジ型 MMC は直流事故時に変換器の電流を制御できなくなる。これに対して、変換器の構成や動作を工夫することで、直流事故の除去に寄与する方法が提案されている。これらは (1) 負の電圧を出力可能な耐事故変換器を用いる、(2) ハーフブリッジ型 MMC における短絡動作を行う、の2つに大別される。

2.4.3.1 負の電圧を出力可能な耐事故変換器

先に示したように、MMC の各アームは直流成分と交流成分を足し合わせた電圧を出力する必要がある。ここで、直流事故時に直流端子電流を制御するためには、送電線路の電圧低下に合わせて直流成分を低下させる必要があり、この結果各アームとして負の電圧を出力することを求められる。そこで、負の電圧を出力できるアームを用いた変換器を採用することで、直流事故時でも変換器を介した事故電流の流入を回避できる。このような変換器を本稿では耐事故変換器と呼ぶ。

具体的な構成として、図 2.11 (a) に従来用いられるハーフブリッジ型のセルを比較として示し、図 2.11 (b) に耐事故変換器に用いられるフルブリッジ型のセル [10,11] を示す。図 2.11 から分かるように、セルが有するキャパシタ電圧を $v_{c,cell}$ とすると、図 2.11 (a) のハーフブリッジ型のセルは出力 v_{out} として $v_{c,cell}$ か 0 しか出力できないのに対し、図 2.11 (b) のフルブリッジ型のセルは出力 v_{out} として $v_{c,cell}$, 0, $-v_{c,cell}$ のいずれか（正から負の値）を出力できる。この結果、フルブリッジ型のセルを直列接続したアームとしても負の電圧を出力できる。耐事故変換器に用いられるセルは、フルブリッジ型セルの他に

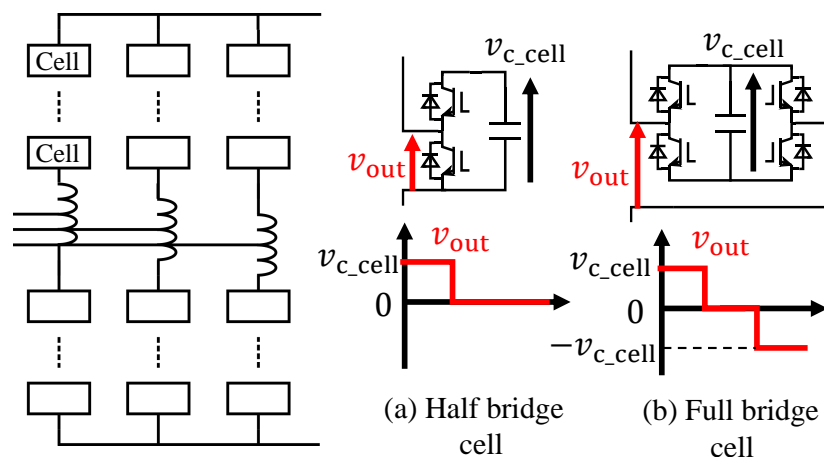


図 2.11: 二重 Y 結線型モジュラーマルチレベル変換器と (a) ハーフブリッジ型セル (b) フルブリッジ型セル

もクランプダイオード型セル [43] をはじめ、種々様々な構成が提案されている [44–46]。これらのセルを用いて MMC を構築することで、ハーフブリッジ型 MMC の課題であった、交流側から直流側への電流の流入を抑制できる。なお、図 2.8(b) に示すように変換器で事故電流を遮断しても直流側で事故区間を局所化できないため、交流遮断器と同様に一度直流送電全体が停止する。多端子直流送電の場合は、各変換器で直流側の事故電流を遮断した後、直流側に挿入した断路器により事故区間を切り離して送電を再開する。

耐事故変換器による事故電流の遮断は、機械接点の動作を含まず、半導体スイッチにより高速に行うため、交流遮断器を用いた場合と比較して短時間で送電を再開できる利点がある。この利点から、多端子直流送電の保護方式の一つとして注目されている。またフルブリッジ型 MMC は、直流事故中に直流側の事故電流を抑制しつつスイッチング動作を継続できる。したがって、事故により有効電力を送れなくても、交流側の制御を継続し、無効電力制御による陸上交流系統の安定化への寄与が期待できる。洋上風力発電設備に対しては洋上交流集電系統の電圧を維持し続けることで、交流遮断器を用いた保護方式の課題であった、洋上風力発電設備の脱落を回避できる可能性がある。

上記に示すように、従来のハーフブリッジ型 MMC に代え、フルブリッジ型 MMC のようなアームで負の電圧を出力できる耐事故変換器を採用することで、直流事故時の挙動を大幅に改善できる。一方、耐事故変換器の大きな欠点として、ハーフブリッジ型 MMC と比較して半導体スイッチが増加する点がある。例えば図 2.11 (a) と (b) を比較

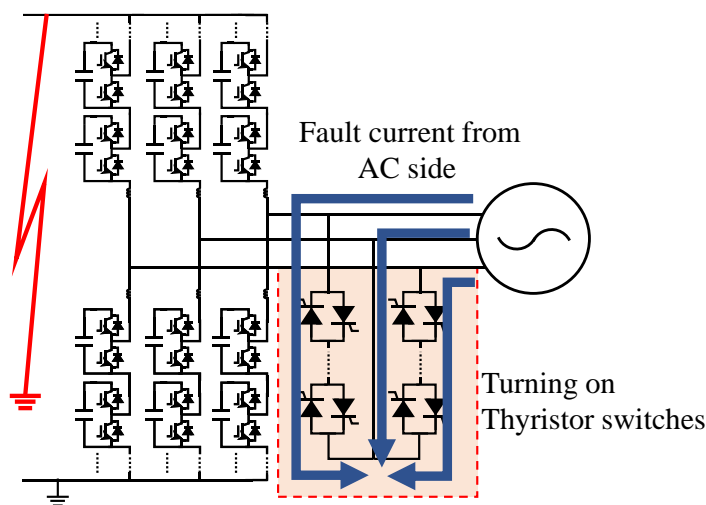


図 2.12: サイリスタスイッチを用いた短絡動作

すれば、ハーフブリッジ型セルと比較してフルブリッジ型セルの半導体スイッチの個数が2倍になっている。これは各セルで負の電圧を出力するため必要であり、数百段のセルからなる直流送電用の MMC において、アームのハーフブリッジ型セルをすべてフルブリッジ型セルに置き換えた場合には、半導体スイッチは数百単位で増加する。すべてのアームをフルブリッジ型セルで構築するのではなく、ハーフブリッジ型セルと組み合わせて構築するハイブリッド型 MMC の研究も行われている [47–49]。しかし、この場合でもハーフブリッジ型 MMC と比較した際の半導体スイッチの増加は免れず、またフルブリッジ型セルの個数を低減するほどアームが出力できる負の電圧幅が小さくなるため、直流事故時の電流抑制効果が低減する [50]。このように耐事故変換器では半導体スイッチの増加を伴い、これが初期コストの増加に加えて半導体スイッチでの定常的な損失の増加も引き起こす。耐事故変換器の導入にあたっては、このようにコストや損失の観点で大きな障壁がある。

2.4.3.2 ハーフブリッジ型 MMC における短絡動作

耐事故変換器を用いる以外にも、ハーフブリッジ型 MMC を用いつつ、補助スイッチの追加や動作を工夫することで事故除去に寄与する手法も検討されている。先述したように、既存の2端子直流送電では、事故の発生とともに半導体スイッチをすべてターンオフするゲートブロックを行う。この場合、ハーフブリッジ型 MMC は等価的にダイ

オード整流器として動作し、逆並列ダイオードを介して交流側から直流側へ電流が流入し続けてしまう。一方、変換器の交流端子、もしくは変換器内部で短絡モードを生成することで、交流側から直流側への電流の流入を回避できる [51,52]。例えば文献 [52] では、図 2.12 に示すようにハーフブリッジ型 MMC の交流端子にサイリスタスイッチを挿入している。直流事故が発生すると、このサイリスタスイッチをターンオンし、交流端子を三相短絡状態にする。本動作によって、交流系統から流れ込む電流は短絡されたサイリスタスイッチに流れるようになり、直流側への流入を防止できる。この結果、直流側の電流は徐々に限流していく。ハーフブリッジ型 MMC の上下アーム [53]、もしくはいずれかのアーム [14,15] を短絡させることでも交流側から直流側への電流の流れ込みを抑制できる。

ただし、先に示したフルブリッジ型 MMC のような耐事故変換器と比較すると、これらの手法は交流系統に対して等価的に三相短絡を引き起こす。この結果、例えば交流系統から変換器に向けて過大な電流が流れる可能性がある。変換器においては、サイリスタスイッチや変換器の半導体素子は短絡時に流れる電流に応じた過電流耐量をもたせておく必要がある。このように、変換器における短絡動作は交流系統に対して電圧低下の観点で厳しい条件を課すため、その影響を考慮する必要がある。

2.4.4 直流遮断器による電流の遮断

そして、交流遮断器や変換器とは異なる第 3 の保護方式として直流遮断器がある。この場合は、直流遮断器を各送電線路の両端に配置することで、事故の発生した送電線路のみを選択的に除去できる。例えば図 2.8(c) に示すように、2 回線のうち片方の回線で事故が発生した場合には、事故の発生した回線のみを切り離し、事故の発生していない回線を介して送電を継続できる。このように、直流遮断器は先に示した交流遮断器や変換器を用いた保護方式と比較し、直流側で事故を局所化できる利点をもつ。このような利点から、特に複数地点を連系する多端子直流送電においてその適用が期待されている。これまで検討されてきた直流遮断器の方式としては、1.機械式、2.半導体式、3.ハイブリッド式がある [54]。

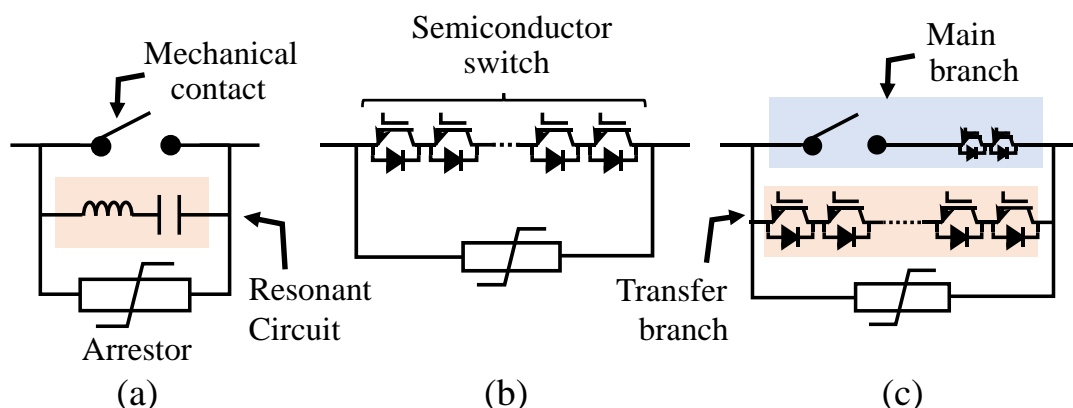


図 2.13: 直流遮断器の代表的な構成：(a) 機械式，(b) 半導体式，(c) ハイブリット式

2.4.4.1 機械式直流遮断器

機械式直流遮断器 [55,56] は，図 2.13(a) に示すように定常時の電流が流れる機械接点部（Mechanical contact）と直流電流に零点を生成する共振回路（Resonant circuit），そして遮断時のエネルギーを消費するアレスタからなる。直流電流を遮断する際は，最初に機械接点を開極しつつ，それと同時に共振現象を発生させる。そして機械接点が十分に開極した状態で共振回路により電流の零点が生成されることで，機械接点のアークが消えて絶縁状態となり，共振回路の方に事故電流が転流する。この電流は共振回路のキャパシタを充電する。そして，キャパシタの電圧がアレスタの制限電圧を超えるとともにアレスタに電流が流れ，最終的にアレスタによりエネルギーが消費されて事故電流が遮断される。

機械式直流遮断器は既存の直流送電にも適用されており，双極構成の中性線事故時に用いられる MRTB（Metalic return transfer breaker） [57] や極を分離する NBS（Neutral bus switch） [58] として用いられている。また，機械式直流遮断器は後述する他方式と比較して低コストで導入できる見込みがある [59]。一方機械式直流遮断器の課題として，後述する他方式と比較して低速である点がある。現状の機械式直流遮断器の操作には 30～40 ms の時間を要する [56,60]。この間に送電線路で発生した事故はシステム全体に波及し，直流送電を構成する変換器すべての停止を余儀なくさせる。このように，機械式直流遮断器を用いた場合には先述した交流遮断器や変換器を用いた保護方式と同様にシステム全体の一時的な停止を引き起こし，機械式直流遮断器を用いる場合には比較的低速な動作を考慮する必要がある。

2.4.4.2 半導体式直流遮断器

半導体式直流遮断器 [61,62] は図 2.13(b) に示すように半導体スイッチとアレスタを並列接続した構成である。事故が発生した際には半導体スイッチをオフし、事故電流をアレスタに転流させてエネルギーを消費することで事故電流を遮断する。半導体式直流遮断器は、機械式直流遮断器とは異なり機械的な動作遅延を伴わないため、1 ms 程度で事故電流を遮断することができる。したがって、事故発生時に当該箇所を検出して半導体式直流遮断器で高速に事故区間を除去すれば、事故のシステム全体への波及を回避し、変換器の停止を回避しながら健全区間を介して送電を継続できる。このように先述した低速の機械式直流遮断器と比較して、動作速度の点で半導体式直流遮断器には利点がある。

一方、半導体式直流遮断器は定常的な損失が大きい課題がある。半導体スイッチには電流が流れることで電圧降下が発生し、これが導通損失を発生する。特に大容量直流送電の場合、その送電電圧は 320 ~ 500 kV に及び、これに応じて直流遮断器に用いる半導体スイッチの直列数が増え、導通損失も増大する。このため、半導体式直流遮断器を用いた際には、その定常損失の大きさが課題となる。

2.4.4.3 ハイブリッド式直流遮断器

これまで説明した機械式および半導体式の課題を踏まえ、近年注目されている方式がハイブリッド式 [12,13] 直流遮断器である。ハイブリッド式直流遮断器の代表的な構成として、図 2.13(c) に ABB (現日立エナジー) が提案した構成 [12] を示す。本ハイブリッド式直流遮断器の場合、図 2.13(c) に示すように定常時の電流を流す機械接点と半導体スイッチからなる通電部 (Main branch) に加えて、通電部からアレスタに電流を転流させる転送回路 (Transfer branch) , そして、事故電流のエネルギーを消費するアレスタから構築されている。このように、機械接点と半導体スイッチ双方を用いる点がハイブリッド式直流遮断器の特徴である。

半導体式直流遮断器では定常時の損失が課題であるが、ハイブリッド式直流遮断器の場合、定常時は主に機械接点で構成される通電部に電流を流すことで、導通損失を低減できる。直流事故が発生した際には、機械接点を開極し始めるとともに、通電部の半導体スイッチをオフ状態にする。通電部の半導体スイッチがオフすることで通電部に流れていた事故電流は半導体スイッチからなる転送回路に転流する。そして、通電部の機械

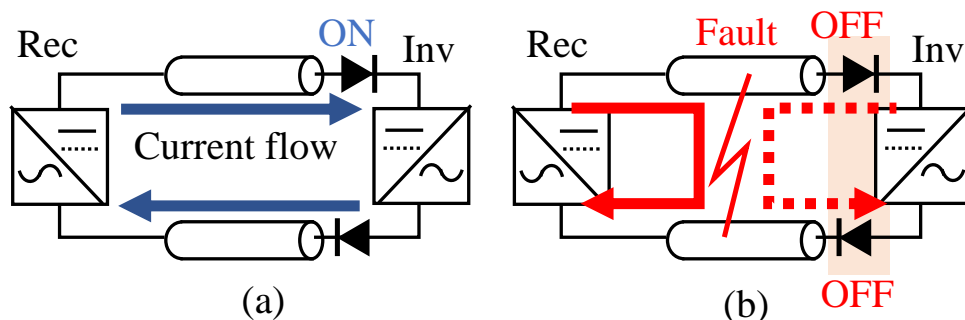


図 2.14: ダイオードによる事故電流遮断：(a) 定常時，(b) 事故時

接点が十分に開極した後，転送回路の半導体スイッチをオフすることで事故電流はアレスタに転流し，エネルギーを消費することで事故電流を遮断する。ここで，転流動作は半導体スイッチによって行われるため高速である一方，定常時は先述したように導通損失の小さい機械接点を主に電流が流れる。このように，ハイブリッド方式は機械式の導通損失が小さい利点と半導体スイッチの高速動作を組み合わせた特性をもつ。現在研究・開発の途上ではあるが，6 ms 程度で 25 kA の電流を遮断する 500 kV ハイブリッド式直流遮断器が検討されている [7,63]。その他にも様々なハイブリッド式直流遮断器が提案されている [59,64]。ハイブリッド式直流遮断器のような高速・大電流遮断が可能な直流遮断器は，今後の多端子直流送電の供給信頼度向上に大きく貢献すると目されており，本直流遮断器を活用した保護方式の研究が進められている [65,66]。

一方，ハイブリッド式直流遮断器は先に示したように複数の機械接点および半導体スイッチからなり，複雑・高コストな機器となる。したがって，多端子直流送電を保護するためハイブリッド式直流遮断器を多用した場合には，システムの高コスト化が懸念される。また一部プロトタイプが製作・検証されているものの [7]，ハイブリッド式直流遮断器は現状開発の途上にあり，その幅広い実用化には時間を要する。このように，ハイブリッド式直流遮断器の導入にはコストや導入に要する時間の観点で課題がある。

2.4.5 ダイオードを用いた保護方式

上記の直流遮断器以外に直流側で事故電流を遮断する方法として，電流を一方向にしか流さないダイオードを用いる手法もある [67,68]。これは，図 2.14 に示すように定常時と事故時の電流の向きが逆向きの際に使用できる。図 2.14(a) では潮流方向が順変換

器 Rec から逆変換器 Inv に向かっており、この方向に合わせてダイオードを挿入すれば定常時の電流を阻害することはない。具体的な用途として潮流方向が基本的に一方向である、洋上風力発電設備から陸上交流系統への送電がある。一方図 2.14(b) に示すように、直流事故が発生し送電線路の電圧が低下した場合には、逆変換器 Inv 側では定常時とは逆向きの事故電流が流れこもうとする。このような定常時と逆向きの電流については、ダイオードでブロックできる。なお、この際ダイオードの両端には、電圧低下した送電線路と定格電圧を出力している逆変換器 Inv の直流端子電圧の差分が印加されるため、耐圧をもたせるためダイオードの直列数は数百単位となる。また、順変換器 Rec については電流の向きが定常時と事故時で変わらないため、別途保護方式が必要になる。ダイオードは先述した直流遮断器と比較すると、受動素子であるダイオードおよび過電圧抑制用のアレスタのみで構築できるメリットがある。ただし、電流の向きを一方向に限定してしまうため、使用可能な用途は限られる。

2.5 洋上風力発電用の直流送電への保護方式の適用

以上に示すように、直流事故に対して多数の保護方式が検討されており、近年では、上記の複数の保護方式を組み合わせた手法も検討されている [69,70]。一方、これまで示してきたようにそれぞれの保護方式で得失があり、本稿の目的である洋上風力発電の運転継続を達成するにあたっては、その得失を整理し、低コストで実現できることが望ましい。以下に、先述した保護方式を洋上風力発電設備を連系する直流送電に適用した文献を示し、その上で本稿での提案手法の位置づけを明らかにする。

2.5.1 陸上側に高速・大電流遮断が可能な直流遮断器、洋上側に交流遮断器を適用した文献：図 2.15

文献 [70] では、直流事故に対する保護方式として図 2.15 に示すように陸上側に高速・大電流遮断が可能な直流遮断器、洋上側に交流遮断器を適用している。高速・大電流遮断が可能な直流遮断器とは、具体的に約 5 ms で 10 kA 程度の直流電流を遮断できる直流遮断器を指し、半導体式やハイブリッド式直流遮断器が候補となる。本文献では複数の保護方式を組み合わせることで、コスト増加につながる高速・大電流遮断を行う直流遮断器の個数を低減している。

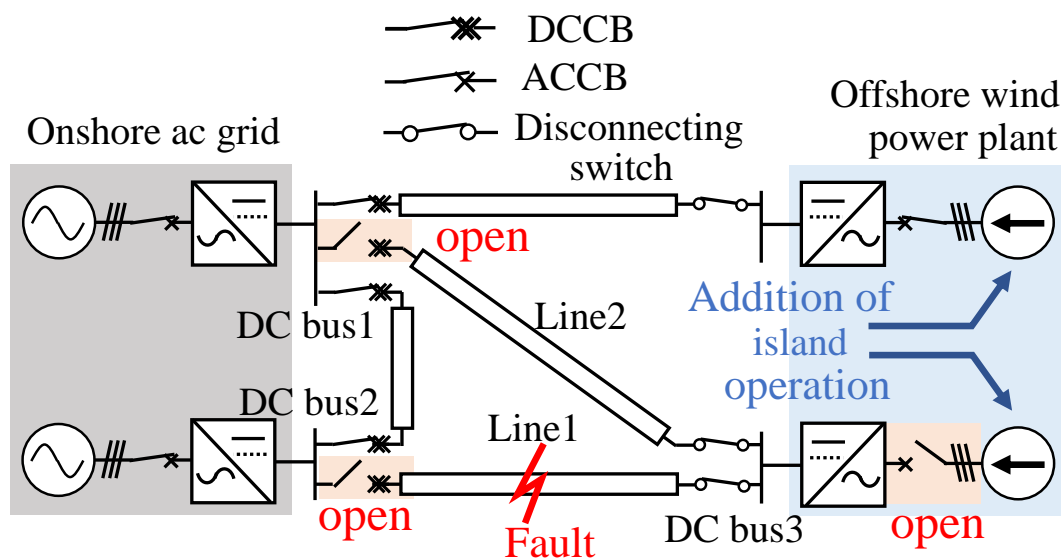


図 2.15: 陸上側は高速・大電流遮断が可能な直流遮断器，洋上側は交流遮断器による保護方式（文献 [70] を参考に作成）

図 2.15 の Line 1 で事故が発生した場合，陸上側の母線 DC bus 1 と DC bus 2 には各回線間に直流遮断器 DCCB が挿入されているため，事故回線につながる直流遮断器を動作させることで他回線への事故波及を回避できる。一方洋上側の母線 DC bus 3 には直流遮断器を挿入していないため，本母線に繋がる事故回線 Line 1 と Line 2 の 2 回線に事故が波及する。そして，洋上端子では交流遮断器により事故電流を遮断するため，図 2.15 右下に示すように交流遮断器によって風力発電設備は直流送電から切り離されて単独系統となる。その結果，電流源動作である風力発電設備の連系先が開放端となるため，洋上の交流集電系統では過電圧が発生する懸念が示されている。これに対し，風力発電設備が単独系統となっても過電圧が発生させない追加の制御法を提案，風力発電設備に実装し，その妥当性を検証している。

本文献では，洋上側では交流遮断器による保護方式を適用することで，高速・大電流遮断が可能な直流遮断器の個数を低減しながら風力発電設備の運転継続を実現している。しかし，本手法を適用する場合には，洋上の風力発電設備に単独動作するための追加の制御を実装する必要がある。図 2.1 左側に示すように風力発電設備は多数の風車発電機に応じて多数の系統連系インバータからなるため，これら複数台の系統連系インバータ間での協調動作が必要となる。また，先述したように交流遮断器は事故が発生してから再投入するまで時間を要する。この間洋上風力発電設備は発電した電力を送れないため，

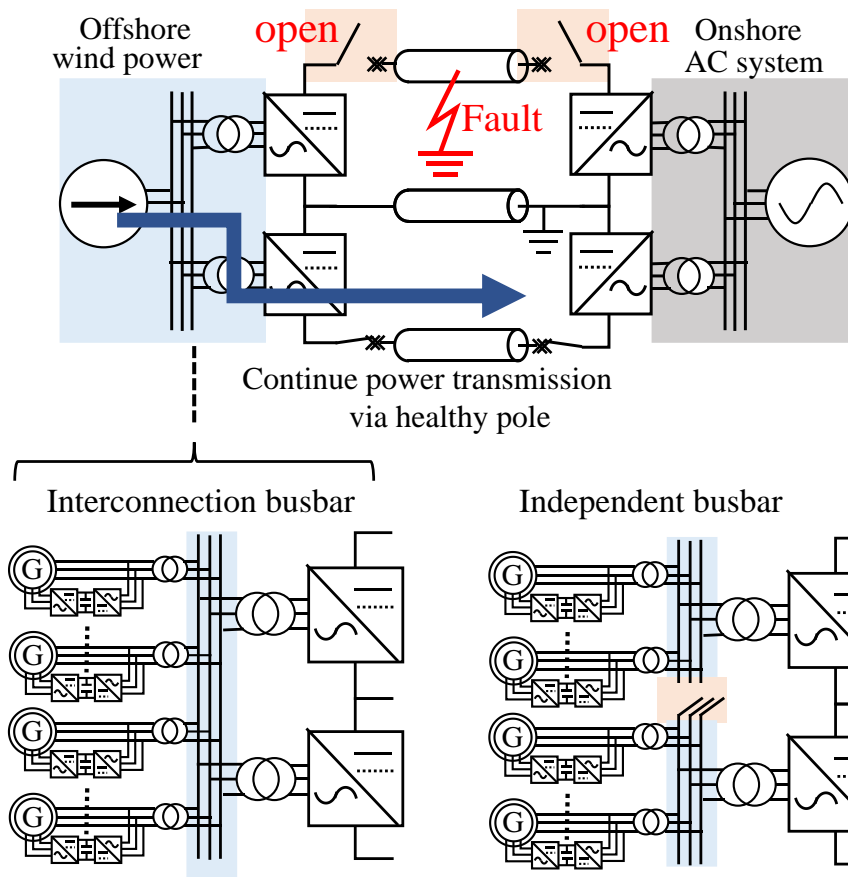


図 2.16: 双極直流送電における高速・大電流遮断が可能な直流遮断器の適用
(文献 [71,72] を参考に作成)

余剰電力が発生し続ける。したがって、この間余剰電力を散逸するための大容量の追加の負荷設備が必要となり、これはシステムコストの増加に繋がる。もしくは洋上風力発電設備の高速かつ大幅な出力抑制が必要となるが、この場合は風車側に機械的なストレスを与える懸念がある。

2.5.2 陸上側・洋上側双方に高速・大電流遮断が可能な直流遮断器を適用した文献：図 2.16

文献 [71,72] では、双極構成を対象として、洋上風力発電設備の運転継続を実現する手法を検討している。これは、双極構成が2つの極からなる特徴を活かし、図 2.16 に示すように事故の発生した事故極のみを選択的に遮断し、事故の発生していない健全極を

介して送電を継続することで風力発電設備の脱落を回避する。この際、洋上と陸上双方の変換器の直流側に高速・大電流遮断が可能な直流遮断器を挿入している。先に示した洋上端子に交流遮断器を適用した文献と比較すると、本文献では直流遮断器で高速に事故極のみを切り離すことで洋上側変換器を運転継続させる。この結果、洋上側変換器は洋上の交流集電システムの電圧を維持し続け、洋上風力発電設備と洋上側変換器の連系は維持される。このように、高速・大電流遮断が可能な直流遮断器で選択的に事故区間を除去することで、風力発電設備の脱落を回避できる。しかし、高速・大電流遮断が可能な直流遮断器の適用はシステムの複雑化・高コスト化を招く。

なお、図 2.16 に示す構成では、洋上交流集電システムにおいて、図 2.16 左下に示すように双極を構成する正極と負極の洋上側変換器の交流端子を母線で連系している（Interconnection busbar）。この場合、先述したように洋上側変換器は洋上交流集電システムの電圧を確立する電圧源動作となるため、正極と負極の2つの洋上側変換器の間で過大な横流が流れないように連携動作が必要になる。一方、洋上交流集電システムの構成として図 2.16 右下に示すように、正極と負極で独立に風力発電設備を連系する構成（Independent busbar）も考えられ、この場合は正極と負極間の洋上側変換器の連携動作は必要ない。第5章と第6章で対象とする双極構成では、後者の構成を採用する。

2.5.3 陸上側に高速・大電流遮断が可能な直流遮断器、洋上側に MMC の短絡動作を適用した文献

文献 [73] では、陸上側に保護方式として高速・大電流遮断が可能な直流遮断器を適用する一方、洋上側 MMC では上下アーム短絡（ハーフブリッジ型 MMC の短絡動作）を適用している。上下アーム短絡を行うことで、交流側から直流側への電流流入を回避できる。ここで、MMC で短絡動作を行う欠点の一つとして過大な電流が交流システムから流れる点があった。一方、洋上風力発電設備の場合は風力発電設備の系統連系インバータが電流制御を行っているため、交流側からの過大な電流の流入を回避できる。また、交流遮断器を用いる場合と比較して風力発電設備を直流送電から切り離さないため、先述した過電圧の問題 [70] も発生しない。なお洋上側 MMC で上下アーム短絡を行った後、洋上変換器の残電流を遮断するため低電圧直流遮断器を用いている。

本文献では洋上風力発電設備が電流源動作である点に着目した保護動作を適用している。しかし、事故電流の遮断が主な議論であり、風力発電設備の運転継続を実現する具

体的な手法は提案されていない。洋上側変換器で短絡動作を行うと、等価的に洋上交流集電システムでは電圧低下が継続するため、この間に風力発電設備が停止する懸念がある。また、陸上側には高速・大電流遮断が可能な直流遮断器が必要となる。

2.5.4 ダイオードを用いた多回線直流送電システム：陸上側はダイオード，洋上側は変換器の短絡動作で事故電流遮断

上記に示した文献は、いずれも高速・大電流遮断が可能な直流遮断器を用いている。このような直流遮断器は、半導体式やハイブリッド式直流遮断器が該当するが、先述したようにコスト増大といった観点で課題がある。一方、文献 [14,15] では洋上風力用の直流送電において、高速・大電流遮断が可能な直流遮断器を用いることなく事故除去を行う構成および保護方式を提案している。本稿ではまずこの構成に着目して風力発電設備の運転継続を実現する手法を提案する。以下に本構成の詳細を示す。

図 2.17 に文献 [14,15] で提案されたダイオードを用いた多回線構成を示す。本構成は図 2.17 上部に示す複数の洋上風力発電設備 (Offshore wind power plants) と陸上交流系統 (Onshore AC grid) を結ぶ送電システムである。洋上で発電された電力は洋上変換器 (Offshore rectifier) で直流に変換され、海底ケーブル (Subsea cable) から成る送電線路に連系する。送電線路は複数回線からなり、洋上変換器 1 台に対して断路器 (Disconnecting switch) を 2 台接続し、複数の回線から 1 つを選択して連系している。直流に変換された電力は、送電線路を介して受電端母線 (DC bus) に集約される。受電端母線で集約された電力は、陸上変換器 (Onshore inverter) で交流に変換されて陸上交流系統へ供給される。

線路事故が発生した場合には、受電端では図 2.18 の右側に示すように受電端母線 (DC bus) と送電線路間に挿入したダイオードによって、受電端母線を介して事故点に流れ込む事故電流を遮断する。本動作によって、受電端母線において事故回線と健全回線が等価的に切り離される。一方送電端では、変換器の下アーム短絡により電流を遮断し、風力発電設備の動作を一度停止する [14,15]。送電端では、前述したように洋上変換器は 2 台の断路器によって複数回線のいずれか 1 つの送電線路に連系している。したがって、事故の発生した送電線路に接続している変換器および風力発電設備は運転を停止するが、事故の発生していない健全回線に接続している変換器および風力発電設備はすべて運転継続する。そして事故電流の遮断後、事故回線に接続している変換器の接続先を

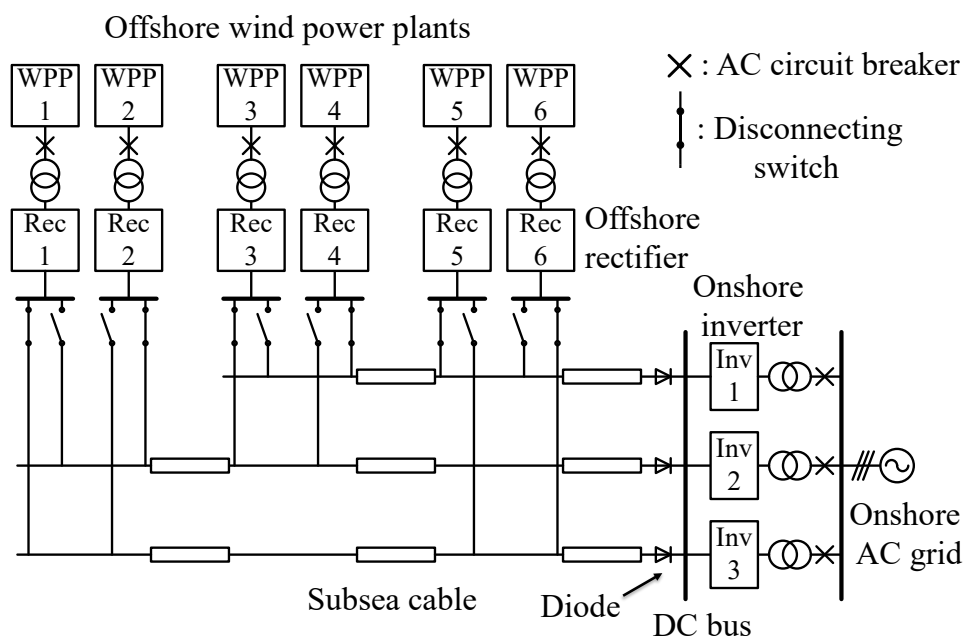


図 2.17: ダイオードを用いた多回線直流送電

断路器によって事故回線から健全回線に切り替え、風力発電設備を再起動することで送電を再開できる。例えば、図 2.18 のように 3 回線のうち 1 回線で事故が発生すると、事故回線に連系している発電設備 WPP1, 6 および順変換器 Rec1, 6 は停止する。しかし、事故回線に連系していない WPP2 ~ 5 および Rec2 ~ 5 は運転を継続する。さらに、順変換器 Rec1, 6 の接続先を断路器によって事故回線から健全回線に切り替えて再起動を行えば、送電を再開できる。

一方、先行研究 [14, 15] で示された操作では、断路器の切替時に事故回線側に連系している風力発電設備を一度停止させる。発電設備が一度停止すれば、風車の機械的な動作も含むため再起動して出力が回復するまでに時間を要し、この間は送電が停止する。近年の風力発電設備は大容量化が進められており [2]、こうした大容量の発電設備が停止すれば、陸上の交流系統側の需給バランスに悪影響を及ぼすことが懸念される。

2.6 本研究の位置づけ

本稿の研究目的は、第 1 章で示したように直流事故に対する洋上風力発電設備の運転継続である。そして本章で整理した保護方式の得失を踏まえ、風力発電設備の運転継続と以下の特性を両立することを目指す。

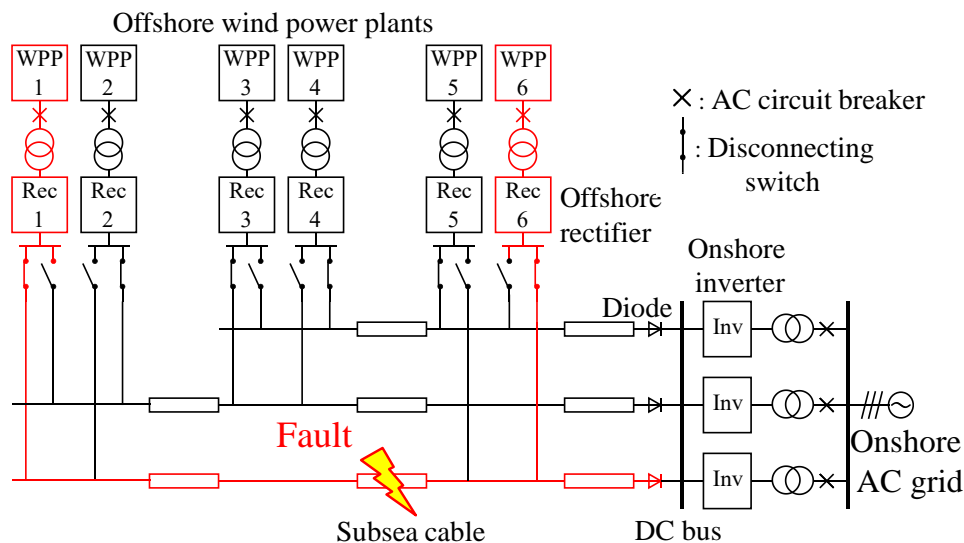


図 2.18: 事故時の挙動

1. ハイブリッド式直流遮断器に代表される高速・大電流遮断が可能な直流遮断器を用いない。
2. 耐事故変換器を用いず，世界的に導入されているハーフブリッジ型 MMC を用いる。
3. 既存の風力発電設備であれば提案手法を適用可能である。

これらの結果，コストの大幅な増加を回避しながら信頼度を向上できる可能性がある。上記を満たすため，次章では先述したダイオードを用いた多回線直流送電 [14, 15] に着目する。本構成では，高速・大電流遮断が可能な直流遮断器やフルブリッジ型 MMC のような耐事故変換器を用いることなく事故電流を遮断でき，システム全体の停止を回避できる。さらに断路器を切り替えることで，事故回線に連系していた発電設備からの送電を再開できる。しかし，先行文献では事故回線に接続していた風力発電設備については運転を一度停止していた。

そこで，事故除去から接続先の切り替え，送電復帰までの一連の動作を一体的に行う再構成手法を提案する。本提案手法を先行研究の構成に応用することで，高速・大電流遮断が可能な直流遮断器や耐事故変換器を用いることなく洋上風力発電設備の運転継続を実現できる。またこの際，既存の陸上交流系統に連系している風力発電設備が有する事故時運転継続性能に基づいて再構成を設計することにより，文献 [70] と比較して，追加の制御や負荷設備を用いることなく，既存の風力発電設備であれば提案手法の適用を

可能とする。第 3 章で提案した再構成を基に第 4 章では機械式直流遮断器との協調動作、第 5 章および第 6 章では事故条件のより厳しい双極直流送電への適用可能性を検討する。

第3章

洋上風力発電設備の運転継続を可能とする再構成の提案

3.1 本章の概要

本章では、ダイオードを用いた多回線直流送電システムに着目し、風力発電設備の運転継続を実現する再構成手法を提案する。提案する再構成手法により、高速・大電流遮断が可能な直流遮断器や耐事故変換器を用いることなく風力発電設備の運転継続を実現する。

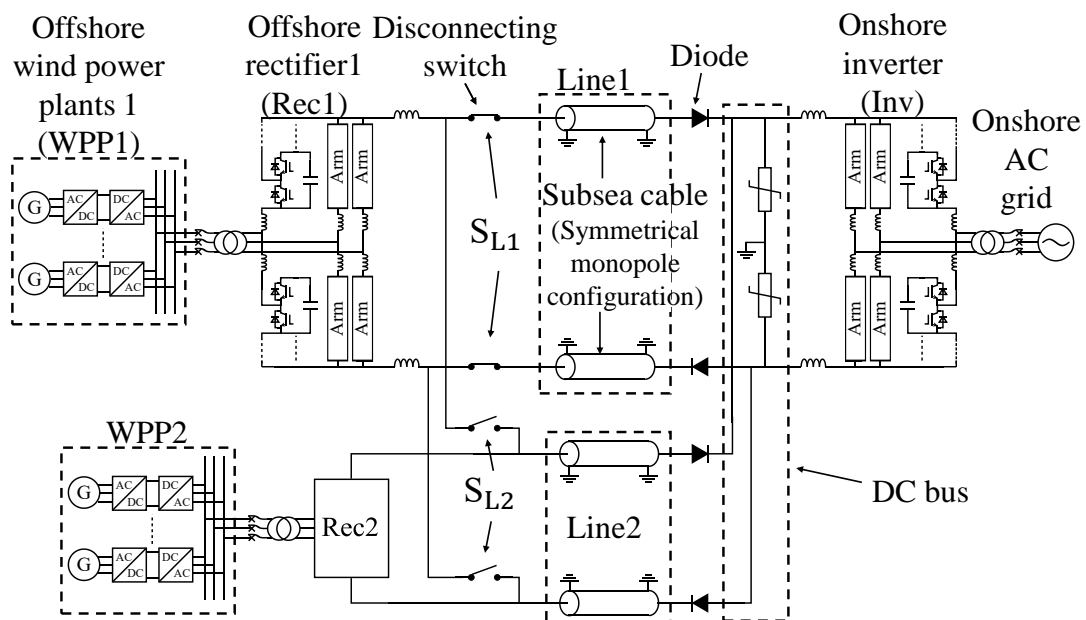


図 3.1: ダイオードを用いた 2 回線直流送電システム

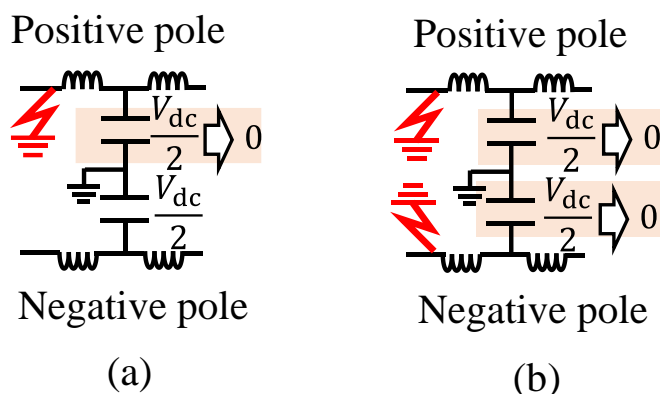


図 3.2: 対称単極構成における事故種別：(a) 片極（正極側）地絡事故，(b) 両極地絡事故

3.2 対象とするダイオードを用いた 2 回線直流送電システムとその制御法

図 3.1 に本章で対象とするダイオードを用いた 2 回線直流送電 [14, 15] を示す。これは、図 2.17 に示したシステムの一部を抜き出したものである。なお、設備を拡張した場合にも同様の手法を適用可能である。このシステムは、2 地点の洋上風力発電設備 WPP1, WPP2 の電力を 2 回線直流送電によって陸上の交流系統に送電する。洋上風力発電設備 WPP が発電した電力は、洋上変電所の順変換器 Rec1, Rec2 で交流から直流に変換し、送電線路 Line1 または送電線路 Line2 に連系する。順変換器 Rec1, 順変換器 Rec2 の直流側にはそれぞれ 2 組の高速断路器 S_{L1} と S_{L2} を備えており、2 回線ある送電線路のうち 1 回線を選択して接続する。これらの断路器は、交流遮断器の開極部に用いられるような、数十 ms で動作する機械接点を想定する。なお図 3.1 以降では、図が煩雑になるため順変換器 Rec2 側の断路器は省略し、順変換器 Rec1 側の断路器のみ示している。2 回線の直流線路はダイオードを介して陸上変電所の同一の直流母線に接続される。直流母線に集約された電力は逆変換器 Inv で交流に変換し、陸上の交流系統に送電される。順変換器 Rec1, Rec2 と逆変換器 Inv は、すでに世界的に導入が進められているハーフブリッジ型のセルで構成した二重 Y 結線型 MMC とする。送電線路は海底ケーブルによる対称単極構成を想定し、変換器の定格直流端子電圧（線間電圧） V_{dc} に対し、正極と負極の対地電圧は $\pm V_{dc}/2$ となる。接地方式は受電側の直流母線において、直流線路の正極と接地間、および負極と接地間にブレーキングチョッパを挿入する手法 [34]

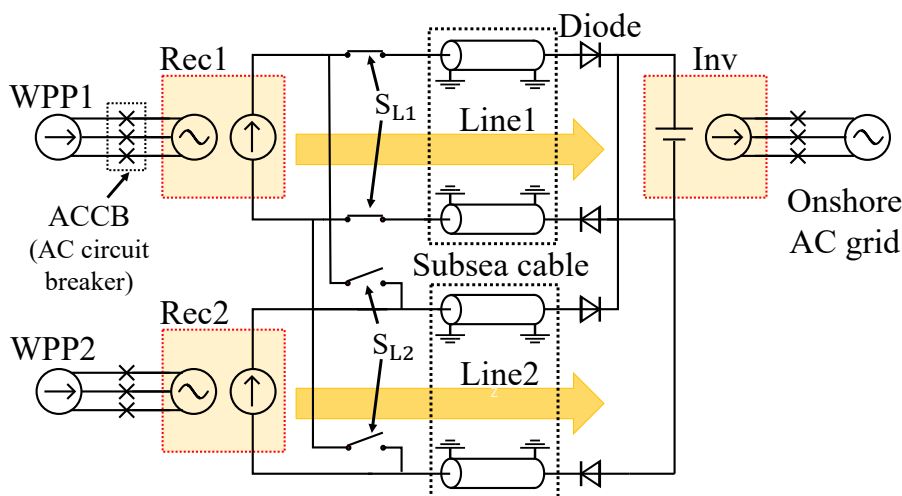


図 3.3: ダイオードを用いた2回線直流送電システムの簡易等価回路

の適用を想定する。図 3.1 では本方式をアレスタで表現している。このような送電線路で想定される事故として、図 3.2 に示すように (a) 片極地絡事故 (DC1LG) や (b) 両極地絡事故 (DC2LG) が挙げられる。なお、図 3.2 において正極および負極のケーブルはそれぞれ T 字等価回路で示している。ここで、送電線路の海底ケーブルは1条ごとに敷設されるため、線路の両極地絡事故は稀頻度である。そこで本稿では、比較的頻度の高い片極地絡事故を検討対象とする。

2回線直流送電の制御法について述べる。2章において直流送電システムの基本動作および対応する等価回路を示している。これらの考えを適用すると、図 3.1 に示した詳細な図は、図 3.3 の簡易等価回路で示せる。風力発電設備や変換器の具体的な動作は以下の通りである。

1. 洋上風力発電設備 WPP (図 3.1 左側) は、洋上交流集電システムの電圧に同期した電流制御を行うことで発電した電力を系統に注入しており、電流源動作となる。
2. 洋上側の順換器 Rec (図 3.1 左側) は洋上交流集電システムの電圧を確立し (電圧振幅・周波数一定制御)、交流側に対しては電圧源動作である。一方、直流側では内部のセルキャパシタ電圧の平均値が保持されるように直流側の電流制御を行っており、直流側に対しては電流源動作である。
3. 陸上側の逆変換器 Inv (図 3.1 右側) は直流送電線路の電圧を確立し、直流側に対しては電圧源動作である。一方、交流側では内部のセルキャパシタ電圧の平均値が保持されるように交流側の電流制御を行っており、交流側に対しては電流源動

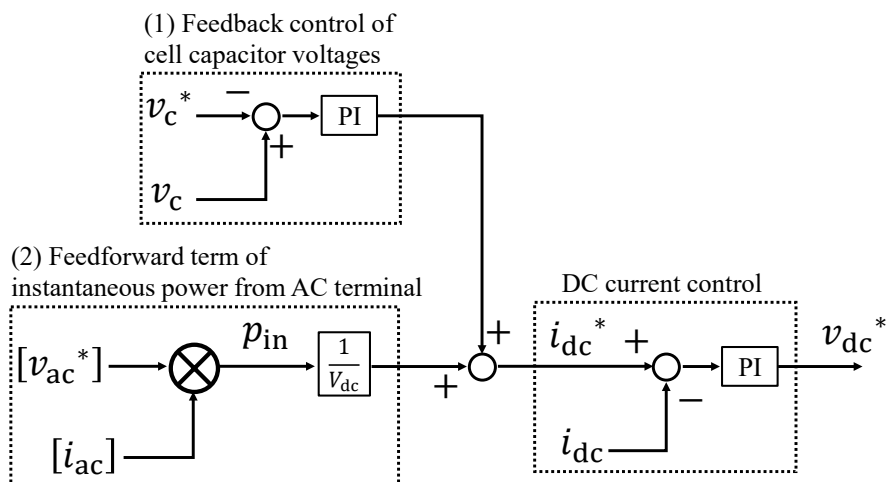


図 3.4: 直流電流制御のブロック線図

作である。

なお、図 2.17 のように 3 回線以上に拡張した場合でも、発電設備 WPP、順変換器 Rec、逆変換器 Inv の動作は変わらない。本節ではこの等価回路を用いて再構成の動作について説明する。

ここで、洋上風力発電設備 WPP および陸上側の逆変換器 Inv に用いられている交流電流制御では、第 2 章でも示したように、いずれも交流系統の電圧位相に基づいた非干渉電流制御と、その上位制御として有効電力・無効電力制御を行っている。陸上側の逆変換器 Inv は直流側に対して電圧源動作であるが、これは直流側電圧指令値に定数（定格直流極間電圧）を与えることで実現できる。また、洋上側の順変換器 Rec は交流側に対して電圧源動作を行っているが、これは交流側電圧指令値に一定振幅・一定周波数（定格値）の交流成分を与えることで実現できる。これらの動作は第 2 章で示した通りである。一方、順変換器 Rec の直流側の電流制御については、第 2 章でも示したセルキャパシタ電圧平均値のフィードバック制御項に加え、交流集電系統から流入する瞬時有効電力を用いるフィードフォワード項を用いる。

図 3.4 に直流電流制御のブロック図を示す。直流端子電流 i_{dc} の極性は、順変換器 Rec において変換器内部を介して負極から正極へ流れる方向を正とする。セルキャパシタ電圧平均値のフィードバック制御項は、セルキャパシタ電圧指令値 v_c^* とセルキャパシタ電圧平均値 v_c の偏差を取り、比例積分 (PI) 制御器を用いて生成する。これによって、セルキャパシタ電圧平均値 v_c が指令値 v_c^* に追従するように、直流端子電流が制御される。

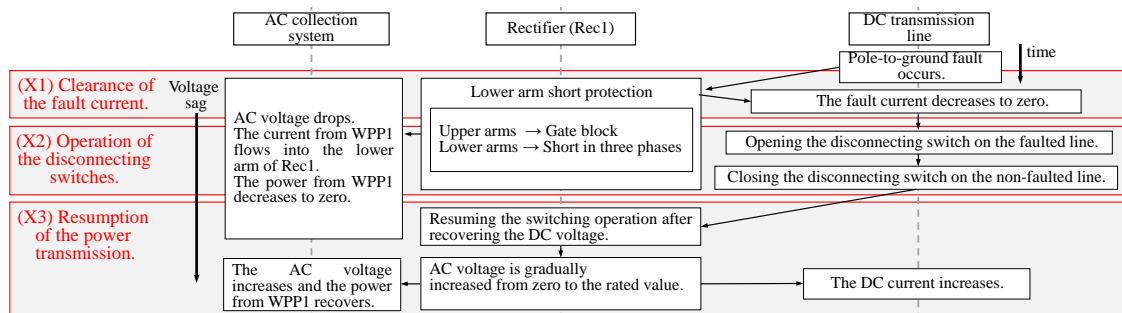


図 3.5: 事故時の再構成の動作シーケンス

結果として、発電設備 WPP から流入する交流電力より、順変換器 Rec の変換器損失を差し引いた電力が、直流側に出力される。フィードフォワード項は、三相量である順変換器 Rec の交流電圧指令値 $[v_{ac}^*]$ と交流電流計測値 $[i_{ac}]$ から、順変換器 Rec に流入する瞬時有効電力 p_{in} を演算し、これを直流端子定格電圧 V_{dc} で除して生成する。これにより、発電設備 WPP から順変換器 Rec に流入する有効電力が変化した際に、 i_{dc}^* をより高速に制御できるようになり、順変換器 Rec 内のエネルギー蓄積要素であるセルキャパシタの電圧変動を抑制できる。本動作は積極的に出力抑制および出力復帰を行う再構成において有効な手法となる。また、本方式は文献 [74] で示されている BTB (Back-to-back) 構成の直流リンクコンデンサ電圧の脈動低減法を MMC のセルキャパシタ電圧の脈動低減法として、直流電流制御に応用したものに該当する。

以上 2 項を加算して直流端子電流指令値 i_{dc}^* を生成し、直流端子電流の計測値 i_{dc} と PI 制御器を用いてフィードバック制御を行う。

3.3 洋上風力発電設備の運転継続を実現する再構成手法

再構成とは、直流側事故電流の遮断、断路器による切替操作、送電の再開を一体的に行い、これらの動作を後述する事故時運転継続要件に基づいて設計することで、洋上風力発電設備の運転継続を実現する手法である。なお、本章で提案する再構成は事故時の再構成と復旧後の再構成がある。前者が事故発生直後に行う再構成であり、最初に説明する。図 3.5 に事故時の再構成の動作シーケンスを示す。本節では、再構成を X1: 直流側事故電流の遮断、X2: 断路器による切替操作、X3: 送電の再開の 3 段階に分けて説明していく。なお、ここでは送電線路 Line1 側で片極地絡事故が発生した場合を言及するが、送電線路 Line2 側の事故時も同様の操作が可能である。

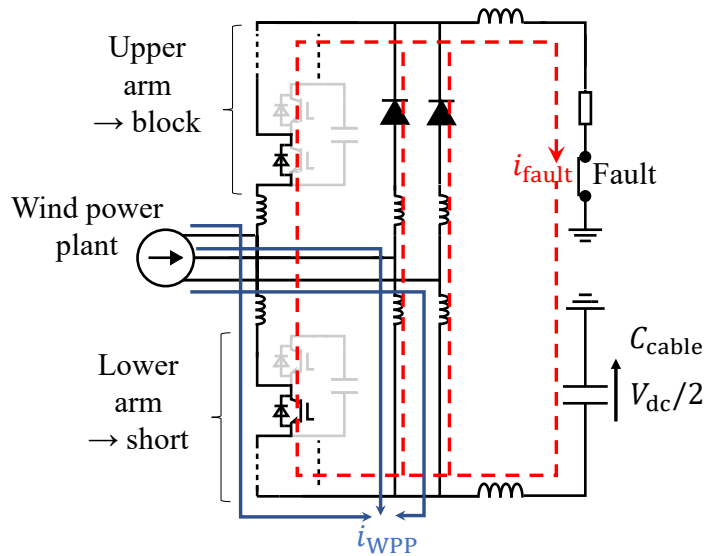


図 3.6: ハーフブリッジ型 MMC における下アーム短絡動作

3.3.1 X1: 直流側事故電流の遮断

受電端側における直流側事故電流の遮断については先行論文 [14, 15] と同様である。受電端では 2 章で示したように、ダイオードによって事故電流が遮断される。これにより、健全回線 Line2 に接続している順変換器 Rec2 については送電を継続できる。一方、事故回線に接続している順変換器 Rec1 については、再構成により接続先を切り替えた後送電を再開する。事故回線に接続している順変換器 Rec では、図 3.6 に示すように MMC の上アームを構成するすべてのセルをゲートブロックし、下アームを構成するすべてのセルを零電圧出力する保護方式（下アーム短絡と表記）[14, 15] を行う。ここで、発電設備 WPP は電流制御を行っているため、図 3.6 では電流源で表記している。また、 C_{cable} はケーブルの対地静電容量である。対称単極構成での地絡事故の場合、地絡した極の対地静電容量は放電するが、地絡していない対地静電容量については放電せず電圧が残存する。図 3.6 に示す C_{cable} は、地絡していない負極側の対地静電容量を表している。陸上側の変換器および健全回線側の洋上変換器については、陸上側のダイオードによって等価的に切り離されるため、省略している。

MMC で下アーム短絡を行うと、下アームを介して交流端子側が三相短絡されるため、発電設備 WPP が交流端子から注入する電流 i_{WPP} は MMC の内部のみを流れ、直流端子には流出しない。また、ゲートブロックされた上アームでは、変換器内のリアクトルの

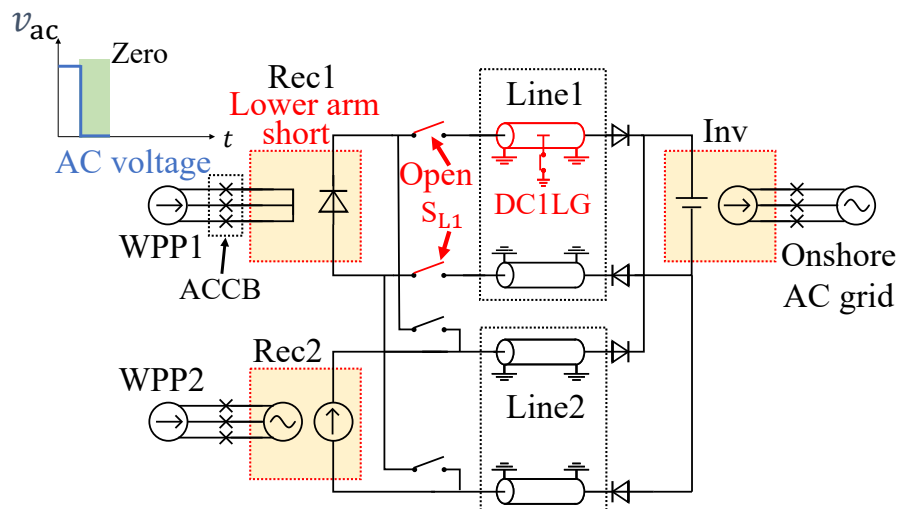


図 3.7: 事故回線側断路器の開放

作用によって電流は連続し、セル内のダイオードを通して流れる。片極地絡事故の場合、非地絡極側ケーブルの対地静電容量 C_{cable} が保持する残電圧 $V_{\text{dc}}/2$ により直流端子を流れる電流 i_{fault} が零まで減少する。 i_{fault} が零に至ると、上アームのダイオードが逆バイアスされてオフ状態に遷移し、 i_{fault} を零に保持する。このように下アーム短絡により事故電流を零まで減少させることができ、下アーム短絡は図 3.7 左上の Rec1 に示すように、簡易等価回路としては交流側に対して三相短絡、直流側に対してはダイオードとして動作する。これに伴い、発電設備 WPP1 が連系する交流集電システムの電圧 v_{ac} は零付近まで低下し、発電設備 WPP1 の有効電力出力は零まで低下する。

3.3.2 X2: 断路器による切替操作

直流側の電流を遮断した後、事故回線側の順変換器 Rec1 の接続先を事故回線から健全回線に高速断路器によって切り替える。具体的には、事故回線側断路器の開放、および健全回線側断路器の投入を行う。まず、図 3.7 に事故回線側断路器の開放操作の概要を示す。直流線路 Line1 における片極地絡事故の発生後、先述した下アーム短絡により事故電流が零に至った後、断路器 S_{L1} の開放指令を出し、 S_{L1} が開放する。この際、順変換器 Rec1 に隣接する交流遮断器 ACCB は開かず、閉路したままにする。下アーム短絡により、発電設備 WPP1 の電流は順変換器 Rec1 の下アーム内を流れ続ける。また、この電流は直流線路側に流出せず、順変換器 Rec1 を構成するセルキャパシタにも流れな

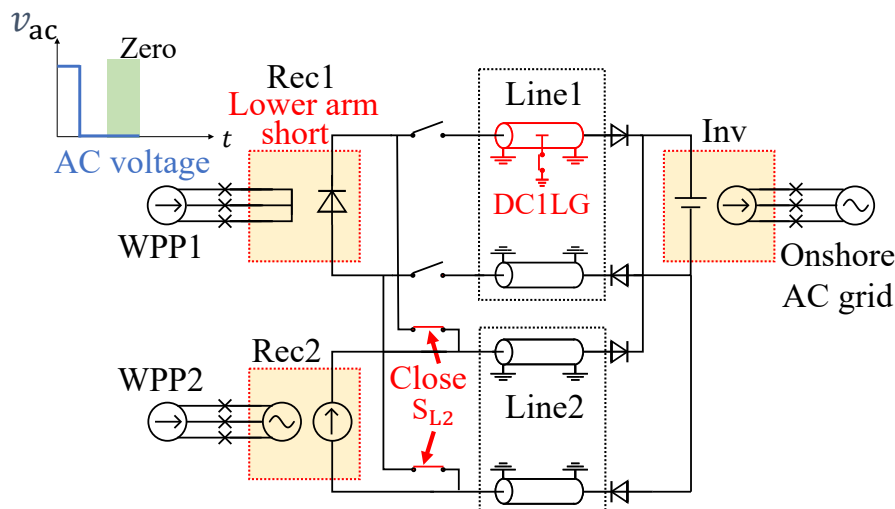


図 3.8: 健全回線側断路器の投入

いため、セルキャパシタの電圧を変化させることはない。この間、図 3.7 左上部に示すように、発電設備 WPP1 が連系する交流集電システムの電圧 v_{ac} は零付近まで低下しており、発電設備 WPP1 の有効電力出力は零まで低下したままである。

次に、図 3.8 に健全回線側断路器の投入操作の概要を示す。事故回線 Line1 側の断路器 S_{L1} の開放を確認した後、健全回線 Line2 側の断路器 S_{L2} を投入する。これにより、順変換器 Rec1 の接続先が事故回線 Line1 から健全回線 Line2 に切り替わる。これと同時に、順変換器 Rec1 の直流側には健全回線 Line2 が保持する定格電圧が印加される。この際、順変換器 Rec1 は下アーム短絡を継続しており、下アームは等価的に短絡されている一方で上アームはゲートブロック状態である。このゲートブロックしている上アームによって健全回線 Line2 側から変換器に向けて過大な突入電流が流れることを回避できる。この間も、交流集電システムの電圧 v_{ac} は零付近に保持され、発電設備 WPP1 が供給する電流は順変換器 Rec1 の下アーム内を流れ続ける。

3.3.3 X3: 送電の再開

図 3.9 に送電の再開操作の概要を示す。順変換器 Rec1 が健全回線 Line2 に接続され、直流端子電圧が定格電圧まで上昇したことを確認後、順変換器 Rec1 の下アーム短絡を解除しスイッチング動作を再開する。この際、下アーム短絡の解除直後に変換動作で交流端子に定格電圧を出力すると、交流集電システムにおいて電圧がステップ状に増加するた

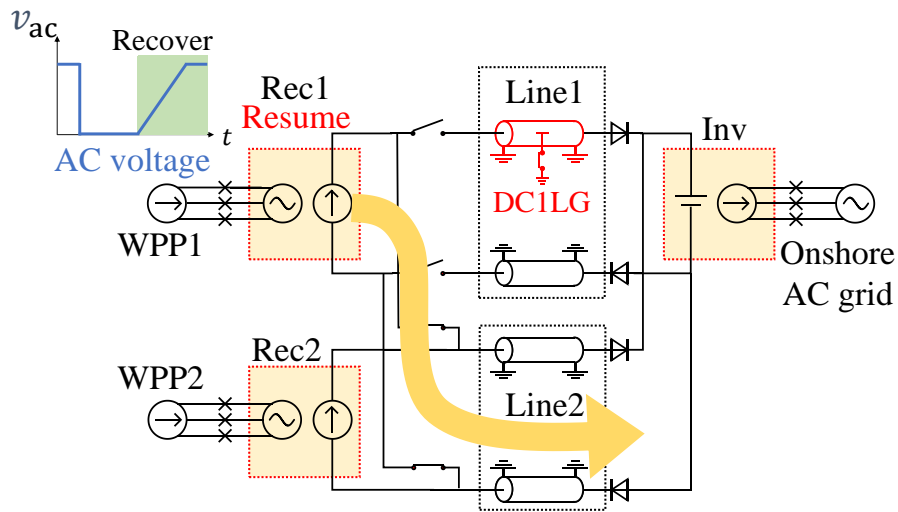


図 3.9: 送電の再開操作

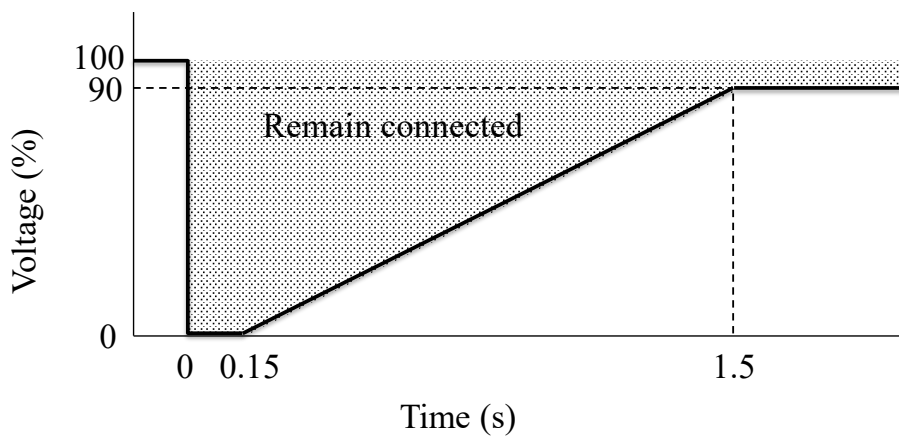


図 3.10: 風力発電設備の事故時運転継続（FRT）要件 [77]

め、発電設備 WPP の電流制御への外乱や変圧器の直流偏磁を引き起こす懸念がある。そこで、下アーム短絡解除後は、交流集電系統側の電圧 v_{ac} を図 3.9 左上に示すように零からランプ状に定格電圧まで上昇させる。これにより、交流集電系統の擾乱を低減しつつ送電復帰ができ、発電設備 WPP1 の発電電力が順変換器 Rec1、健全回線路 Line2 を介して陸上交流系統に送電される。

3.3.4 発電設備 WPP の運転継続条件と送電復帰時間の決定

以上の動作により、事故が発生しても、洋上風力発電設備および順変換器はその接続先を切り替えて送電を再開できる。一方この再構成中、図 3.9 左上部に示すように交流集電系統の電圧 v_{ac} は順変換器 Rec の下アーム短絡により低下する。この電圧低下によって、風力発電設備が停止する懸念がある。

一方、既存の陸上交流系統に連系している風力発電設備には、グリッドコード（系統連系規程）で規定された瞬時電圧低下に対しては運転を継続する機能が備わっている [75,76]。図 3.10 は、日本の系統連系規程 [77] における、風力発電設備の事故時運転継続要件（FRT：Fault ride through 要件）である。これに準拠した風力発電設備は、残電圧 0%・継続時間 0.15 s と、残電圧 90%・継続時間 1.5 s を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下（網掛部）に対しては運転を継続するよう設計されている。そこで、提案法では風力発電設備が FRT 要件に準拠しているとし、再構成により交流集電系統に生じる瞬時電圧低下が FRT 要件の運転継続範囲に収まるよう再構成を設計することで、風力発電設備の運転継続を実現する。このように、直流側事故電流の遮断、断路器による切替操作、送電の再開を一体的に行い、これらの動作を FRT 要件に基づいて設計することで、洋上風力発電設備の運転継続を実現する手法が再構成である。なお、現在 FRT 要件は陸上の風力発電設備に対する規定であり、直流送電を介して接続された洋上風力発電設備への適用は必須ではない。提案手法では、洋上風力発電設備に既存の FRT 要件を適用することで、陸上で既に稼働している風力発電設備と同じ機能を使用できることを意味する。以下に再構成の具体的な設計手順を示す。

3.3.4.1 零電圧期間

FRT 要件では、図 3.10 に示すように 0.15 秒の零電圧期間が許容される。洋上側順変換器 Rec1 は下アーム短絡中に洋上交流集電系統に零電圧を出力し、これは、Rec1 が健全回線に接続されるまで継続する。したがって、零電圧期間 t_{Zero} は以下のように表される。これを 0.15 秒以内におさめる必要がある。

$$t_{Zero} \simeq t_{Int} + t_{Open} + t_{Close},$$

ここで、 t_{Int} は下アーム短絡を開始してから事故電流を遮断するまでの時間である（手

順 X1)。 t_{Open} と t_{Close} は、それぞれ 断路器の開放時間と投入時間である（手順 X2）。事故発生を検出してから下アーム短絡を開始し、時間 t_{Int} 後に直流端子の電流は零になる。そして、時間 t_{Open} 後に事故回線側の断路器が開放し、事故回線側から順変換器が切り離される。そして、時間 t_{Close} 後に健全回線側の断路器が投入されることで順変換器は健全回線に接続され、下アーム短絡を解除する。これらの動作の合計時間が零電圧期間に該当する。 t_{Open} および t_{Close} は断路器そのものの動作時間である。一方、 t_{Int} は以下のように送電線路のパラメータを用いて概算できる。ただし t_{Int} については FRT 要件の 0.15 秒と比較して十分小さい。

事故電流を遮断している間の電流 i_{fault} は、図 3.6 に示した簡易等価回路を用いて概算できる。計算を簡略化するため、この等価回路では送電線路を集中定数としており、事故極以外の対地静電容量からの放電は無視している。この結果、 i_{fault} の挙動は、送電線路と Rec1 のインダクタの合計インダクタンス L 、対地静電容量 C_{cable} 、および事故点抵抗 R_{fault} 間の共振に依存する。したがって、下アーム短絡動作後の i_{fault} の挙動は以下の式で表現できる。

$$0 = L \frac{d}{dt} i_{\text{fault}} + R_{\text{fault}} i_{\text{fault}} + \frac{1}{C_{\text{cable}}} \int i_{\text{fault}} dt$$

この式より、 $R_{\text{fault}} < 2\sqrt{L/C_{\text{cable}}}$ の場合は i_{fault} を以下のように算出できる。

$$i_{\text{fault}}(t) = e^{-\frac{R_{\text{fault}}}{2L}t} A \sin(B - \omega t)$$

ここで、各変数は以下のように表される。

$$\omega = \sqrt{\frac{1}{C_{\text{cable}}L} - \left(\frac{R_{\text{fault}}}{2L}\right)^2}$$

$$A = \sqrt{I_0^2 + \left(\frac{R_{\text{fault}}I_0}{2\omega L} + \frac{V_0}{\omega L}\right)^2}$$

$$\tan B = \frac{2\omega LI_0}{2V_0 + R_{\text{fault}}I_0}$$

I_0 は、Rec1 が下アーム短絡を開始した際の変換器の直流端子電流であり、直前まで直流電流制御を行っているため定格直流電流 I_{dc} とほぼ等しいとする。 V_0 は非地絡極の対

地静電容量 C_{cable} の残電圧で、定格直流線間電圧の半分である $V_{\text{dc}}/2$ とほぼ等しくなる。上記の式において i_{fault} が零に達すると、最終的にダイオードがオフ状態に遷移して事故電流は遮断される。したがって、遮断時間 t_{Int} は以下のように示される。

$$i_{\text{fault}}(t_{\text{Int}}) = e^{-\frac{R_{\text{fault}}}{2L} t_{\text{Int}}} A \sin(B - \omega t_{\text{Int}}) = 0$$

$$\begin{aligned} \therefore t_{\text{Int}} &= \frac{B}{\omega} = \frac{1}{\omega} \tan^{-1}\left(\frac{2\omega LI_0}{2V_0 + R_{\text{fault}}I_0}\right) \\ &= \frac{1}{\omega} \tan^{-1}\left(\frac{2\omega LI_{\text{dc}}}{V_{\text{dc}} + R_{\text{fault}}I_{\text{dc}}}\right) \end{aligned}$$

例えば、 ± 400 kV の対称単極構成を想定し、文献 [78] に示された XLPE (Cross linked polyethylene) 海底ケーブルのパラメータを参照すると、 t_{Int} は 0.5 ms と計算される。ここでは、 $V_{\text{dc}}/2 = 400$ kV, $I_{\text{dc}} = 760$ A, $\Delta L = 2 \times 1.4$ mH/km, $\Delta C_{\text{cable}} = 0.13$ $\mu\text{F}/\text{km}$, $R_{\text{fault}} = 0$ Ω とし、ケーブルの線路長 l は 100 km としている ($L = \Delta L \times l$, $C_{\text{cable}} = \Delta C_{\text{cable}} \times l$)。さらに図 3.11 は、(a) 事故点までのケーブル長 l ($R_{\text{fault}} = 0$ Ω)、(b) 事故点抵抗 R_{fault} ($l = 100$ km) を変更した際の t_{Int} の変化を示している。ここで t_{Int} の値は事故位置 l または R_{fault} によって変化するが、 t_{Int} は数ミリ秒のオーダーである。したがって t_{Int} は、FRT 要件で規定された 0.15 秒と比較すると十分に小さくなる。よって、事故箇所や事故点抵抗の影響はほとんどなく、零電圧期間 t_{Zero} は主に数十ミリ秒オーダーである高速断路器の開放時間 t_{Open} と投入時間 t_{Close} によって決定される。本稿では、既存の超高電圧 (UHV) 交流遮断器の動作時間に基づいて、 t_{Open} と t_{Close} をそれぞれ 40 ms と 50 ms に設定している。その結果、 t_{Zero} は約 90 ms ($\approx t_{\text{Open}} + t_{\text{Close}}$) となり、FRT 要件で指定された零電圧期間 (150 ms) に対して 60 ms のマージンがあり、十分に FRT 要件を満たすことができる。

3.3.4.2 電圧復帰期間

図 3.10 に示すように、FRT 要件では 1.5 秒までに定格電圧の 90% に復帰する電圧低下が許容される。提案法では、接続先を事故回線から健全回線に切り替えた後、Rec1 により洋上交流系統の電圧を電圧制御により零から定格値に復帰させる。ここで、Rec1 は交流側電圧を 0.1 秒でランプ状に復帰するよう制御する。この結果、再構成に伴う電圧低下は、おおよそ 90 ms の零電圧期間と 0.1 秒の電圧回復時間の合計であり、約 0.2 秒となる。この電圧低下は FRT 要件の許容範囲となるため、風力発電設備は再構成に伴って電圧低下が発生しても運転を継続でき、約 0.2 秒での送電復帰を実現できる。

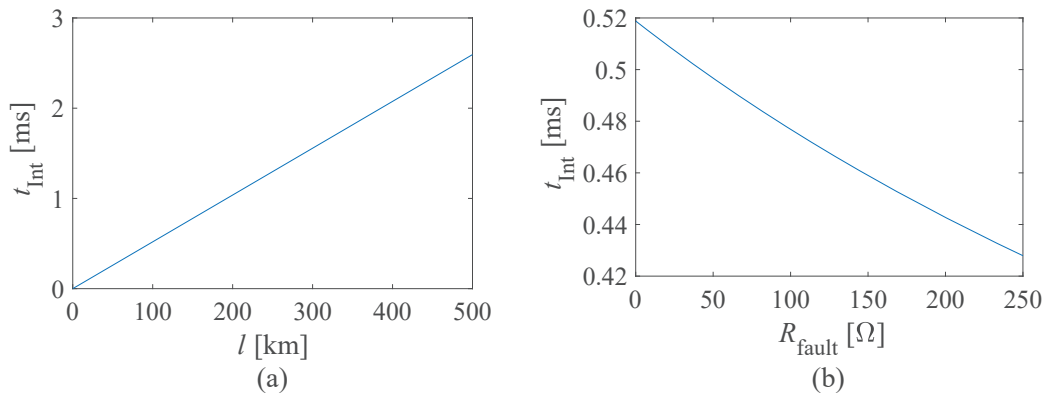


図 3.11: (a) 事故点までのケーブル長 l , (b) 故障抵抗 $R_{failure}$ を変化させた際の電流遮断時間 t_{int}

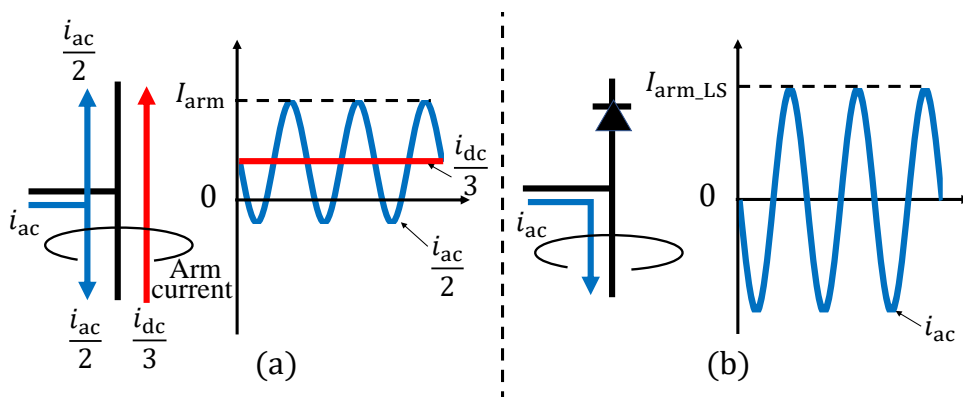


図 3.12: (a) 通常動作時および (b) 下アーム短絡保護時のアーム電流

3.3.5 下アーム短絡時のアーム電流の計算

先に示した風力発電設備の運転継続の設計に加え、さらに下アーム短絡中のアーム電流の導出方法を示す。下アーム短絡中は、風力発電設備 WPP からの電流が順変換器の下アームのみに流れるため、WPP の動作状態によっては定常時よりも電流振幅が増加する。再構成中の下アームを構成する半導体スイッチの破損を回避するため、下アーム短絡中の電流を計算し、短時間（下アーム短絡を行う約 0.1 秒の間）は耐えられるよう設計する必要がある。

定常時の順変換器において、交流側の入力電力と直流側の出力電力はほぼ等しくなる。したがって、定格電力で動作している場合は以下の式が成り立つ。

$$\sqrt{3}V_{ac}I_{ac} = V_{dc}I_{dc}$$

V_{ac} と I_{ac} はそれぞれ定格交流電圧および定格交流電流であり、 V_{dc} と I_{dc} はそれぞれ定格直流電圧および定格直流電流である。定常時には、図 3.12 (a) に示すように交流端子から流入する電流は上下アームに分流し、直流端子の電流は3相のアームに分流する。したがって、アーム電流のピーク値は以下のように示せる。

$$\begin{aligned} I_{arm} &= \frac{\sqrt{2}I_{ac}}{2} + \frac{I_{dc}}{3} = I_{ac}\left(\frac{\sqrt{2}}{2} + \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{V_{ac}}{V_{dc}}\right) \\ &= I_{ac}\left(\frac{\sqrt{2}}{2} + \frac{\alpha}{2\sqrt{2}}\right) \end{aligned}$$

ここで $\alpha = (2\sqrt{2}/\sqrt{3})(V_{ac}/V_{dc})$ は変調率である。一方、下アーム短絡後の定常状態において、図 3.12 (b) に示すように直流側の電流は遮断される一方で交流側の電流はすべて下アームに流入する。したがって、下アーム短絡中の電流振幅 $I_{arm,LS}$ は以下のように表される。

$$I_{arm,LS} = \beta\sqrt{2}I_{ac}$$

β は交流電流の定格値に対する、下アーム短絡中に風力発電設備の系統連系インバータが供給する電流の比である。下アーム短絡は風力発電設備に対して等価的に瞬時電圧低下を課す。この際、風力発電設備の系統連系インバータは有効電力を維持するため交流集電系統に注入する電流を増加させようとする。その結果、電流は電流リミッタ値に達し、それ以上は増加しなくなる。すなわち、 β は系統連系インバータの電流リミッタ値（定格値に対する比率）と等しい。これらより、下アーム短絡中のアーム電流振幅と非事故時のアーム電流のピーク値の比は次のように導出できる。

$$\gamma = \frac{I_{arm,LS}}{I_{arm}} = \frac{\beta\sqrt{2}I_{ac}}{\left(\frac{\sqrt{2}}{2} + \frac{\alpha}{2\sqrt{2}}\right)I_{ac}} = \frac{4\beta}{2 + \alpha} \quad (3.1)$$

例えば後述する実験検証の場合、 $\alpha = 0.96$ および $\beta = 1.2$ となるように設計している。これらを (3.1) に代入すると $\gamma = 1.62$ となる。したがって、下アームを構成する半導体

スイッチは、下アーム短絡を行う約 0.1 秒の間だけ上記の電流に耐えられるよう設計する必要がある。ただし、 γ は追加部品を用いることなく制御で低減できる。例えば、風力発電設備の系統連系インバータが定格電流を超えて電流を流さないように電流制御リミッタ値を変更すると、 β は 1 以下になり、 γ は 1.35 以下になる。さらに、瞬時電圧低下（短絡）が発生した際に系統連系インバータが電流を流さないように制御された場合、 β は零となる。この場合は γ が零となり、定常状態で下アーム短絡中に電流が流れないことを意味する。加えて、変換器において変調率を向上するための 3 次零相成分が注入されていれば、変調率 α が最大 1.15 まで向上し、式 (3.1) に従い γ も低下する。結論として、後述する実験での条件では γ は 1.62 となるが、追加部品なしで制御によってこの値は大幅に低減できる。

3.4 事故回線復旧後の再構成

次に、本節では事故回線復旧後の再構成の説明を行う。一般にケーブルの地絡事故は自復性がなく、送電を再開するためにはケーブルの交換を要する。事故後に交換した新しいケーブルによる直流線路を、本稿では復旧回線と呼ぶ。復旧後の再構成とは、事故時の再構成により健全回線 Line2 に移動した発電設備 WPP1 と順変換器 Rec1 を無電圧状態の復旧回線 Line1 に再び移動させる操作である。提案法では、発電設備が運転継続したまま再構成を行う。なお、以下では復旧回線が無電圧状態である場合を想定して説明するが、復旧回線の初期電圧が 0 pu（無電圧）から 1 pu（定格電圧）までの任意の状態においても、同様の操作により再構成が可能である。復旧後の再構成は以下 2 段階の手順で行う。

3.4.1 Y1: 送電の中断と断路器の切替

事故時と同様に、順変換器 Rec1 において下アーム短絡を行った後、断路器の切替を行う。ただし復旧後の再構成の場合は、直流系統への擾乱を低減するため、直流端子電流を徐々に零まで減少させる。これは、順変換器 Rec1 が交流集電系統に出力する電圧をランプ状に零まで低下させる操作により実現される。交流集電系統の電圧低下に伴い、順変換器 Rec1 の交流端子より流入する電力は低下する。同時に、図 3.4 に示す直流電流制御のフィードフォワード項が零になるため、直流側への送電が中断され、順変換器

Rec1 の直流端子には変換器損失を補う分の微小な電流だけが流れる。その後、順変換器 Rec1 で下アーム短絡を行い、下アームでは零電圧となる一方で上アームはゲートブロック状態となる。この結果、順変換器の交流端子から流入する電流は下アーム内部を循環するようになり、直流側についてはゲートブロックした上アームによって電流の流れ込みが回避され、直流端子電流は完全に零となる。そこで、健全回線側断路器を開放する。この間、交流集電系統の電圧は零付近に保持される。そして健全回線側断路器の開放後、復旧回線側断路器を投入する。これにより、順変換器 Rec1 の接続先が健全回線 Line2 から復旧回線 Line1 に切り替わる。

3.4.2 Y2: 送電の再開

順変換器 Rec1 の接続先が健全回線 Line2 から復旧回線 Line1 に切り替わった後、順変換器 Rec1 で下アーム短絡を解除し変換動作を再開する。この際、順変換器 Rec1 の交流電圧を零に保持しておくこと、アーム電圧としては交流成分と直流成分の足し合わせが交流成分によって負方向に遷移することがなくなるため、順変換器 Rec1 の直流端子には零から定格電圧の間の任意の値を出力できる。したがって、復旧回線 Line1 が無電圧状態であっても、直流電流制御が有効に働き、突入電流を回避できる。

交流集電系統側では、下アーム短絡解除時は零電圧を出力し、その後ランプ状に定格電圧まで上昇させる。これにより、発電設備 WPP1 からの送電を再開する。また同時に、直流電流制御のフィードフォワード項が増加し、直流端子電流が回復する。この際、発電設備 WPP1 の発電電力により、順変換器 Rec1 を介して復旧回線 Line1 が無電圧状態から充電される。そのため、再構成前に直流線路を初期充電しておく必要はない。以上の操作により、復旧回線 Line1 を介した送電が再開される。なお、復旧後の再構成においても、事故時の再構成と同様に、交流集電系統の瞬時電圧低下が発生する。したがって、発電設備 WPP の運転継続の可否は、先に述べた FRT 要件の規定する運転継続範囲に基づいて行う。

3.5 再構成時のケーブル容量

最後に再構成を適用する場合のケーブル容量について説明する。再構成を行う場合、事故回線側の潮流を健全回線側に振り替えるため、ケーブルの容量を適切に考慮しない

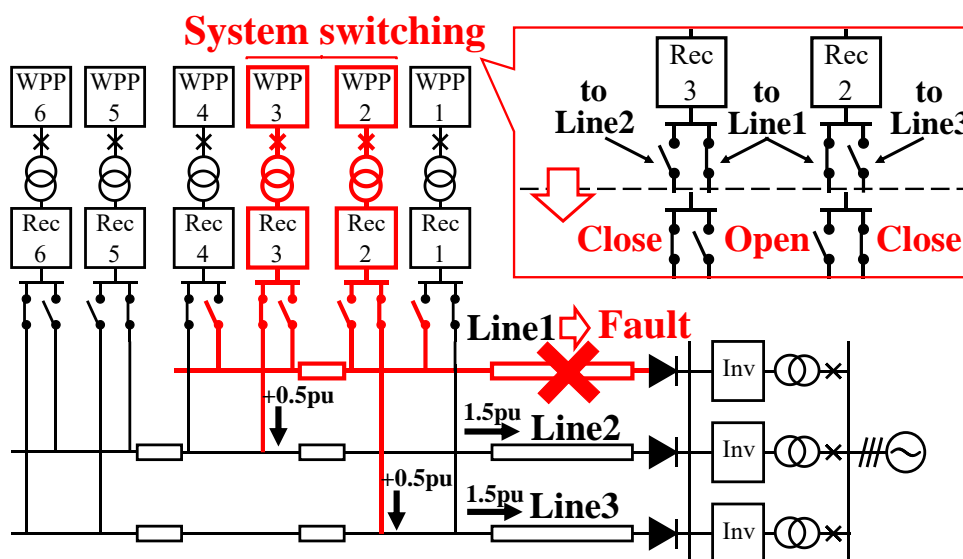


図 3.13: 3 回線構成における事故後の再構成

と、健全回線側で過負荷が発生する懸念がある。ケーブルの容量は、以下に示すように送電線の数と事故後に維持する送電容量によって異なる。

3.5.1 再構成後にすべての風力発電設備で定格出力を維持できる 2 回線システム

まず、本章でも示した 2 つの風力発電設備 WPP を連系する 2 回線構成でのケーブルの容量について整理する。2 回線構成では、2 つの回線のうち一方の回線が事故で送電できなくなった場合、すべての WPP がもう一方の回線に接続される。したがって、すべての WPP において定格出力を維持し続けるためには、WPP 2 つ分の定格出力分を送電できるようケーブル容量を設定する必要がある。これは、再構成を行わない場合である WPP 1 つ分の定格出力に合わせてケーブル容量を設定する場合と比較して、2 倍の容量となる。この場合は直流事故に対して高い供給信頼度を実現できるが、ケーブルコストが大幅に増加する懸念がある。

3.5.2 再構成後に風力発電設備で出力抑制する 2 回線システム

同じく 2 つの風力発電設備 WPP を連系する 2 回線構成において、ケーブル容量の大幅な増加を許容できない場合は、再構成時に送電容量を制限する必要がある。例えば、

ケーブルの容量を1つ分のWPPの定格出力に合わせて決定した場合、再構成の後に2つのWPPの合計出力をWPP1つ分の定格出力以下に抑制する必要がある。この結果、供給信頼度は低下するがケーブルコストを低減できる。なお、ケーブルの短時間の過負荷が許容される場合は、再構成直後はWPPの出力抑制を行わずに事故前後で送電容量を維持し、他の電源設備が出力を増加するのに伴いWPPを出力抑制していくこともできる。

さらに、実運用を考慮すると、風力発電設備の設備利用率は低く、定格出力している期間は限定される。よって、WPP1つ分の定格出力に合わせて設計した場合でも、多くの期間においてケーブルには空き容量があることが想定される。したがって、ケーブルの容量をWPP2つ分の定格出力に合わせて設計せずとも、ケーブルの空き容量を活用して再構成を行うことで、出力抑制をせずに風力発電設備の運転継続を実現できる見込みがある。このように実運用においては、風力発電設備の設備利用率を考慮してケーブルの容量を検討することで、ケーブルコストの大幅な増加を回避しつつ、再構成を活用して風力発電設備の運転継続を実現できる可能性がある。

3.5.3 再構成後にすべての風力発電設備で定格出力を維持できる3回線システム

3回線構成に拡張した場合には、先に示した2回線構成の場合と比較してケーブルの容量を低減できる。図3.13に3回線の構成と事故が発生した場合を示す。これは、第2章の図2.17、図2.17で示した構成と同様であり、6つの風力発電設備WPP1～6を3回線にそれぞれ2つずつ連系している。ここで、事故前に同一回線に接続している2つの風力発電設備について、事故時にはそれぞれ異なる回線に切替可能なように断路器を接続している。例えばLine1で事故が発生すると、事故回線に接続しているRec2およびRec3で再構成を行う。図3.13に示すように、WPP2とRec2はLine1からLine3に切り替わり、WPP3とRec3はLine1からLine2に切り替わる。その結果、すべてのWPPにおいて定格出力していた場合、Line2とLine3は双方とも送信電力が事故前の1.5倍となる。これは、定格出力を継続するためにケーブルを2倍の容量にしていた2回線構成と比較して、ケーブル容量の増加を回避できる。このようにシステムを拡張する程、再構成時に複数のケーブルに潮流を振り替えることが可能となるため、再構成に伴うケーブルコストの増加を抑制できる。

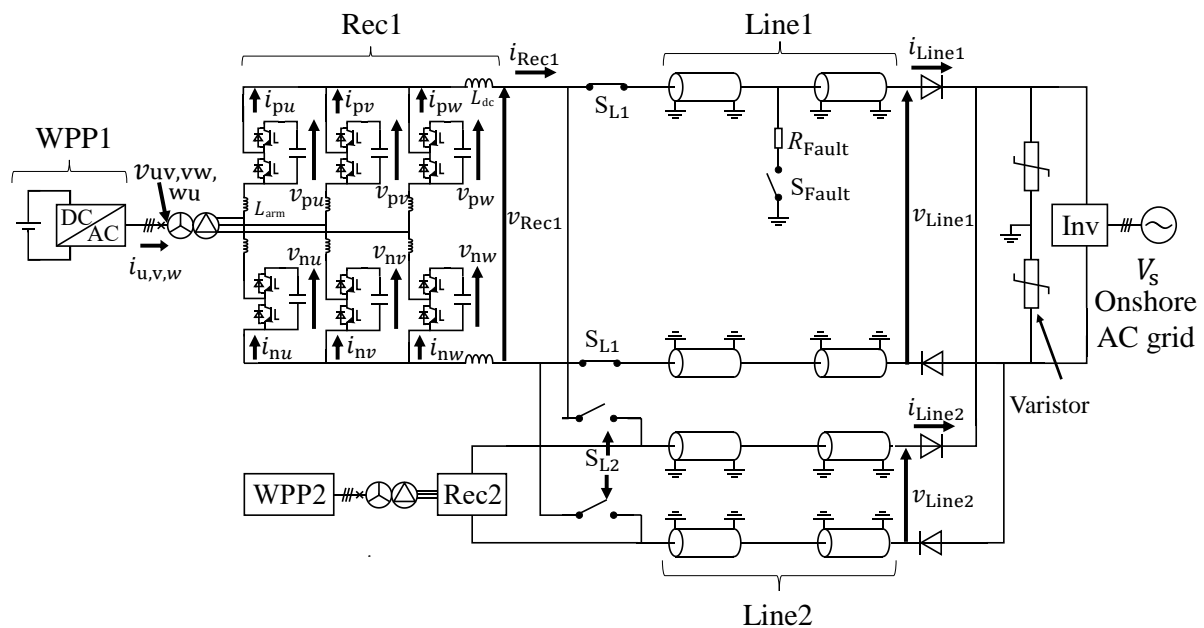


図 3.14: シミュレーション回路図

3.6 実スケールのモデルを用いたシミュレーションによる提案手法の検証

これまで説明した提案手法である再構成について、本節ではシミュレーションソフト XTAP [79] を用いた検証結果を示す。図 3.14 にシミュレーションを行った 2 回線直流送電システムの回路構成を、表 3.1 に回路定数を示す。定格直流線路電圧は ± 500 kV であり、1 回線あたり 750 MW を送電する。回路構成は図 3.1 に示した系統構成に基づいており、対称単極による 2 回線構成である。フルコンバータ構成の風力発電設備 WPP1、WPP2 は、風車の詳細な模擬は行わず直流電源と系統連系インバータで模擬している。これは、風力発電設備 WPP の運転継続の可否は WPP の交流側の電圧と FRT 要件で規定された電圧波形の比較で判定でき、風車の詳細なモデル化は必要ないからである。

順変換器 Rec1, Rec2, 逆変換器 Inv, および WPP1, WPP2 の各動作は、3.2 節に記載したとおりである。また二重 Y 結線型 MMC の主回路モデルとしては、シミュレーションに要する時間を短縮するために、平均値モデル [80] を用いた。この平均値モデルは、二重 Y 結線型 MMC を構成するアーム毎にスイッチング関数を平均化する手法 [81] を用い、さらにゲートブロックを模擬できるように改良を加えている。これを用いれば交流系統の擾乱や直流事故に対する動特性を正確に模擬できることが報告されている [82] [80]。初期状態において Rec1, Rec2 はそれぞれ Line1, Line2 に接続した。また、ブレーキン

表 3.1: シミュレーションの回路定数

Rated power of Rec		750 MW
Rated power of Inv		1500 MW
Rated dc voltage		± 500 kV
Rated ac voltage	V_s	500 kV
Reference voltage of cell capacitor voltage of Rec		1080 kV
Opening delay of S_{L1}, S_{L2}		40 ms
Closing delay of S_{L1}, S_{L2}		50 ms
Fault resistance	R_{fault}	25 Ω
DC inductance of Rec	L_{DC}	160 mH
Arm inductance of Rec	L_{arm}	61.7 mH
Unit capacitance constant of MMC	H	100 ms

グチョッパの模擬として、直流母線にはアレスタを挿入している。送電線路は XTAP の線路定数計算プログラム (XTLC) 機能で作成した、周波数依存特性を有する XLPE ケーブルを使用している。110 km の XLPE ケーブルを 2 つ直列接続し、220 km の送電線路を模擬している。Line1 の中点には、正極側ケーブルにおける片極地絡事故を模擬するためのスイッチ S_{fault} と抵抗 R_{fault} を接続した。この S_{fault} を投入して Line1 に片極地絡事故を発生させた後、WPP1 の運転を継続させながら、Rec1 の接続先を事故回線 Line1 から健全回線 Line2 に切り替えて送電を再開できることを確認する。さらに、Line1 のケーブルが復旧した後を想定し、WPP1 と Rec1 の連系先を、健全回線 Line2 から無電圧状態の復旧回線 Line1 に再構成できることを確認する。なお、事故点を変化させた場合の解析も行ったが、同等の結果が得られたことから本節では割愛する。断路器 S_{L1}, S_{L2} は、3.3.4 節で示したように開放指令から 40 ms の遅延時間の後に開放し、投入指令から 50 ms の遅延時間の後に投入するスイッチで模擬した。

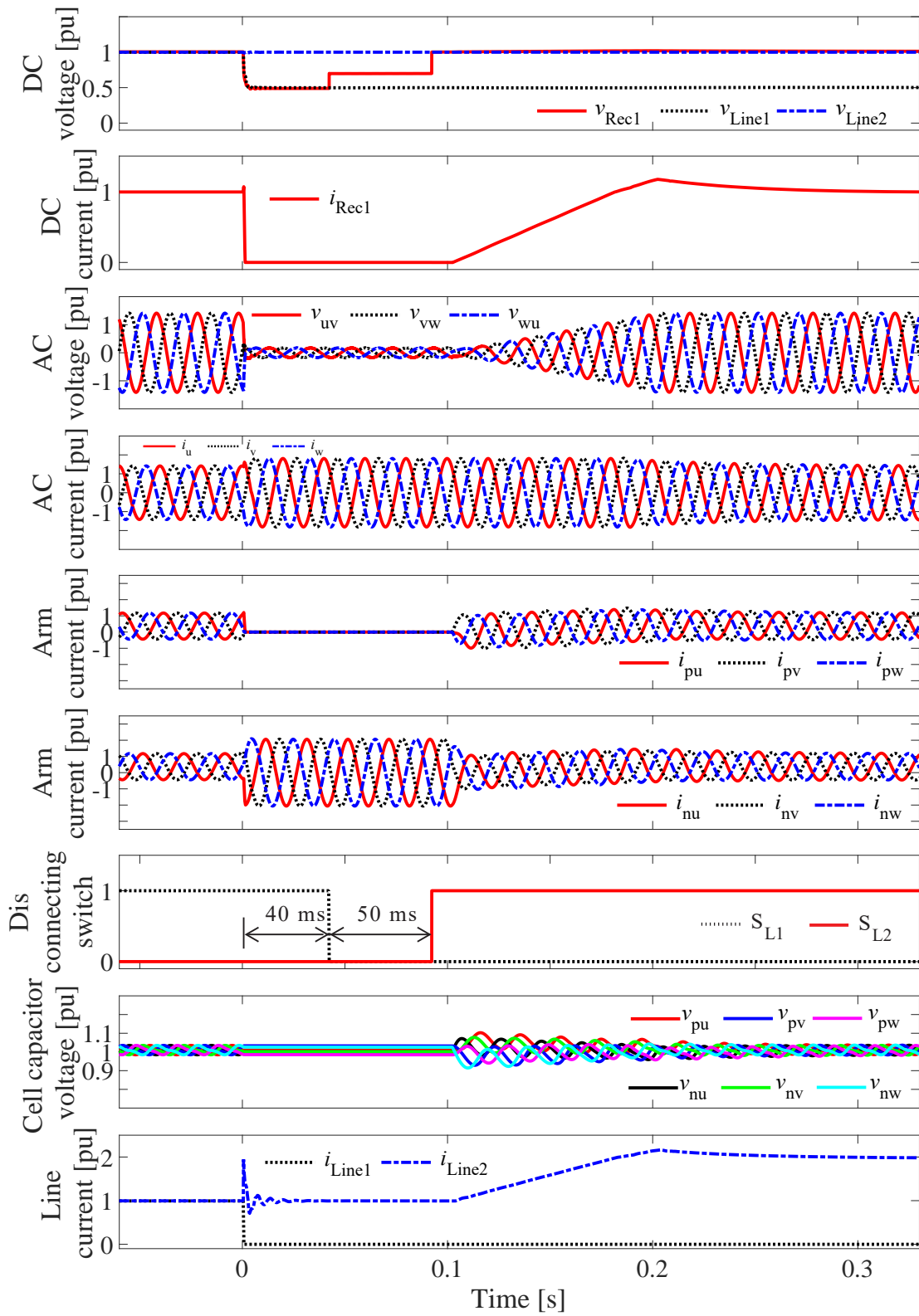


図 3.15: 事故時の再構成のシミュレーション結果

3.6.1 事故時の再構成のシミュレーション結果

図 3.15 に事故時の再構成のシミュレーション結果を示す。値は単位法で表示しており、電力の基準値は順変換器の定格電力である 750 MW とし、直流電圧の基準値は定格直流線間電圧である 1000 kV、交流電圧の基準値は定格線間電圧 500 kV、各部の電流の基準値は定格電力と定格電圧から計算している。また、セルキャパシタ電圧の基準値は指令値である 1080 kV とした。片極地絡事故発生後の再構成の動特性を、直流側事故電流の遮断、断路器による切替操作、送電の再開の 3 段階に分けて考察する。加えて、発電設備の運転継続を考察する。

3.6.1.1 X1: 直流側事故電流の遮断

時刻 0 s に片極地絡事故が発生すると、事故回線側の電圧 v_{Line1} が定格値の半分である 0.5 pu に低下した。この際受電端母線を介して事故電流が流入しようとするが、事故回線側の電流 i_{Line1} の波形から確認できるように、受電端母線に設けられたダイオードにより事故電流は阻止された。一方、逆変換 Inv 内に設けられているインダクタンスにおいて電流変化が抑制されるように電圧が発生し、事故回線側の電流 i_{Line1} が減少した際に健全回線側の電流 i_{Line2} が一時的に増加し、その後減少する。この電流は健全回線側の対地静電容量の放電により供給される。

片極地絡事故により順変換器 Rec1 の直流端子電圧 v_{Rec1} も低下し、この電圧低下により、Rec1 は自端で事故の発生を検出して下アーム短絡を行った。これにより交流側から直流側への電流の流入を回避できる。下アーム短絡直後は Rec1 の直流端子にインダクタの影響で電流が残存するが、 v_{Line1} に示す非地絡極の残電圧により Rec1 の直流端子電流 i_{Rec1} はただちに零まで減少し、さらに Rec1 の上アーム内部のダイオードが逆バイアスされて零に保持される。一方 Rec1 の交流端子は三相短絡され、交流集電系統の電圧 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} は低下した。WPP1 の系統連系インバータは交流電流 i_u , i_v , i_w の電流制御を継続し、電流指令値が定格値の 1.2 倍を超えないように設定した電流リミッタによって、過大な電流が流れることを回避している。この電流は Rec1 の下アーム i_{nu} , i_{nv} , i_{nw} を流れ続け、アームリアクトルと変圧器の漏れインダクタンスによる電圧降下分が、 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} に生じる。一方、ゲートブロックを行っている上アーム i_{pu} , i_{pv} , i_{pw} や Rec1 の直流側には電流が流れず、直流端子電流 i_{Rec1} は零に保持される。以上の動作により、

i_{Rec1} , i_{Line1} のいずれも零に保持されており、直流遮断器を用いずに、事故点に流入する電流が遮断されたことを確認できる。

3.6.1.2 X2: 断路器による切替操作

直流側事故電流の遮断により i_{Rec1} が零に至った後、断路器 S_{L1} に開放指令を出し、動作遅れ時間である 40 ms の経過後、時刻 42 ms に事故回線側断路器 S_{L1} が開放した。これにより Rec1 は事故回線 Line1 から切り離された。そして事故回線側断路器 S_{L1} の開放を確認後、健全回線側断路器 S_{L2} に投入指令を送り、動作遅れ時間である 50 ms の経過後、時刻 92 ms に S_{L2} が投入された。これにより Rec1 は健全回線 Line2 に接続された。同時に Rec1 の直流端子電圧 v_{Rec1} には健全回線 Line2 の電圧が印加されるため、定格電圧である 1 pu まで上昇した。この際 Rec1 は下アーム短絡を継続し、ゲートブロック状態の上側アームによって、Rec1 の直流端子電流 i_{Rec1} から確認できるように大きな突入電流は発生しない。

3.6.1.3 X3: 送電の再開

断路器の切替により Rec1 の直流端子電圧 v_{Rec1} が定格電圧に達した後、Rec1 は下アーム短絡を解除して変換動作を再開した。この際、 u_{uv} , u_{vw} , u_{wu} から確認できるように、Rec1 交流端子の出力電圧を零からランプ状に 100 ms かけて上昇させた。この操作により、WPP1 から Rec1 への電力供給が緩やかに回復し、これに追従して i_{Rec1} も緩やかに上昇した。これより、WPP1 から Rec1 を介した送電が再開したことを確認できる。この間、Rec1 のセルキャパシタ電圧 v_{pu} , v_{pv} , v_{pw} , v_{nu} , v_{nv} , v_{nw} は、再構成に伴う過渡時に変化を生じるが、発散せずに事故時の再構成後には指令値に収束していることを確認できる。

Line1, Line2 の各電流 i_{Line1} , i_{Line2} は、初期状態（時刻 0 s 以前）では各 1 pu であった。そして、Line1 で片極地絡事故が発生した後に i_{Line1} が 0 pu に減少するが、再構成を行った後（時刻 0.2 s 以後）には i_{Line2} が 2 pu に上昇した。この結果から、Line1 の潮流が再構成により Line2 に振り替えられたことを確認できる。

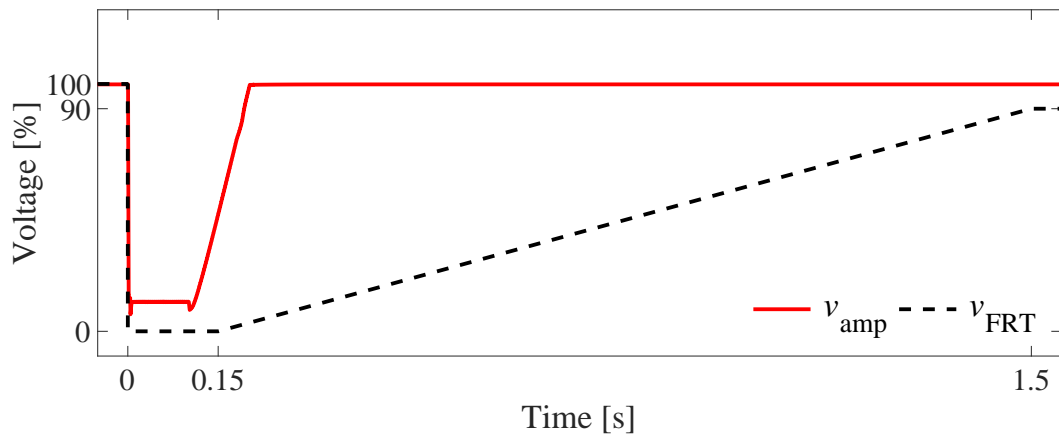


図 3.16: 事故時の再構成のシミュレーション結果と事故時運転継続（FRT）要件の比較

3.6.1.4 発電設備の運転継続の判定

図 3.16 は、シミュレーションで得られた交流集電系統の電圧振幅 v_{amp} と、図 3.10 に示した三相風力発電設備の事故時運転継続（FRT）要件で規定される電圧振幅 v_{FRT} とを対比した結果である。 v_{amp} は、交流集電系統の電圧 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} を $\alpha\beta$ 変換して得られるベクトルの大きさを用いた。Rec1 の下アーム短絡に伴って、交流集電系統の電圧が低下してから 90% 以上に復帰するまでの瞬時電圧低下は設計通り 0.2 s に収められており、FRT 要件に規定される運転継続範囲にある。このことから、WPP1 が FRT 要件に準拠した風力発電設備であれば、運転継続が可能である。以上の結果より、再構成手法を適用することで、片極地絡事故に対して洋上風力発電設備の運転継続を実現できることを確認した。

3.6.2 事故回線復旧後の再構成のシミュレーション結果

図 3.17 に事故回線復旧後の再構成のシミュレーション結果を示す。復旧後の再構成では、初期状態において事故時の再構成により Rec1 は健全回線側に接続されている。また、事故回線はケーブルが取り換えられた無電圧状態を想定しているため、 v_{Line1} は零である。開始時刻を 0 s とし、その後の動特性を 2 段階に分けて考察する。加えて、発電設備の運転継続を考察する。

3.6.2.1 Y1: 送電の中断と断路器の切替

送電を中断するため、Rec1 の交流端子出力電圧を 20 ms かけてランプ状に零まで低下させた。これに伴い v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} は低下し、Rec1 の交流端子から流入する有効電力は零まで低下する。この結果、交流側と直流側の電力がバランスするよう制御する直流電流制御により、直流端子電流 i_{Rec1} が減少して直流側への送電が中断された。

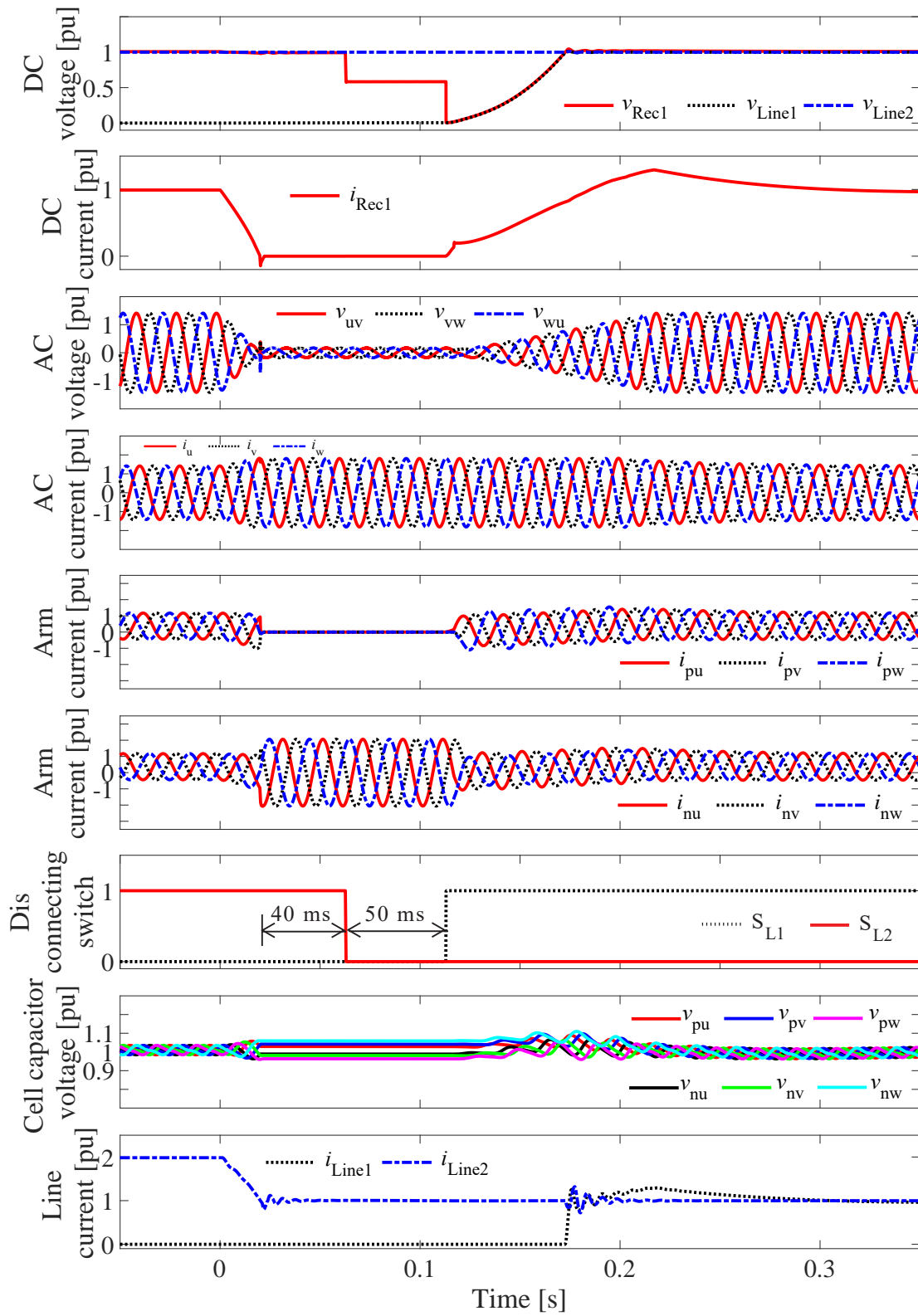


図 3.17: 事故回線復旧後の再構成のシミュレーション結果

その後、時刻 20 ms に Rec1 の下アーム短絡を行った。この際発電設備は停止せずに i_u , i_v , i_w の電流制御を継続する。下アーム短絡後、直流端子電流 i_{Rec1} が零になったことを検知してから 40 ms の動作遅れ時間経過後、時刻 63 ms に健全回線側断路器 S_{L2} が開放した。これにより Rec1 は健全回線 Line2 から切り離された。健全回線側断路器 S_{L2} の開放を確認後、復旧回線側断路器 S_{L1} に投入指令を送った。そして動作遅れ時間 50 ms の経過後、時刻 113 ms に S_{L1} が投入された。これにより、Rec1 が復旧回線 Line1 に接続された。

3.6.2.2 Y2: 送電の再開

断路器の切替後、無電圧状態の復旧回線 Line1 が接続されるため、 v_{Rec1} は 0 pu に低下する。その後、下アーム短絡を解除し変換動作を再開した。この時、Rec1 が直流電流制御を行うため、直流端子電流 i_{Rec1} に突入電流は生じない。そして、Rec1 の交流側電圧を零からランプ状に 100 ms かけて上昇させると、 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} が回復する。これと同時に Rec1 の交流端子から流入する有効電力は緩やかに回復し、これに追従して i_{Rec1} も上昇した。これより、WPP1 から Rec1 を介した送電が再開したことを確認できる。この際、無電圧状態の送電線路の充電動作が行われる。順変換器 Rec1 の直流端子電流 i_{Rec1} が送電端の電流に該当し i_{Line1} が受電端の電流に該当するため、両者の差分が線路の充電電流となる。線路の充電により、復旧回線の電圧 v_{Line1} が上昇し、定格電圧に達すると、母線に備えられたダイオードがオンし、復旧回線を介した送電が再開される。また、Rec1 のセルキャパシタ電圧 v_{pu} , v_{pv} , v_{pw} , v_{nu} , v_{nv} , v_{nw} は、指令値に収束していることを確認できる。

初期状態（時刻 0 s 以前）において、復旧回線 Line1 の電流 i_{Line1} は 0 pu であり、健全回線 Line2 の電流 i_{Line2} は 2 pu であった。これは、WPP1, WPP2 はいずれも Line2 に連系しているためである。復旧後の再構成を行った後（時刻 220 ms 以後）は、 i_{Line2} が 1 pu に低下し、 i_{Line1} が 1 pu に上昇した。この結果から、復旧後の再構成により、Line2 の潮流のうち 1 pu 分が、Line1 に振り替えられたことを確認できる。

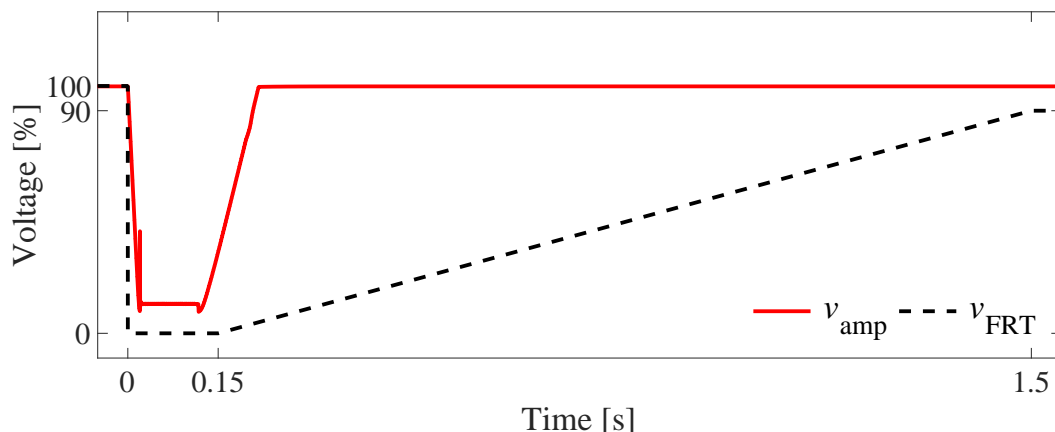


図 3.18: 事故回線復旧後の再構成のシミュレーション結果と事故時運転継続 (FRT) 要件の比較

3.6.2.3 発電設備の運転継続の判定

図 3.18 は、交流集電系統の電圧 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} から求めた電圧振幅 v_{amp} を、FRT 要件で規定される電圧振幅 v_{FRT} と対比した結果である。復旧後の再構成に伴う交流集電系統の瞬時電圧低下は、FRT 要件に規定される運転継続範囲にある。このことから、WPPI が FRT 要件に準拠した風力発電設備であれば、運転継続が可能である。

3.7 縮小モデルを用いた実験による提案手法の検証

次に、シミュレーションで行った基礎検討を基に、再構成の動作シーケンスを定格送電容量 $5.5 \text{ kW} \times 2$ 回線、定格直流電圧 $\pm 170 \text{ V}$ の縮小モデル実験設備に導入した結果を示す。そして、ダイオードを用いた 2 回線直流送電システムにおける事故時の再構成および復旧後の再構成の妥当性を実験的に検証した結果をまとめる。

図 3.19 に実験装置の回路図、表 3.2 に回路定数、そして、図 3.20 に実験装置の外観を示す。図 3.19 上部の送電線路が事故の発生する事故回線、下部の送電線路が健全回線に該当する。事故回線側の発電設備は、図 3.19 左上部に示すように直流電源（菊水電子工業社製直流電源装置 PAT350-22, 8T：定電圧モード）と 3 相 2 レベルインバータにより模擬している。3 相 2 レベルインバータは絶縁変圧器を介して二重 Y 結線型 MMC である Rec1 と連系し、Rec1 に定格電力 5.5 kW を注入する。二重 Y 結線型 MMC は 8 個のセルで 1 アームを構成する 1 相 16 段構成（図 3.21）となっており、交流端子から注入さ

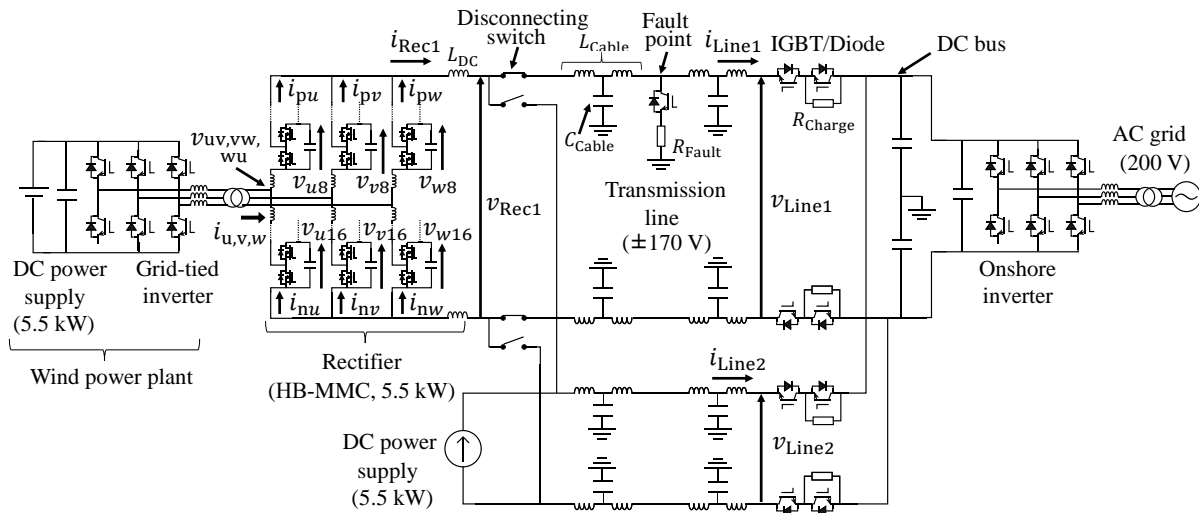


図 3.19: 実験回路図

表 3.2: 実験装置の回路定数

Rated power of the rectifier		5.5 kW
Rated power of the inverter		13 kW
Rated value of the DC voltage		± 170 V
Rated value of the AC voltage	V_s	200 V
Reference of the cell capacitor voltage		50 V
Inductance of the transmission line	L_{Cable}	0.5 mH
Earth capacitance of the transmission line	C_{Cable}	1 mF
Fault resistance	R_{Fault}	3.3 Ω
DC inductor of Rec1	L_{DC}	5.7 mH

れる交流の電力を直流に変換して送電線路に連系する。順変換器 Rec1 の直流端子には断路器を模擬する電磁接触器（図 3.22）が 2 台接続され、2 回線送電線路（事故回線及び健全回線）のうちいずれか 1 回線を選択して連系できる構成となっている。一方、再構成を行わない健全回線側の発電設備 WPP2 および順変換器 Rec2 については、再構成の対象ではないことから、図 3.19 下部に示す通り、直流電源（菊水電子工業社製直流電源装置 PAT350-22, 8T：定電流モード）に集約しており、断路器も省略している。送電線路は、シミュレーションに用いたケーブルの 110 km 分に相当するインダクタンスと対地静電容量をスケージングし（ ± 500 kV 750 MW \rightarrow ± 170 V 5.5 kW）、T 型等価回路

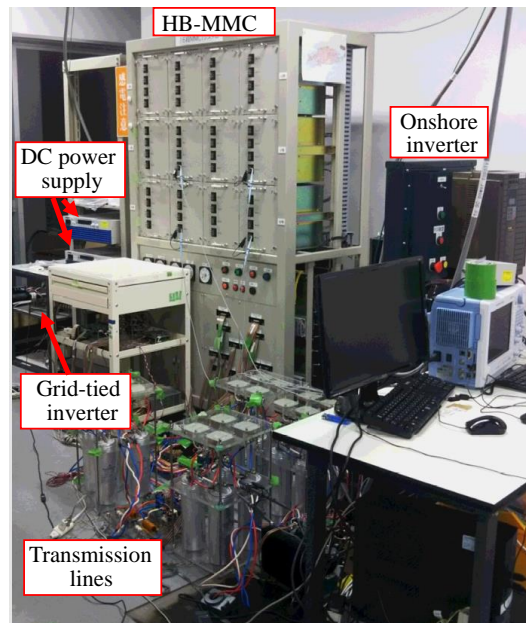
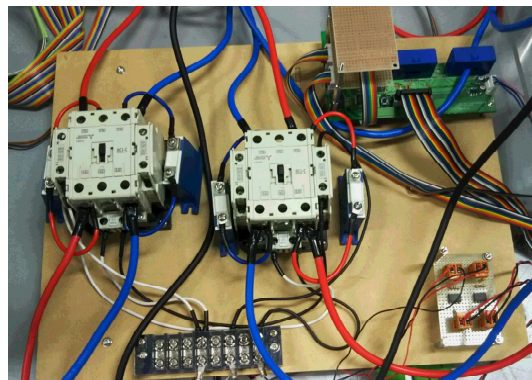


図 3.20: 実験装置の外観



図 3.21: 16 段 MMC

図 3.22: 断路器を模擬する電
磁接触器 (MC)

(図 3.23) に集約している。本送電線路を 2 つ直列接続し、220 km の送電線路を模擬している。事故回線側の送電線路には、事故を模擬するために IGBT スイッチを挿入し、安全のためにヒューズを付加している。また地絡点抵抗 R_{Fault} については、事故電流を事故点の IGBT の耐電流の範囲に制限する目的で、シミュレーション検証と比較して大きな抵抗 (定格比) を挿入している。すなわち本実験検証はシミュレーションと比較す



図 3.23: 送電線路の T 字等価回路

ると高抵抗事故の場合の結果となる。ただし、3.3.4 節でも説明したように、地絡点抵抗は風力発電設備の運転継続に関わる下アーム短絡期間へはほとんど影響しない。受電端母線と送電線路の間には $Rec1$ と送電線路充電用の IGBT スイッチおよび充電抵抗を直並列に挿入している。この IGBT スイッチをオンすることで送電線路を受電端側（陸上側）から充電できる。一方、IGBT スイッチをオフ状態にすることでダイオードとして動作させる。実際の設備においても、ダイオードを用いた場合には潮流方向が制限されるため陸上側からの充電ができない。したがって、本実験設備のようにダイオードにバイパススイッチを設けて陸上側からの充電を可能とすることで、洋上側の充電もしくは起動回路を省略できる見込みがある。2 回線送電線路を介して集約された直流の電力は図 3.19 右部の 3 相 2 レベルインバータにより交流に変換されて交流系統に供給する。3 相 2 レベルインバータは送電線路の直流電圧を定格値 340 V に保持する電圧一定制御を行っている。

なお、シミュレーションでは定常的に順変換器 Rec の直流電流制御には交流端子から流入する瞬時有効電力を用いたフィードフォワード項を用いていた。一方、本実験システムでは交流側の三相不平衡成分が大きいため瞬時有効電力に歪みが発生し、直流端子電流に持続振動を発生することがわかった。そこで、瞬時有効電力のフィードフォワード項については、特に瞬時有効電力が急峻に変化する電流立ち下げ動作および線路の充電動作を行う復旧後の再構成の期間のみ有効化した。

3.7.1 事故時の再構成の実験結果

図 3.24 に事故時の再構成の実験結果を示す。値は単位法で示しており、電力の基準値は順変換器の定格電力である 5.5 kW とし、直流電圧の基準値は定格直流線間電圧である 340 V、交流電圧の基準値は定格線間電圧 200 V、各部の電流の基準値は定格電力と定格電圧から計算している。また、セルキャパシタ電圧の基準値は指令値である 50 V とした。初期状態において Rec1 を事故回線 Line1 に接続し、2 回線送電線路それぞれで定格電力 5.5 kW を送電する定常状態とした後、事故回線に設けられた IGBT スイッチをオンして片極地絡事故を発生させた。以下、動作の様相を先述したシミュレーション結果と同様に直流側事故電流の遮断、断路器による切替操作、送電の再開の 3 段階に分けて考察する。加えて、発電設備の運転継続を考察する。

3.7.1.1 X1: 直流側事故電流の遮断

時刻 0 s に片極地絡事故が発生すると、事故回線側の電圧 v_{Line1} が 0.5 pu に向けて低下した。ここで、先述したようにシミュレーション検証と比較して大きい地絡点抵抗を挿入しているため、シミュレーション結果と比較すると直流電圧の低下は緩やかになる。 i_{Line1} の波形から、受電端母線から事故点方向への事故電流の流入が、ダイオードによって阻止されたことを確認できる。一方、Rec1 では直流端子電圧 v_{Rec1} の電圧低下を検出して、下アーム短絡を行った。下アーム短絡により、Rec1 の上アームはゲートブロック、下アームは短絡される。下アーム短絡直後は Rec1 の直流端子 i_{Rec1} にはインダクタの影響で電流が残存するが、地絡の起きていない非地絡極の残電圧により、ただちに零まで減少した。電流が零になると、上アームのダイオードが非地絡極の残電圧によって逆バイアスされ、直流端子の電流 i_{Rec1} は零に保持された。

一方、交流端子は下アーム短絡を行うことにより三相短絡状態となるので、交流電圧 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} は零まで低下した。この際、系統連系インバータは電流制御を行っており、電流制御には指令値が定格値の 1.2 倍を超えないようにリミッタが挿入されているため、そのリミッタに応じて交流電流 i_u , i_v , i_w は増加した後に保持される。またこの際、電流制御に用いる PLL を電圧低下に応じてロックすることで、系統連系インバータ内で生成する位相の急激な変化を回避している。風力発電設備の系統連系インバータから供給された電流は、三相短絡された下アーム i_{nu} , i_{nv} , i_{nw} のみ流れ、ゲートブロックされた

上アーム i_{pu} , i_{pv} , i_{pw} や順変換器の直流側 i_{Rec1} には流れない。以上の動作により, i_{Rec1} , i_{Line1} のいずれも零に保持されており, シミュレーションと同様に事故点に流入する電流が遮断されたことを確認できた。

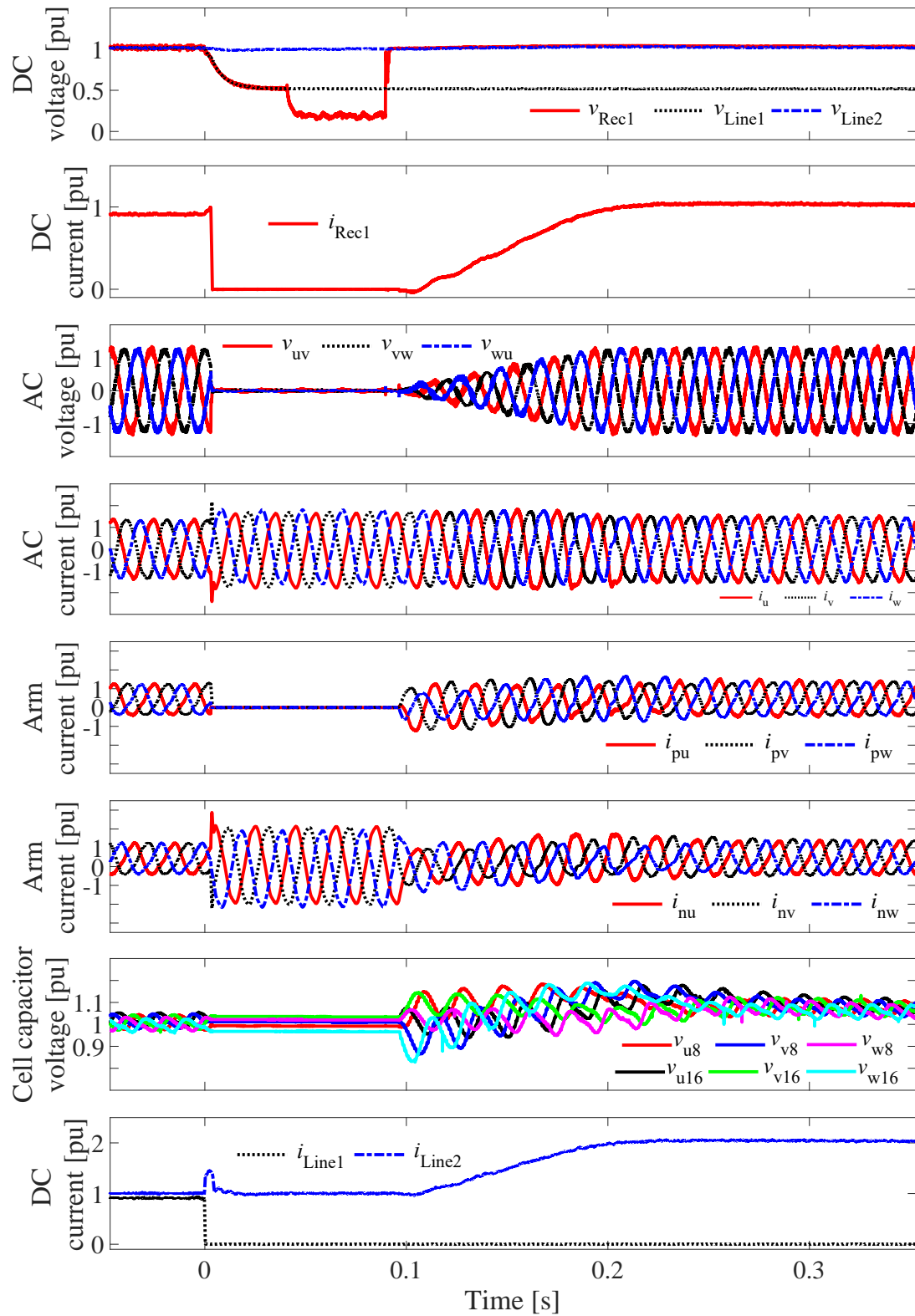


図 3.24: 事故時の再構成の実験結果

3.7.1.2 X2: 断路器による切替操作

前節の操作により事故電流を遮断した後、断路器により Rec1 の接続先を事故回線 Line1 から健全回線 Line2 へと切り替えた。本動作では、断路器の開閉時の動作遅れを考慮して、時刻 40 ms に開放、時刻 90 ms に投入した。断路器の切替の間も順変換器 Rec1 は下アーム短絡を継続し、交流端子電圧 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} は零まで低下している。系統連系インバータから流入する電流は下アーム i_{nu} , i_{nv} , i_{nw} に流れ、直流端子電流 i_{Rec1} は零に保持されている。

3.7.1.3 X3: 送電の再開

断路器により Rec1 を健全回線 Line2 に接続した後、Rec1 は下アーム短絡を解除し、スイッチング動作を開始し、Rec1 の交流端子電圧 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} を上昇させた。ここで、シミュレーションでは変圧器の飽和特性を考慮していなかったが、実験の場合は変圧器の飽和特性が含まれる。したがって、交流側の電圧を急峻に増加させると励磁突入電流が発生する。そこで、洋上交流系統の電圧は急峻には上昇させず、零から定格値まで 100 ms かけてランプ状に上昇させる。これはシミュレーションと同じ時間幅であり、FRT 要件と比較して十分な余裕がある。また Rec1 の交流側では、変圧器の飽和を抑制するため、交流端子の電流を計測して 50 Hz のローパスフィルタをかけ、この電流 (50 Hz よりも低い周波数領域の電流分) を抑制する極性で比例ゲインを乗じた成分を一定振幅・一定周波数を出力する交流電圧指令値に加算している。以上の結果、Rec1 の電圧復帰時の i_u , i_v , i_w から確認できるように、励磁突入電流を回避できている。交流系統の電圧復帰に伴い、系統連系インバータから Rec1 へと電力が流入するようになり、同時に順変換器の直流端子電流 i_{Rec1} が上昇して、時刻 0.2 s には事故前の電流値まで復帰している。この間、順変換器を構成する 6 つのアームのセルキャパシタ電圧 v_{u8} , v_{v8} , v_{w8} , v_{u16} , v_{v16} , v_{w16} は発散することなく制御されている。また、事故回線側の電流 i_{Line1} および健全回線側の電流 i_{Line2} の変化から、当初事故回線に流れていた潮流は、再構成後に健全回線を経由して流れていることを確認できた。

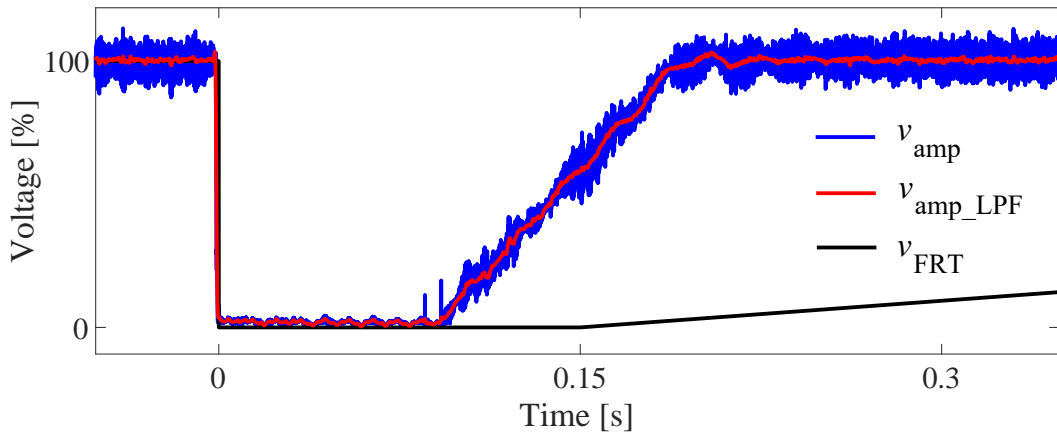


図 3.25: 事故時の再構成の実験結果と事故時運転継続 (FRT) 要件の比較

3.7.1.4 発電設備の運転継続の判定

発電設備の運転継続の可否は、シミュレーションと同様に事故時運転継続 (FRT) 要件と比較して判定する。図 3.25 は、交流電圧 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} を $\alpha\beta$ 変換した際の振幅 v_{amp} およびローパスフィルタでスイッチングリップルを除去した v_{amp_LPF} と、FRT 要件の下限値 v_{FRT} を対比した図である。図 3.25 から確認できるように、再構成に伴う瞬時電圧低下は、FRT 要件の定める運転継続範囲内である。このため、本手法によって生じる瞬時電圧低下に対して、発電設備は運転継続する。

3.7.2 事故回線復旧後の再構成の実験結果

図 3.26 に事故回線復旧後の再構成における実験結果を示す。復旧後の再構成では、シミュレーションと同様に初期状態において事故時の再構成により Rec1 は健全回線側に接続されている。また、事故回線はケーブルが取り換えられた無電圧状態を想定しているため、 v_{Line1} は零である。以下復旧後の再構成の動作を送電の中断と断路器の切替、および送電の再開に分けて説明する。

3.7.2.1 Y1: 送電の中断と断路器の切替

まず Rec1 の交流端子電圧 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} を 20 ms かけてランプ状に低下させた。これにより、交流端子から順変換器 Rec1 に流入する瞬時有効電力が減少し、瞬時有効電力を

用いたフィードフォワード項に従って直流端子電流 i_{Rec1} も減少する。交流端子電圧を零まで低下させた後、Rec1 では下アーム短絡動作を行う。これにより、系統連系インバータから流入する交流電流 i_u, i_v, i_w は Rec1 の短絡された下アーム i_{nu}, i_{nv}, i_{nw} のみを流れ、交流側から直流側に流出しない。下アーム短絡の後に、断路器の切替動作が行われ、順変換器 Rec の接続先が健全回線から復旧回線に切り替わる。この間も順変換器 Rec は下アーム短絡を継続するため、交流端子電圧 v_{uv}, v_{vw}, v_{wu} は零に保持される。

3.7.2.2 Y2: 送電の再開

断路器の切替が完了した後、順変換器 Rec1 はブロック動作を解除し、スイッチング動作を再開した。この際、線路が無充電状態であり、復旧回線側の電圧 v_{Line1} が零であるために、順変換器 Rec1 のスイッチング再開とともに順変換器 Rec1 の出力電圧と線路電圧の差に応じて電流が流れる。しかし、順変換器 Rec1 の直流電流制御が直ちに動作し、直流端子電流 i_{Rec1} から確認できるように、電流の上昇は抑えられた。スイッチング再開とともに Rec1 は交流端子電圧 v_{uv}, v_{vw}, v_{wu} を 100 ms かけてランプ状に上昇させた。これにより、系統連系インバータから流入する瞬時有効電力が上昇し、フィードフォワード項に従って i_{Rec1} が上昇した。そして、線路の充電動作を経た後時刻 0.22 s には切替前の電流値まで復帰し、復旧回線を介した送電が再開された。

この間、順変換器 Rec1 のアームのセルキャパシタ電圧 $v_{u8}, v_{v8}, v_{w8}, v_{u16}, v_{v16}, v_{w16}$ は発散することなく制御されている。また、事故時の再構成に伴うセルキャパシタ電圧と比較すると、復旧後の再構成ではセルキャパシタ電圧全体の上昇およびばらつきが低減されている。これは復旧後の再構成では直流電流制御の瞬時有効電力を用いたフィードフォワード項を有効にしているため、順変換器 Rec1 に交流端子から流入する電力と直流端子から流出する電力が瞬時レベルでほぼ一致するためである。

最後に復旧後の再構成に伴う潮流の変化を確認する。復旧後の再構成の前は、復旧回線側の電流 i_{Line1} は零であり、Rec1 の出力は健全回線を介して送電されていることが電流 i_{Line2} から確認できる。そして、復旧後の再構成により、順変換器 Rec1 の接続先が健全回線から復旧回線に接続されて送電を再開するので、健全回線側の電流 i_{Line2} が減少し、復旧回線側の電流 i_{Line1} が上昇して、事故前の初期状態に戻っている。以上の動作により、復旧後の再構成の正常動作が確認された。

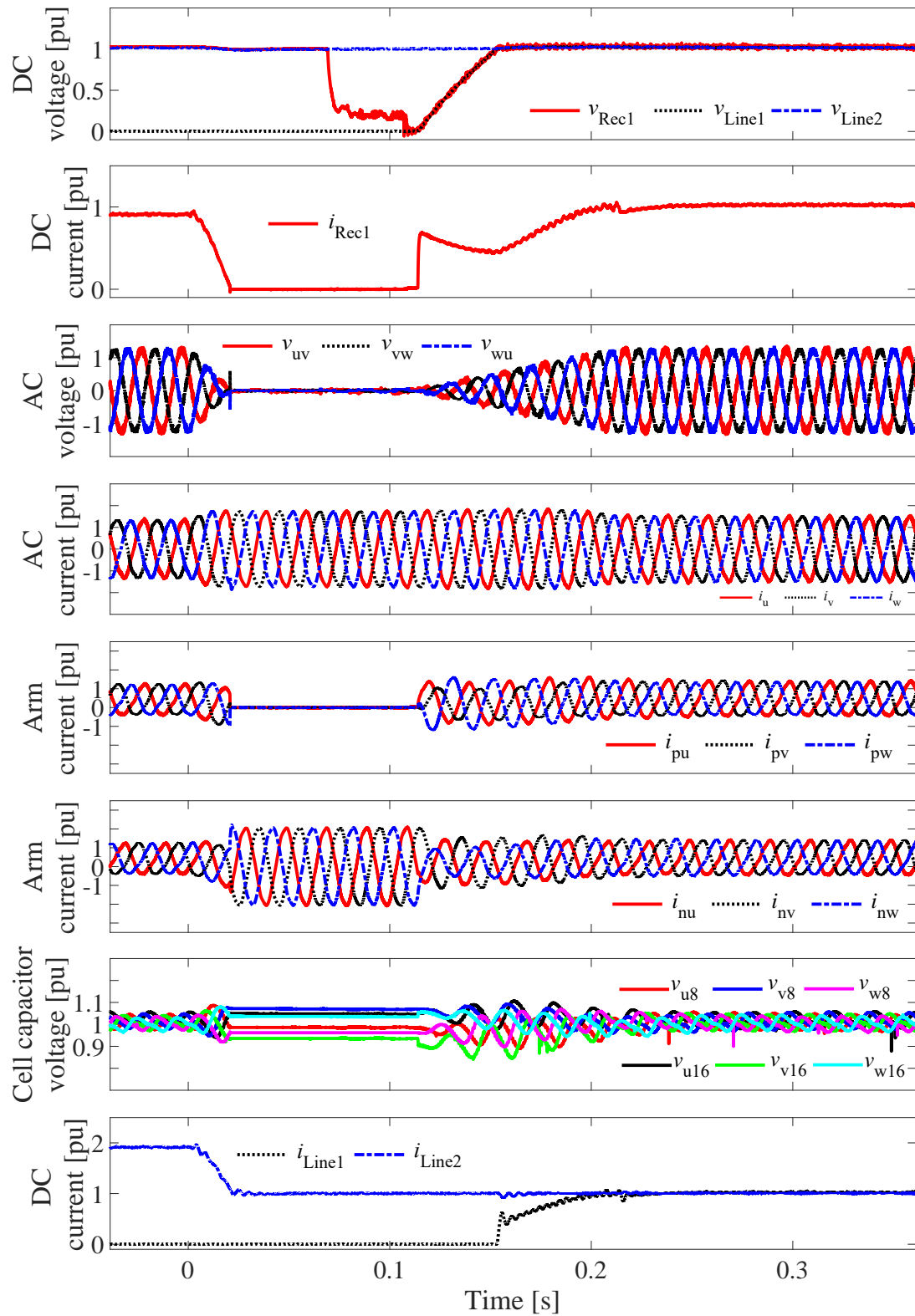


図 3.26: 事故回線復旧後の再構成の実験結果

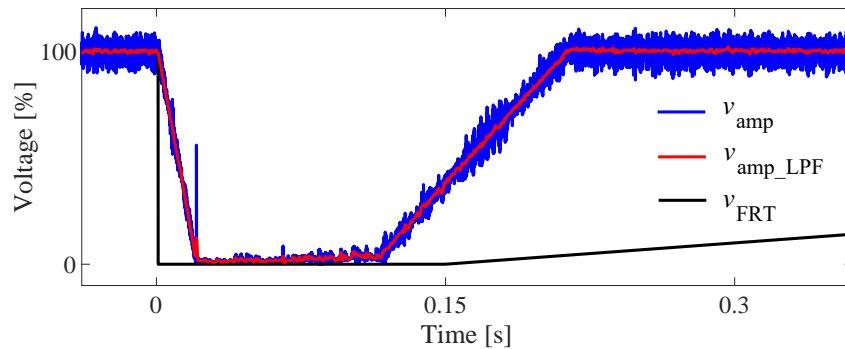


図 3.27: 事故回線復旧後の再構成の実験結果と事故時運転継続（FRT）要件の比較

3.7.2.3 発電設備の運転継続の判定

図 3.27 は、交流電圧 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} を $\alpha\beta$ 変換した際の振幅 v_{amp} およびローパスフィルタでスイッチングリップルを除去した v_{amp_LPF} と、FRT 要件の下限値 v_{FRT} を対比した図である。まず、送電の中断のために 20 ms かけて v_{amp} を低下させ、下アーム短絡を行う。そして、断路器の切替の期間電圧零の状態が保持されるが、スイッチング再開後 v_{amp} は時刻約 120 ms で立ち上がりはじめ、時刻 220 ms には定格まで復帰している。したがって FRT 要件を満たしており、発電設備は運転継続する。以上の結果より、再構成手法の適用により洋上風力発電設備の運転継続を実現できることを実験的にも検証できた。

3.8 本章のまとめ

本章では、ダイオードを用いた多回線直流送電システムに着目し、洋上風力発電設備の運転継続を実現する再構成手法を提案した。再構成手法とは、風力発電設備の事故時運転継続要件に基づいて、直流側事故電流の遮断、断路器による切替操作、送電の再開を一体的に行うことで、洋上風力発電設備の運転継続を実現する手法である。また、本提案手法では高速・大電流遮断が可能な直流遮断器や耐事故変換器を用いないため、システムコストの増加を回避しながら信頼度を向上できる可能性がある。本章では、再構成手法の具体的な手順および設計方法を示し、その妥当性をシミュレーションおよび実験の双方で検証した。そして、双方において洋上風力発電設備の運転継続を実現しながら、事故時、事故回線復旧後の再構成にてそれぞれ 0.2 秒、0.22 秒で送電再開できることを確認した。

第4章

再構成と機械式直流遮断器を組み合わせた保護方式による風力発電設備の運転継続

4.1 本章の概要

第3章ではダイオードを用いた多回線直流送電システムを対象とし、再構成手法を適用することで風力発電設備の運転継続を実現した。その一方、本構成ではダイオードによって潮流方向が一方向に制限されてしまい、双方向の潮流を生成することができない。これは、洋上風力発電から陸上への送電のみならず、複数の陸上交流系統を連系し、電力を双方で融通する場合には不適である。偏在する再生可能エネルギーのより柔軟な利用のためには、複数の陸上交流系統間での電力融通が可能であることが望ましい。

そこで本章では、ダイオードを用いず、複数の洋上および陸上端子を連系して柔軟な電力授受が可能な構成を検討対象とし、本構成に再構成手法を応用することで洋上風力発電設備の運転継続を実現する。この際、第3章において陸上側の事故電流遮断を行っていたダイオードの代わりとなる電流遮断要素が必要となる。この点について、本章で

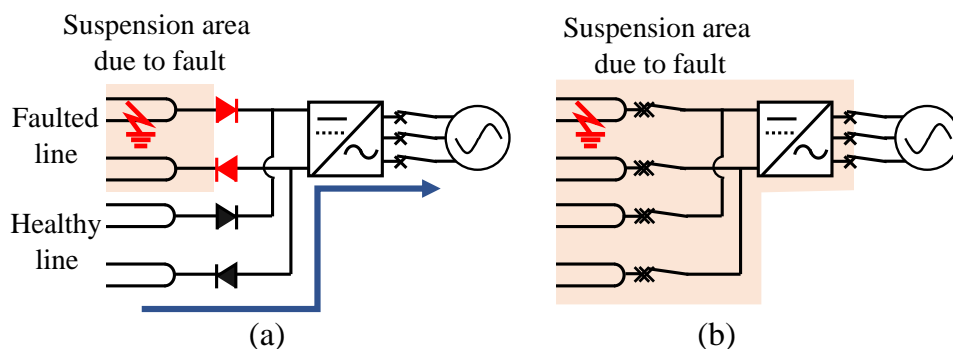


図 4.1: 事故波及範囲の比較：(a) ダイオード，(b) 機械式直流遮断器

は機械式直流遮断器に着目する。直流遮断器の方式については第2章でまとめているが、機械式直流遮断器は、他の方式である半導体式やハイブリッド式と比較すると、半導体スイッチを必要とせず構造が比較的シンプルであるため、低コストで導入できる可能性がある。

一方、機械式直流遮断器は他方式の直流遮断器と比較して動作速度が遅い欠点がある。具体的には事故遮断までに30~40msの時間を要し、この間に事故の影響はシステム全体に波及する。第3章で採用したダイオードであれば、図4.1(a)の網掛け部に示すように事故回線から健全回線への事故波及を回避でき、陸上側変換器はスイッチング動作を継続できる。一方、機械式直流遮断器の場合は、図4.1(b)の網掛け部に示すように事故回線から健全回線および陸上側変換器まで事故の影響が及ぶ。機械式直流遮断器については、この低速な動作を考慮する必要がある。

第3章では、洋上端子に下アーム短絡と高速断路器を適用し、風力発電設備の運転継続性能と組み合わせることにより、風力発電設備の運転継続を実現する再構成手法を提案した。本章では、機械式直流遮断器を用いつつ、これと第3章で検討した再構成手法を組み合わせることで、機械式直流遮断器を用いながら風力発電設備の運転継続を実現する保護方式を提案する。

4.2 システム構成：機械式直流遮断器を適用した多回線直流送電システム

図4.2に、本章で対象とする、2地点の洋上風力発電設備(WPP1, WPP2)と2地点の陸上交流系統(AC grid1, AC grid2)を連系する、4端子2回線直流送電システムを示す。全体図は単線図で示しており、本章では機械式直流遮断器を用いた多回線直流送電システムと呼ぶ。第3章で対象とした構成と比較すると、ダイオードを取り除き、陸上端子を1端子から2端子にすることで陸上系統間の電力融通を可能としている。直流送電線路は海底ケーブルであり、3章の構成と同様に対称単極構成である。各端子にハーフブリッジ型MMCを配置しており、2地点の陸上側MMC(onshore MMC1, onshore MMC2)は、既存の交流送電線のように、2回線の幹線(Line1, Line2)で相互接続している。なお、図4.2は単線図であり、Line1, Line2はそれぞれ対称単極構成の送電線路2本を1本の線で表している。洋上側MMC(offshore MMC1, offshore MMC2)は、ダイオードを用いた構成と同様に2つの高速断路器を介して2回線のうちいずれかの幹線に接続

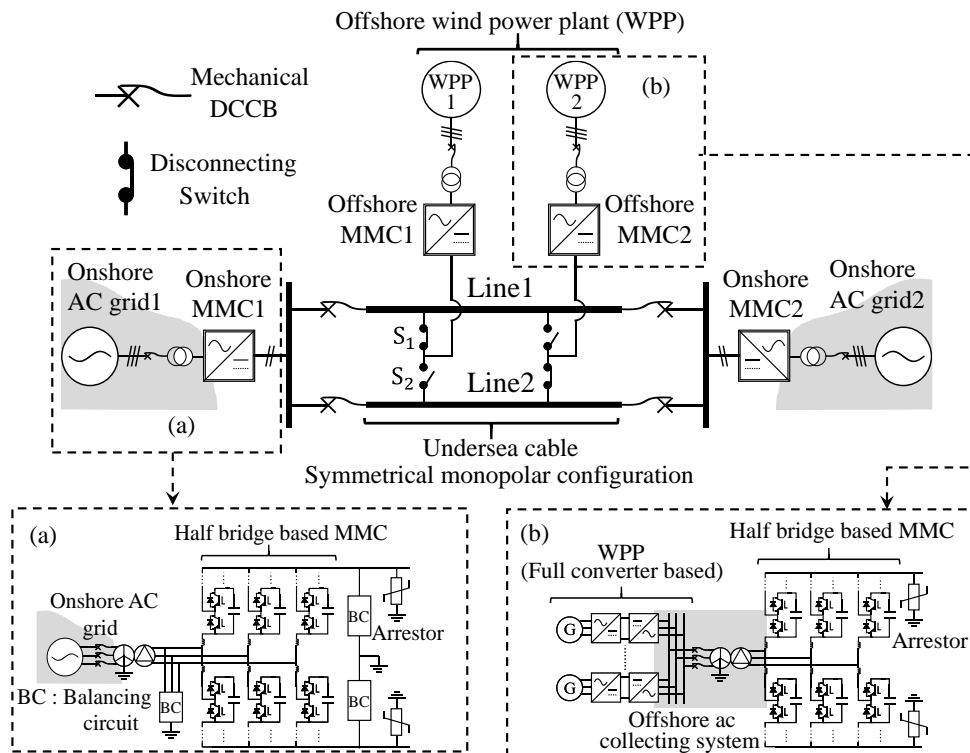


図 4.2: 機械式直流遮断器を適用した 2 回線直流送電システム

されている。例えば, offshore MMC1 については, Line1 側の高速断路器 S_1 が投入されている一方で, Line2 側の高速断路器 S_2 が開放されている。よって, offshore MMC1 は 2 回線のうち Line1 側に接続されている。一方, offshore MMC2 は Line2 に接続されている。直流事故時には, これらの高速断路器によって洋上側 MMC の接続先を事故回線から健全回線に切り替えて送電を再開する。一方, 陸上端子の保護方法として第 3 章ではダイオードを適用していたのに対し, 本章で扱う構成では各幹線の両端に直流遮断器を挿入している。直流遮断器としては 5 ~ 10 ms で高速動作するハイブリッド式直流遮断器ではなく, 30 ~ 40 ms で動作する低速な機械式直流遮断器を用いる。これにより, 直流遮断器自体の構造が単純化するのに加え, 高速な事故検出リレーや大きな直流リアクトルを不要としている。

陸上端子と洋上端子の詳細な構成を図 4.2 の左下 (a) と右下 (b) にそれぞれ示す。先述したように, すべての端子でハーフブリッジ型 MMC を採用している。陸上端子では, 対称単極構成における正負極の対地電圧の偏りを解消するため, MMC の交流側もしくは直流側にバランス回路 (BC) を挿入する [34]。また, 対称単極構成では片極地絡事故時に非地絡極の電位上昇が発生するため, 過電圧から設備を保護するため直流端子にア

レスタを挿入している。洋上端子は、洋上側 MMC と複数の洋上風力発電設備 (offshore WPP) から構成され、洋上交流集電系統 (offshore ac collecting system) が双方を連系している。洋上風力発電設備は 3 章と同様にフルコンバータ構成 (Type-4) を想定している。

各変換器の制御について、洋上端子の制御は前章と同じである。具体的には、洋上側 MMC は交流側に一定振幅・周波数の交流電圧を出力する (CVCF 動作) 一方、洋上風力発電設備は系統電圧に同期した電流制御を行い、発電電力を注入する。洋上側 MMC の直流端子では、変換器内部のセルキャパシタ電圧平均値を一定にし、交流側と直流側の電力授受がバランスするように直流電流を制御している。その結果、洋上風力発電設備で発電した電力が交流集電系統で集約され、MMC で直流に変換されて直流送電線路に注入される。注入された電力は、直流送電線路を介して陸上側 MMC に供給される。本構成において陸上端子は 2 端子あるが、交流側の制御は同じである。交流側において陸上側 MMC は、前章と同様に直流側と交流側の電力がバランスするように系統電圧に同期した電流制御を行っている。一方直流側の制御について、片方の端子 (ここでは onshore MMC1) は第 3 章と同様に直流電圧を一定に制御するが、もう片方の陸上側 MMC (onshore MMC2) は直流電流を制御し、所望の送電電力を注入する (APR 動作)。この理由は、陸上端子である onshore MMC1 によって直流電圧がすでに確立し、本変換器が直流区間内ではスラックノードとして動作するため、もう一つの陸上端子 onshore MMC2 では電圧を確立する必要がないからである。本構成の場合、洋上端子から陸上端子に送電するのみならず、異なる陸上端子間での電力融通を実現できる。

4.3 事故種別と事故時の保護動作

直流ケーブル区間の事故としては、前章と同様に片極地絡事故を対象とする。図 4.3 に、提案する保護方式の一連の動作を示す。ここでは Line1 で片極地絡事故が発生した場合を想定している。提案法は Stage 1: 事故回線の切り離し、Stage 2: 健全回線を介した送電復帰の 2 段階で行われ、図 4.3 では各機器の動作状態を High/Low レベルで表記している。MMC の場合、High レベルの場合はスイッチング動作、Low レベルの場合はブロック操作を意味する。直流遮断器 (DCCB) および高速断路器 (S_1 , S_2) の場合、High レベルは投入状態、Low レベルは開放状態を示す。例えば高速断路器の場合、初期状態で S_1 は投入されているため High レベル、 S_2 は開放されているため Low レベルとなっている。そして最下段には、洋上交流集電系統の電圧 V_{ac1} の振幅の様相を示している。

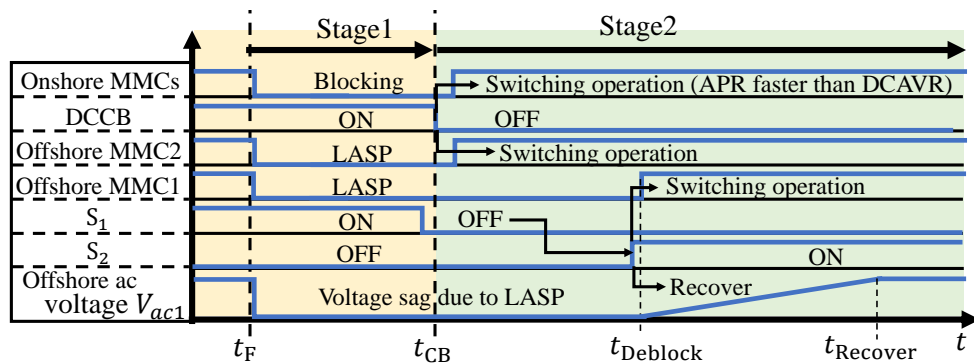


図 4.3: Line1 地絡事故に対する提案手法の動作シーケンス

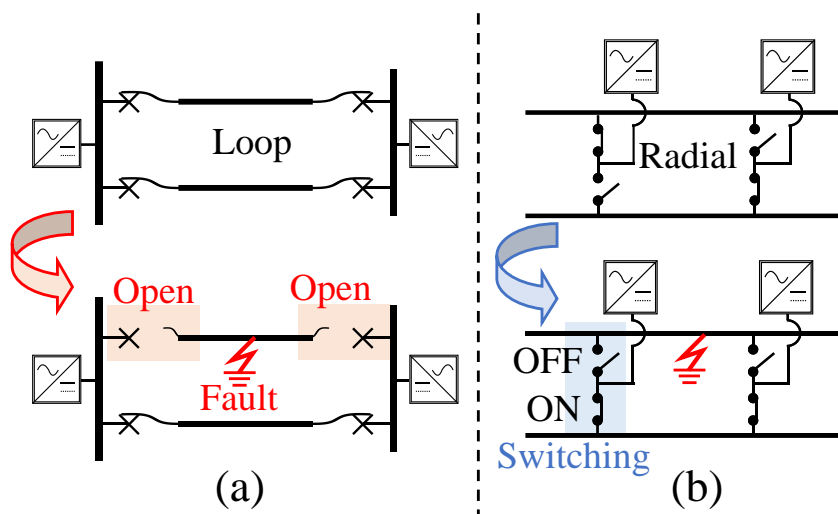


図 4.4: 直流事故発生前後の各端子の動作: (a) 陸上端子, (b) 洋上端子

提案法の特徴は、陸上端子と洋上端子それぞれに異なる保護動作を適用する点にある。図 4.2 に示すように、多回線直流送電システムでは、それぞれの保護方式に応じて洋上側と陸上側の MMC の送電線路への接続法が異なっている。図 4.4 に、陸上端子もしくは洋上端子いずれかのみを切り出した場合の事故時の動作の概略図を示す。図 4.4(a) に示すように、陸上側 MMC は 2 回線の幹線で相互接続し、ループ構成をとる。そして、機械式直流遮断器を各幹線の両端に挿入することで、直流側で選択的に事故区間を除去する。ただし、先述したように機械式直流遮断器は低速であるため、事故の影響がシステム全体に波及する。そこで陸上側の MMC については、直流事故に伴う一時的な変換器のゲートブロック動作を行い、機械式直流遮断器の動作後ただちにスイッチング動作を再開する手法 [83–85] を適用する。

一方で洋上側 MMC は、図 4.4(b) に示すように、いずれか片方の幹線のみを断路器を

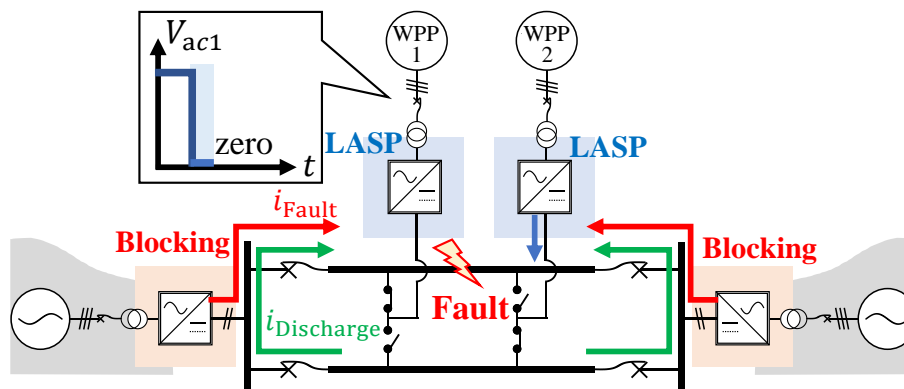


図 4.5: 地絡事故時の陸上および洋上 MMC の動作

介して接続し、放射状構成をとる（ループを形成しない）。そして、再構成手法を適用することで、洋上側 MMC で事故電流を遮断した後に、断路器によって接続先を切り替えて送電を復帰する。このように、ループ構成と放射状構成が併存した多回線直流送電システムにおいて、異なる保護方式を陸上端子と洋上端子それぞれに適切に適用することで、機械式直流遮断器の採用と洋上風力発電設備の運転継続を両立させる。

なお、以下では Line1 で正極地絡事故が発生した場合の保護操作を示すが、対称な回路構成であるため、負極側地絡事故の場合、もしくは Line2 で発生した事故の場合でも同様の操作を適用できる。

4.3.1 Stage 1 : 事故回線の切り離し

まず、片極地絡事故が発生すると、事故回線側の電圧が低下し図 4.5 に示すように陸上端子からの事故電流 i_{Fault} や健全回線からの回り込み電流 $i_{\text{Discharge}}$ が事故点に流れ込む。各 MMC については、陸上側はゲートブロック (Blocking)、洋上側は下アーム短絡 (LASP : Lower arm short protection) を行い、スイッチング動作を一度停止する。その後、陸上端子では機械式直流遮断器により、洋上端子では高速断路器により MMC を事故回線から切り離す。以下に陸上端子、洋上端子それぞれの詳細な動作を示す。

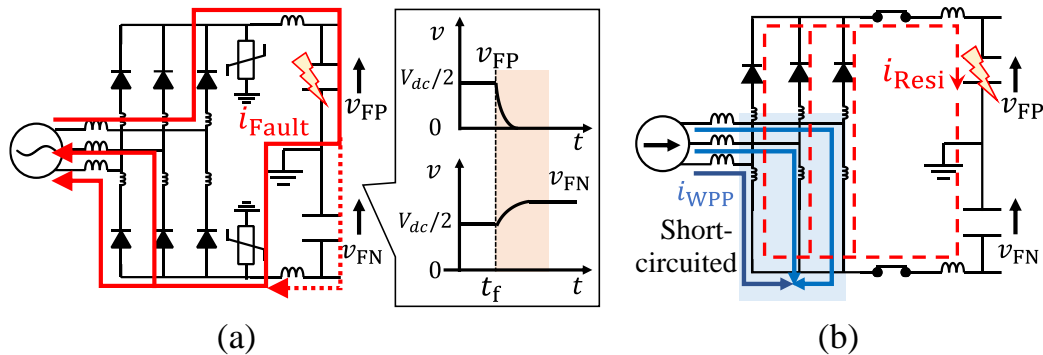


図 4.6: MMC の等価回路: (a) ゲートブロック, (b) 下アーム短絡 (LASP)

4.3.1.1 陸上端子

陸上側 MMC は、電圧低下もしくは過電流により事故を検出した後、直ちにすべての IGBT (Insulated gate bipolar transistor) をターンオフするゲートブロックを行う。ゲートブロック中、図 4.6 (a) に示すようにハーフブリッジ型 MMC はダイオード整流器として動作する。なお、図 4.6 (a) では陸上側 MMC と事故回線のみを示しており、健全回線側は省略している。また、送電線路はインダクタと対地静電容量 (キャパシタ) で表現している。ここで、これまで示してきた下アーム短絡を陸上端子に適用しない理由を説明する。陸上端子に下アーム短絡を適用した場合、交流端子が等価的に三相短絡される (図 4.6 (b) 参照)。ここで、電流源動作を行っている洋上側と異なり陸上側の交流系統は電圧源動作であるため、下アーム短絡に伴い過大な電流が下アームに流れ込み、変換器の IGBT を破損する。よって、陸上端子ではゲートブロックを行い、IGBT の破損を回避しつつ、機械式直流遮断器で直流側の事故区間を除去する。

陸上側 MMC がゲートブロックした後も、事故電流 i_{Fault} がダイオード整流器動作の陸上側 MMC を介して交流側から直流側に流れ続ける。この事故電流は対称単極構成の送電線路において、非地絡極側のケーブルを充電する。したがって、地絡極側の電圧 v_{FP} は低下する一方、非地絡極側の電圧 v_{FN} は定常値 $V_{dc}/2$ から上昇する。ここで V_{dc} は定格直流線間電圧である。この電圧上昇は送電線路に挿入されたアレスタの制限電圧によって抑制される。その結果、事故電流 i_{Fault} について、事故直後は非地絡極側の対地静電容量を流れるが、図 4.6 (a) に示すように制限電圧に達するとアレスタを介して流れる。

この事故電流は、電流差動リレーにより事故回線を検出した後、図 4.7 に示すように事故回線の両端にある機械式直流遮断器を動作させることで遮断する。ここで、機械式

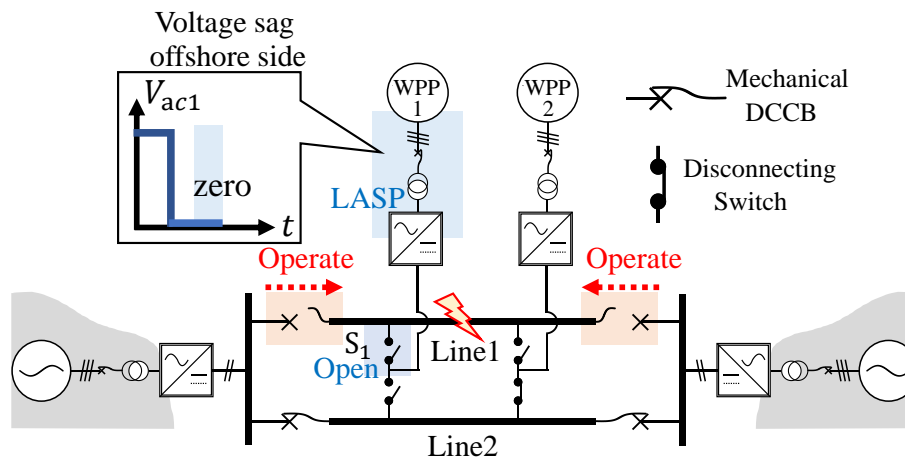


図 4.7: 陸上端子は機械式直流遮断器，洋上端子は断路器による事故回線からの切り離し動作

直流遮断器の動作としては事故検出と事故区間判定に要する時間も含めて 40 ms 程度を想定しており，高速な事故検出リレーは必要としない。また，遮断電流についても両極短絡事故と比較して片極地絡事故の場合は事故電流が小さく，片極地絡事故のみを保護対象にして設計を行うことで，必要とされる遮断電流を小さくできる。なお，非地絡極側の電圧上昇（アレスタの制限電圧）と事故電流の間にはトレードオフの関係がある。具体的には，過電圧を許容する（制限電圧を上げる）と事故電流は小さくなるが，過電圧を抑制する（制限電圧を下げる）と事故電流は増加する。ここでは設計指針として，機械式直流遮断器が遮断可能な電流までアレスタの制限電圧を低下させる。このように遮断するまでの間電流が流れるようにアレスタの制限電圧を設定することで，電流が流れることによる差動リレーの事故検出も適用可能となる。

4.3.1.2 洋上端子

洋上端子については，第 3 章と同様に図 4.6 (b) に示すように下アーム短絡（LASP：Lower arm short protection）を行う。これにより交流側から直流側への事故電流の流入を防止し，非地絡極の残電圧によって直流側の事故電流は遮断される。これまで示してきたように，洋上風力発電設備の系統連系インバータにより電流が制御されるため，下アーム短絡に伴う i_{WPP} の増加は限定的である。そして事故電流を遮断し，かつ事故回線

を検出した後、図 4.7 に示すように、事故回線に接続している offshore MMC1 は、電流遮断能力を持たない高速断路器 S_1 によって事故回線から切り離される。なお、健全回線側に接続している offshore MMC2 については、一旦下アーム短絡を行うがその接続先の変更はせず、機械式直流遮断器の動作によって事故回線が切り離された後、スイッチング動作を再開できる。

4.3.2 Stage 2 : 健全回線を介した送電復帰

事故回線を切り離した後、健全回線を介して送電を復帰する。以下では陸上端子、洋上端子それぞれの動作を説明する。

4.3.2.1 陸上端子

機械式直流遮断器によって、図 4.7 に示すように事故回線は除去され、陸上端子は事故回線から切り離される。ここで、先述したように陸上側 MMC はゲートブロック状態である。したがって、機械式直流遮断器が動作する 40 ms の間も、陸上側 MMC 内部のセル電圧は保持される。さらに、事故電流は逆並列ダイオードのみを流れ、IGBT 素子の過電流耐量は必要としない。このように、機械式直流遮断器が事故区間を除去するまでは、一時的にゲートブロック状態を継続することで MMC への悪影響を低減でき、機械式直流遮断器の動作後、スイッチング動作を再開できる。

図 4.8 に示すように、機械式直流遮断器の動作後、陸上側 MMC はゲートブロックを解除し、スイッチング動作を再開する。この際、直流電流制御（APR 動作）を行っている onshore MMC2 を直流電圧制御（DCAVR 動作）を行っている onshore MMC1 よりも先に再起動させる。これは、DCAVR 動作を行っている onshore MMC1 が先に再起動すると、その出力電圧と送電線路間の電位差によって突入電流が流れ、変換器を再度停止させる懸念があるためである。そこで、送電復帰時の再充電は直流電流制御を行っている onshore MMC2 によって行う。なお、直流電圧が確立されていない状態で直流電流制御を開始すると、直流送電線路で過電圧が発生する懸念がある。そこで、onshore MMC2 には出力する電圧にリミッタを設けており、送電線路の電圧がリミッタを超えず、過電圧が発生することを回避している。加えて、onshore MMC1 は onshore MMC2 の電圧リミッタ値よりも低い値をしきい値として、図 4.8 中の“Restart timing of onshore

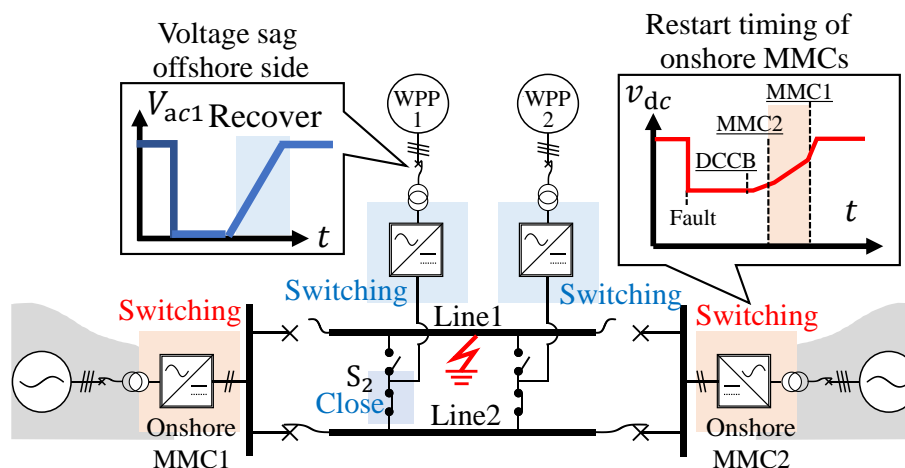


図 4.8: 4 端子間での送電再開

MMC1”に示すように直流電圧 v_{dc} の上昇を検出して再起動する。この結果、送電線路での過電圧と onshore MMC1 の過電流を回避しながら送電を復帰できる。なおこの再起動の間に、片極地絡事故に際して発生した正負極間の対地電圧の偏り（図 4.4(a) 参照）を解消する。その手法は先行事例 [34] を応用できる。以上の結果、健全極を介した陸上側 MMC 間の送電を再開できる。

4.3.2.2 洋上端子

事故回線に接続していた offshore MMC1 については、図 4.8 に示すように、健全極側的高速断路器 S_2 を投入することで健全回線側に接続する。この結果、offshore MMC1 の接続先が事故回線（Line1）から健全回線（Line2）に切り替わる。接続先の切替が完了した後、offshore MMC1 は下アーム短絡を終了し、スイッチング動作を再開する。そして、図 4.8 に示すように交流端子の電圧 V_{ac1} を零から定格値までランプ状に上昇し、洋上端子からの送電を復帰する。これにより、接続先を切り替えて送電を再開する再構成が完了する。もともと健全回線に接続していた offshore MMC2 については、その接続先を変更しないため、機械式直流遮断器の動作後にスイッチング動作を再開する。以上の動作により、洋上端子は送電を再開し、先述した陸上端子と合わせてすべての端子を介した送電が再開される。

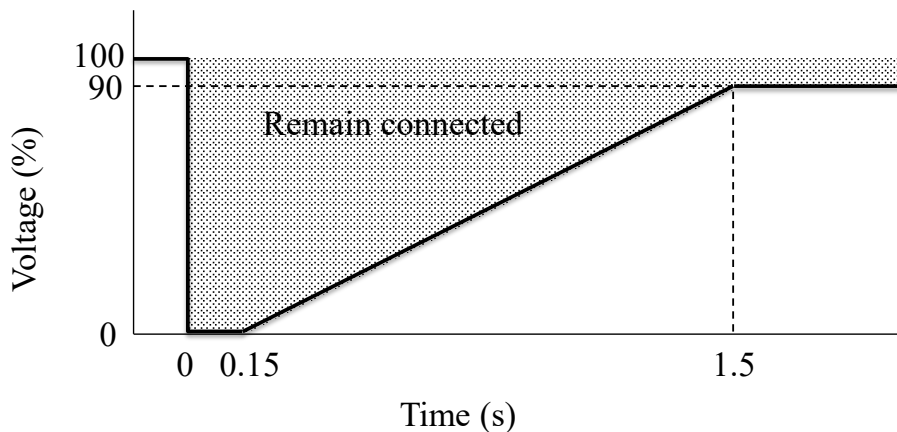


図 4.9: 風力発電設備の事故時運転継続 (FRT) 要件 [77] (再掲)

4.4 風力発電設備の運転継続を実現する全体設計

提案法では機械式直流遮断器による事故除去や洋上側での再構成を行う間、一時的に送電を停止する。この間に洋上風力発電設備が脱落しないように直流側の保護方式の設計を行う必要がある。提案手法においては、図 4.8 の“Voltage sag offshore side”に示すように洋上交流集電系統において瞬時電圧低下が発生する。これは、洋上側 MMC の下アーム短絡に伴い交流端子が等価的に三相短絡されるためである。よって、提案法に伴う電圧低下が、図 4.9 (再掲) に示す、系統連系規程で規定された 150 ms の零電圧期間と時刻 1.5 秒・残電圧 90% を結んだ電圧以上になるように設計を行う。具体的には、以下の 2 つの観点を考慮する。条件 1 については提案法において機械式直流遮断器を適用したことに伴う条件である。一方条件 2 は洋上端子についての条件である。これら 2 つの条件を包括的に設計することで、機械式直流遮断器を適用しながら風力発電設備の運転継続を実現できる。

1. 陸上端子での事故除去時間 (事故回線の切り離し時間) : 洋上風力発電設備からの送電は事故回線の切り離しが完了するまで再開できない。すなわち、その間下アーム短絡とそれに伴う電圧低下が継続する。したがって、機械式直流遮断器の動作時間は、洋上側の電圧低下期間が FRT 要件を逸脱しない範囲で決定する。具体的には、先に示した図 4.3 において、事故が発生した時刻 t_F から直流遮断器の動作が完了する時刻 t_{CB} までの時間を FRT 要件の零電圧期間 150 ms 以内に収める。
2. 洋上端子の再構成に要する時間 : 事故回線に接続している洋上側 MMC については、再構成が完了するまで送電を再開できない。そして、再構成の期間、下アーム

ム短絡に伴う電圧低下が継続する。したがって、再構成に要する時間、具体的には高速断路器の動作時間および洋上側 MMC による電圧復帰時間は、洋上側の電圧低下期間が FRT 要件を逸脱しないように決定する。具体的には、先に示した図 4.3 において、事故が発生した時刻 t_F から切替が完了して下アーム短絡を解除する時刻 t_{Deblock} までの時間を FRT 要件の零電圧期間 150 ms 以内に収める。加えて、図 4.3 において、事故が発生した時刻 t_F から洋上側の交流電圧 V_{ac1} の復帰が完了する時刻 t_{Recover} までの時間を FRT 要件で電圧回復期間とする 1.5 s 以内に収める。

例えば、後述する実験検証では直流遮断器の動作遅延として 40 ms を設定している。この場合、許容される零電圧期間 150 ms 以内に事故回線は切り離されるため、条件 1 を満たすことができる。また、洋上側の高速断路器の動作時間として開放時間 35 ms , 投入時間 40 ms を設定している。これにより、事故回線側洋上端子の切替時間は 75 ms (= 35 + 40 ms) となり、下アーム短絡動作の期間を許容される零電圧期間 150 ms 以内に収めることができる。さらに、下アーム短絡動作解除から電圧復帰までの時間を 100 ms で行うことで、洋上側電圧低下発生から 1.5 秒以内に電圧復帰を完了でき、条件 2 を満たすことができる。

4.5 実験検証

図 4.10 に実験検証で用いた、陸上 2 端子と洋上 1 端子で構成される 3 端子 2 回線直送電システムを示す。また、外観を図 4.11 に、各定数を表 4.1 に示す。ここで、接続先の切り替えを行わない健全回線側の洋上端子については、その動作（下アーム短絡および復帰）が事故回線側の洋上端子の一連の動作に内包されるので、設備の簡略化のため省略している。送電線路は 110 km , ± 500 kV , 1.5 GW のケーブルの定数を実験設備の規模に換算し、T 字等価回路で模擬している。直流遮断器 (DCCB) は IGBT とアレスタで模擬し、電流差動リレーと機械式直流遮断器の動作遅延を想定し、事故発生から開極までの遅延時間として 40 ms を挿入している。洋上側 MMC は断路器を介して送電線路の中間地点に接続されており、その直流端子には直流電流制御を補助するリアクトル L_{DC} を挿入している。洋上側 MMC と送電線路を結ぶ高速断路器は、機械接点 (MC : Mechanical contact) に動作遅延を設けることで模擬している。洋上端子の至近端には、正極地絡事故を発生させるスイッチ S_{Fault} と地絡点抵抗 R_{Fault} を挿入している。また、片

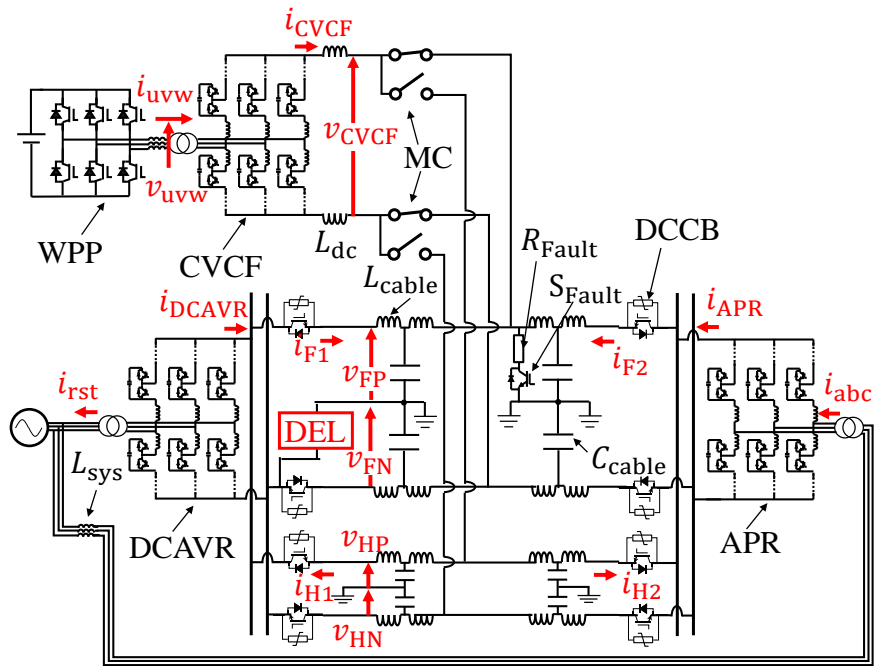


図 4.10: 3 端子-2 回線直流送電の実験回路

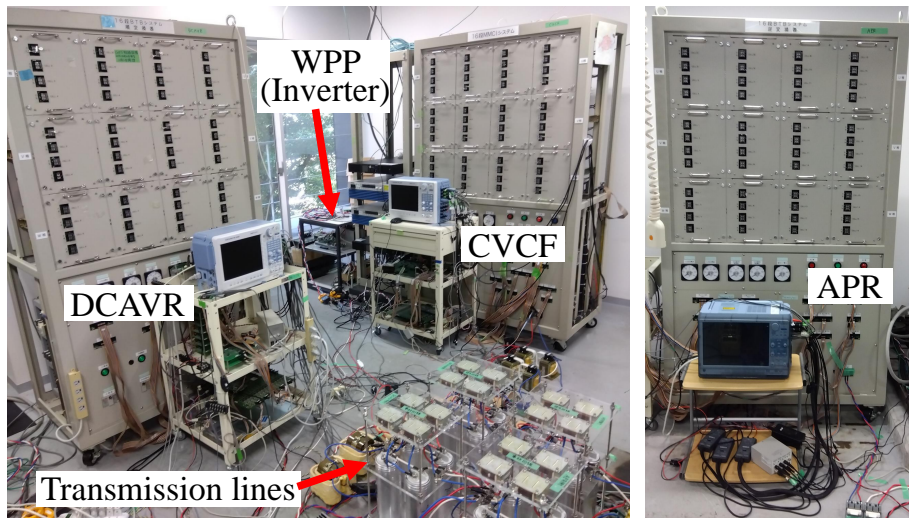


図 4.11: 実験設備の外観

極地絡事故時，非地絡極の電位上昇を抑制するアレスタの模擬として，直流電子負荷（DEL：dc electronic load）を負極側に挿入している。本直流電子負荷は，非地絡極側の電位上昇がしきい値に達すると，電圧源として振る舞い，電圧のさらなる上昇を抑制する。すべての MMC はハーフブリッジ型 MMC であり，1 アームは 8 つのチョップパセルから構成されている。なお以下では，2 端子の陸上側 MMC をそれぞれの動作に合わせ

表 4.1: 実験回路の回路定数

Rated power		5.5 kW
Rated value of the DC voltage		± 170 V
Rated value of the AC voltage		200 V
System frequency		50 Hz
Inductance of the transmission line	L_{cable}	0.25 mH
Earth capacitance of the transmission line	C_{cable}	1 mF
Fault resistance	R_{Fault}	1.1 Ω
DC inductor of CVCF	L_{DC}	3.8 mH
AC inductor of APR	L_{sys}	4 mH
Operational delay of DCCB		40 ms
Opening delay of disconnecting switch		35 ms
Closing delay of disconnecting switch		40 ms

て DCAVR 端子, APR 端子と表記し, 洋上端子については CVCF 端子として表記する。交流側については, 洋上風力発電設備 (WPP) は直流電源と 2 レベルインバータで模擬しており, 陸上交流系統は一定振幅・一定周波数の交流安定化電源で模擬している。初期状態として, CVCF 端子および APR 端子はそれぞれ 0.61pu, 0.31pu の電力を直流線路に注入しており, この状態で時刻 0 秒にスイッチ S_{Fault} を投入することで正極側地絡事故を発生させる。なお, 以下の実験結果において値は単位法で示している。電力の基準値は変換器の定格電力である 5.5 kW とし, 交流電圧の基準値は定格線間電圧 200 V である。直流電圧について, 各回線の正極及び負極電圧については定格直流対地電圧 170 V, 変換器の直流端子電圧については定格直流線間電圧である 340 V を基準値として用いている。各部の電流の基準値は定格電力と定格電圧から計算しており, 直流電流の基準値を計算する際には定格直流線間電圧を用いている。

4.5.1 Stage 1 : 事故回線側の切り離し

図 4.12, 図 4.13 に示す実験結果から, 事故回線を切り離しできることを確認する。

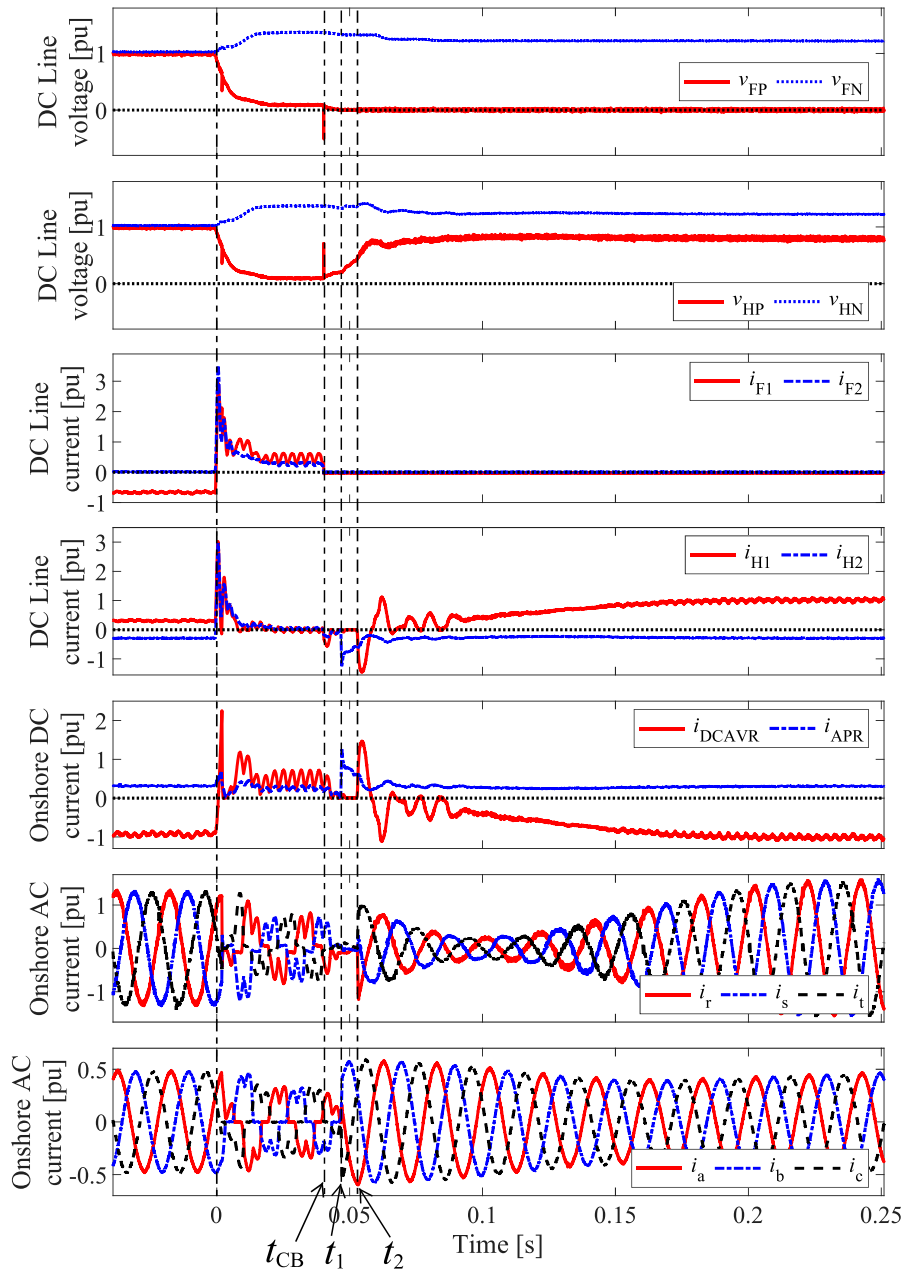


図 4.12: 陸上端子における保護方式の実験結果

4.5.1.1 陸上端子

図 4.12 の $0 < t < t_{CB}$ の結果から、陸上端子における事故除去の様子を確認する。正極側で片極地絡事故が発生すると、送電線路の正極側の電圧 v_{FP} , v_{HP} が低下する (v_{FP} : 事故回線側, v_{HP} : 健全回線側)。そして、各送電線路の電流 i_{F1} , i_{F2} , i_{H1} , i_{H2} から確認できるように、事故電流が流れ始める (i_{F1} , i_{F2} : 事故回線側, i_{H1} , i_{H2} : 健全回線側)。直流電

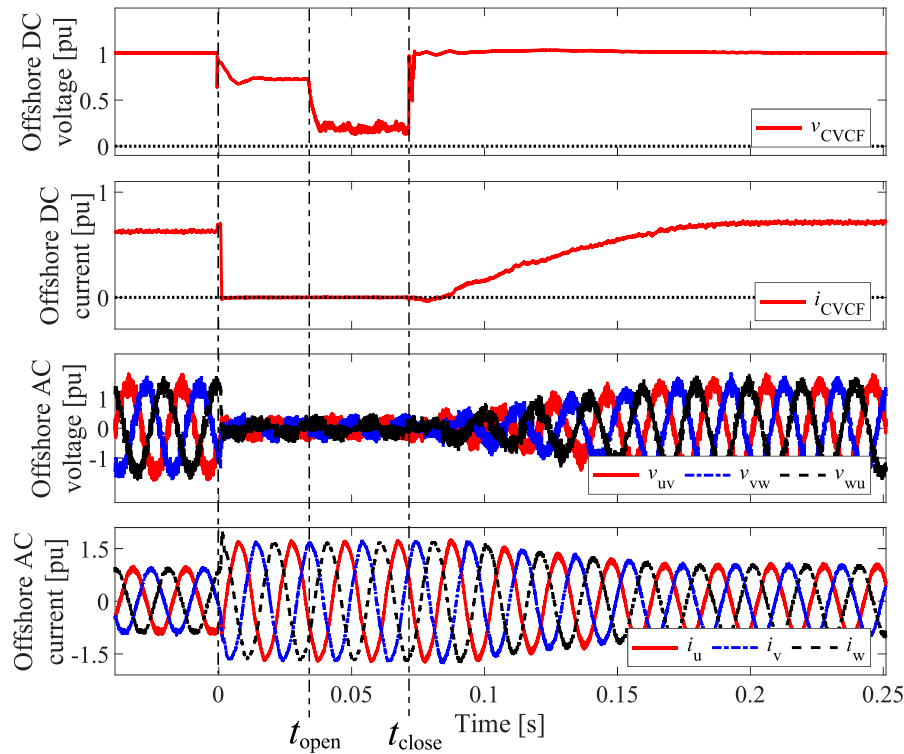


図 4.13: 洋上端子における保護方式の実験結果

圧一定制御を行っている DCAVR 端子については、その直流端子の電流 i_{DCAVR} の増加を検出し、ゲートブロック状態に遷移する。一方、直流電流制御を行っている APR 端子については、その直流端子の電圧低下を検出してゲートブロック状態に遷移する。ゲートブロックの後 ($0 \text{ s} \sim t_{\text{CB}}$ の間) も、直流端子電流 i_{DCAVR} , i_{APR} から確認できるように事故電流が流れ続ける。この事故電流は非地絡極側の対地静電容量を充電し、非地絡極側の電圧 v_{FN} , v_{HN} を上昇させる (v_{FN} : 事故回線側, v_{HN} : 健全回線側)。この電圧上昇は、負極側に接続した、アレスタを模擬する直流電子負荷によって 1.37pu 程度に制限されている。そして動作遅延 40 ms の後、 t_{CB} のタイミングで事故回線側の直流遮断器が動作して事故回線を切り離す。この結果、事故回線側の電流 i_{F1} , i_{F2} は零となり、陸上側 MMC が事故回線から切り離される。

4.5.1.2 洋上端子

図 4.13 の $0 < t < t_{\text{open}}$ の結果から、洋上端子における事故除去の様子を確認する。CVCF 端子では、その直流端子電圧 v_{CVCF} の低下を検出した後、下アーム短絡動作に移

90第4章 再構成と機械式直流遮断器を組み合わせた保護方式による風力発電設備の運転継続

行し、この結果、洋上側 MMC の交流端子電圧 v_{uv}, v_{vw}, v_{wu} が低下した。一方、交流側の電流 i_u, i_v, i_w は、風力発電設備の系統連系インバータの電流制御において指令値が定格値の 1.2 倍を超えないようにリミッタが挿入されているため、リミッタ値に応じて増加した後は保持される。CVCF 端子の直流端子では、直流端子電圧 v_{CVCF} から確認できるように送電線路の残電圧が印加されるため、直流端子電流 i_{CVCF} はただちに零まで限流される。そして、残電圧によって洋上側 MMC の上アームのダイオードが逆バイアスされるため、電流は零に保持される。このように直流端子電流が遮断された後、動作遅延を経て図 4.13, t_{open} のタイミングで高速断路器が開放することで、洋上側 MMC を送電線路から切り離す。

4.5.2 Stage 2 : 健全回線を介した送電復帰

以下に陸上端子、洋上端子それぞれについて送電復帰の様相を述べる。そして、事故除去に伴う洋上交流集電系統での電圧低下を系統連系規程と比較し、風力発電設備の運転継続の可否を判定する。

4.5.2.1 陸上端子

図 4.12 の $t_{CB} < t$ の結果から、陸上端子における送電復帰の様子を確認する。直流遮断器の動作後、陸上側 MMC はゲートブロックを解除してスイッチング動作を再開する。この際、先述したように APR 端子を DCAVR 端子よりも先に再起動させて送電線路を再充電する。図 4.12 の t_1 のタイミングで APR 端子が再起動した際、APR 端子の直流端子電流 i_{APR} から確認できるように、突入電流が流れる。しかし、この電流は直流電流制御によって過電流にはならず、徐々に初期値に戻っている。この間に、健全回線側の電圧 v_{HN} の上昇からも確認できるように、送電線路が再充電される。そして DCAVR 端子は、その直流端子電圧が設定値である 0.88pu に達したことを検出すると、 t_2 のタイミングでゲートブロックを解除してスイッチング動作を再開する。このように DCAVR 端子を遅らせて再起動することで、 i_{DCAVR} から確認できるように突入電流は流れるものの、その電流は過電流レベルには達しない。そして、送電線路の電圧は初期値に復帰する。この際、健全回線の正極側電圧 v_{HP} と負極側電圧 v_{HN} から確認できるように、正負極間で対地電圧の不均一が生じている。これは、実験設備はバランス回路を備えないため

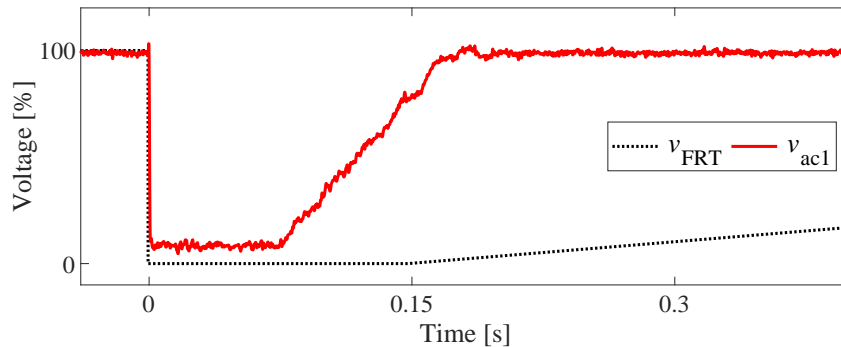


図 4.14: 実験で得られた洋上交流集電システムの電圧振幅と FRT 要件の比較

ある。しかし、すでにバランサ回路は複数提案されており、これらを活用することで、電圧の不均一は解消可能である。交流側については、DCAVR の交流電流 i_r, i_s, i_t , APR 端子の交流電流 i_a, i_b, i_c からわかるように、それぞれ t_2, t_1 に再起動後、初期状態に復帰していく。APR 端子については、 t_1 に再起動してからただちに初期状態と同様の送電を交流側で再開している。一方 DCAVR 端子については、 t_2 に再起動後、後述する洋上側の送電復帰に合わせて初期状態に復帰していく。同時に、健全回線側の電流 i_{H1}, i_{H2} から確認できるように、健全回線を介して送電が復帰した。これらの結果より、事故回線を除去した上で、健全回線を介して陸上端子で送電復帰していることを確認できた。

4.5.2.2 洋上端子

図 4.13 の $t_{\text{open}} < t$ の結果から、洋上端子における送電復帰の様子を確認する。一度事故回線から切り離れた CVCF 端子については、動作遅延を経て t_{close} のタイミングで健全回線側の高速断路器が投入されて健全回線側に接続される。その後、CVCF 端子は下アーム短絡動作を解除し、スイッチング動作を再開する。これに伴い、交流端子の電圧 v_{uv}, v_{vw}, v_{wu} を 100 ms かけて零からランプ状に定格値に復帰させる。この結果、時刻 200 ms には洋上風力発電設備からの送電が復帰し、それに応じて CVCF 端子の直流端子電流 i_{CVCF} も増加し、初期値に戻る。この結果より、CVCF 端子はその接続先を切り替えながら送電復帰していることを確認できた。

4.5.3 系統連系規程との比較

図 4.14 は系統連系規程の FRT 要件に規定された電圧 v_{FRT} と提案法に伴う洋上交流集電系統の電圧 v_{ac1} の様相を示す。 v_{ac1} は洋上交流端子の電圧 v_{uv}, v_{vw}, v_{wu} を $abc-\alpha\beta$ 変換して得られるベクトルの振幅から、スイッチングリップ成分を取り除いた波形である。提案手法に伴う洋上交流系統の電圧低下は、系統連系規程で許容される電圧低下幅に収まる。したがって、本実験条件で想定した高速断路器や直流遮断器の動作遅れが存在しても、既存の FRT 要件に準拠した風力発電設備であれば、運転継続が可能である。以上の結果より、直流送電システムのすべての端子が送電を復帰し、洋上風力発電設備が運転継続可能であることを確認できた。

4.6 本章のまとめ

本章では、複数の洋上・陸上交流系統間で電力融通を行える多回線直流送電システムにおいて、事故発生から 40 ms の動作遅延をもって開極する低速な直流遮断器を適用した際の保護方式を提案し、実験で検証した結果を示した。本保護方式では、陸上端子に機械式直流遮断器を適用して事故回線を選択的に除去する一方で、洋上端子は再構成によりその接続先を事故回線から健全回線に切り替えて送電を継続する。そして、これらの保護方式を風力発電設備が有する FRT 要件に準じて包括的に設計する。なお、再構成を行う洋上端子に直流遮断器は必要としない。加えて、陸上側に挿入する直流遮断器もより簡素な構成の機械式直流遮断器を想定している。したがって、コストの増加を回避しながら供給信頼度を向上できる可能性がある。実験検証では比較的頻度の高い片極地絡事故を想定し、低速な直流遮断器を用いたとしても、洋上風力発電設備の脱落を回避しながらすべての端子で送電復帰が可能であることを確認した。

第5章

再構成の応用による2端子双極直流送電における風力発電設備の運転継続

5.1 本章の概要

第3章と第4章では対称単極構成を対象とし、風力発電設備の運転継続を実現する再構成手法を提案したのに対し、本章では双極構成を対象として再構成手法を応用する。対称単極構成は図5.1(a)に示すように、送電線路の対地電位の絶対値が変換器の定格直流端子電圧（定格直流線間電圧） V_{dc} の半分 $V_{dc}/2$ となるように直流側もしくは交流側にインピーダンス接地を設ける構成であり、絶縁設計が容易である利点がある。一方、より大容量の送電を行うため、図5.1(b)に示すように送電線路を双極構成とする場合がある。双極構成は2つの非対称単極構成において中性線を共有する構成とすることで、2つの単極構成を別々に敷設する場合と比較して導体数を削減しながら送電容量を大きくできる。双極構成では一般的に中性線を直接接地するため、本線の対地電位は変換器の定格直流端子電圧 V_{dc} となる。

対称単極構成と双極構成では地絡事故時の挙動にも差異がある。図5.1(a)に示すように対称単極構成の送電線路で地絡事故が発生すると、定常時の対地電位が $V_{dc}/2$ である線路が等価的に接地されるため、変換器直流端子における電圧低下幅は $V_{dc}/2$ 以下となる。ここで、事故の発生した地絡極は放電するが、事故の発生していない非地絡極には電圧が残存する。一方双極構成の場合は中性線を直接接地している。このため、図5.1(b)に示すように、地絡事故時には定常時の対地電位が V_{dc} の送電線路が等価的に接地され、変換器直流端子における電圧低下幅は最大 V_{dc} となる。このように、対称単極構成と双極構成では同じ地絡事故でも電圧の低下幅に差異があり、双極構成の方がより電圧低下

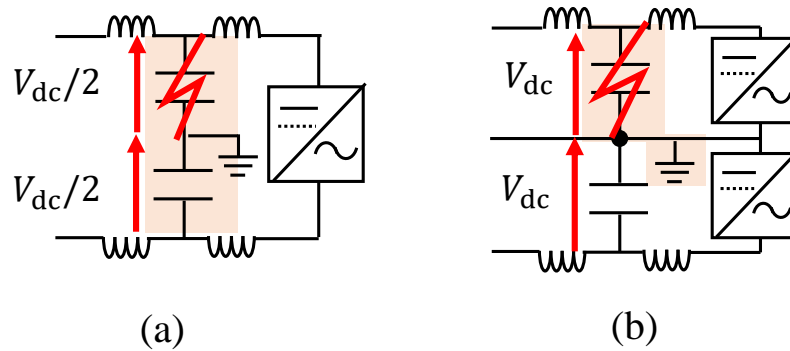


図 5.1: (a) 対称単極構成と (b) 双極構成の比較

幅が大きく厳しい条件となる。本章ではこの双極構成に対して再構成手法を応用し、電圧低下幅が大きく条件が厳しい双極構成であっても、低耐圧直流遮断器や交流遮断器を組み合わせることで風力発電設備の運転継続を実現できることを示す。

5.2 システム構成

図 5.2 に本章で研究対象とする、洋上風力発電設備 WPP1 および WPP2 の電力を陸上交流系統へ送電する、2 端子双極構成の直流送電を示す。風力発電設備 WPP1、順変換器 RecP および逆変換器 InvP が正極を構成し、風力発電設備 WPP2、順変換器 RecN および逆変換器 InvN が負極を構成する。風力発電設備 WPP1 と順変換器 RecP、および風力発電設備 WPP2 と順変換器 RecN の間を接続している交流集電系統は、それぞれ独立に運用され、互いに接続されていない。これら正極と負極が直流側で中性線を共有して双極を構成する。

直流送電線路は、順変換器側は海底ケーブルとし、途中からは架空線で逆変換器まで送電する。また、洋上（送電端）側の順変換器 RecP、RecN および陸上（受電端）側の逆変換器 InvP、InvN は、いずれもハーフブリッジ型の MMC である。風力発電設備 WPP や変換器の定常時の制御は第 2 章で示した動作と同様である。発電設備 WPP は交流側電流制御、順変換器 Rec は交流側で電圧制御、直流側で電流制御を行っている。逆変換器 Inv は直流側で電圧制御、交流側で電流制御を行っている。ただし、逆変換器 Inv による電圧制御について、再構成を実現するため出力する直流電圧は直流端子電流に対して垂下特性をもたせている。なお、事故の発生前において、風力発電設備 WPP1・順変換器 RecP・逆変換器 InvP により構成される正極、および風力発電設備 WPP2・順変換

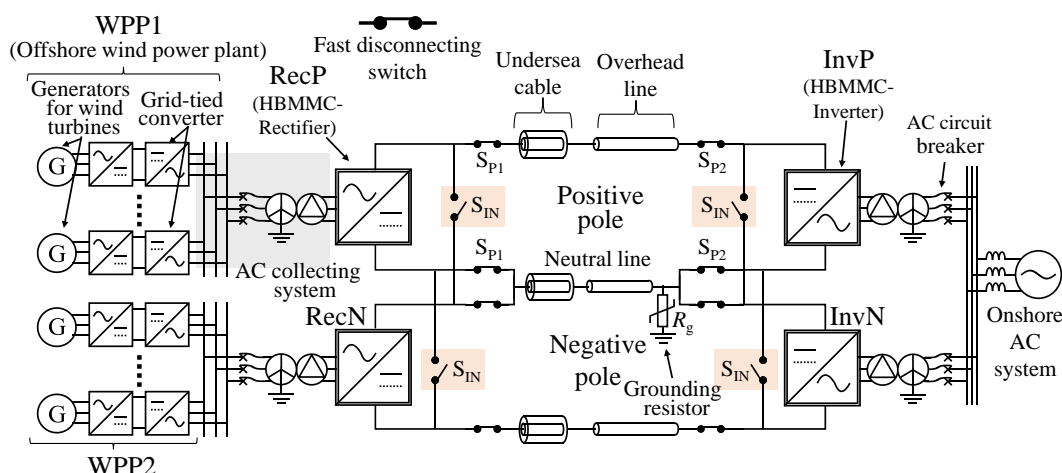


図 5.2: 再構成を実現する 2 端子双極直流送電システム

器 RecN・逆変換器 InvN により構成される負極は、それぞれ独立に制御を行っている。

次に、双極構成における再構成に必要な要素について述べる。先述したように、同じ片極地絡事故時でも、対称単極構成と双極構成では双極構成の方が電圧低下幅が大きい。この結果、事故電流がより流れやすい条件となり、事故電流の遮断が難しい。そこで双極構成の場合は、事故電流の遮断を補助するため中性線に接地抵抗を挿入するか、低耐圧直流遮断器である NBS (Neutral Bus Switch) を応用することで再構成を実現する。図 5.2 は接地抵抗を用いた場合を示しており、Inv 側の接地部と中性線の間接地抵抗を挿入することで、地絡事故時に本線と中性線の間に残留する電圧 (残電圧) を生じさせ、この残電圧と順変換器の協調動作により事故電流を遮断する。なお、本章では陸上端子側に接地を設けることを想定する。

また、送電端側と受電端側双方で正極と負極間での切り替えを実現するため、開極時 20 ms、閉極時 40 ms で動作する機械接点を挿入している。本機械接点は 2 種類あり、一方は正極と負極それぞれに挿入され、交直変換器と送電線路を接続する主接点 (S_P , S_N)、もう一方は、正極と負極の交直変換器の直流端子間に挿入されている連系接点 S_{IN} である。図 5.3 に再構成時の各接点の動作状態を示す。図 5.3(a) に示すように、定常時は連系接点は開放する一方で、主接点を投入し、正極と負極それぞれで交直変換器と送電線路を接続している。一方事故時には、図 5.3(b) に示すように、事故極の主接点を開放し、連系接点を投入することで再構成を行う。このように、事故が発生しても再構成によって送電端側と受電端側双方で再構成を行うことで、その接続先を事故極から健全極に切り替えて送電を継続できる。以下にその動作の詳細を示す。

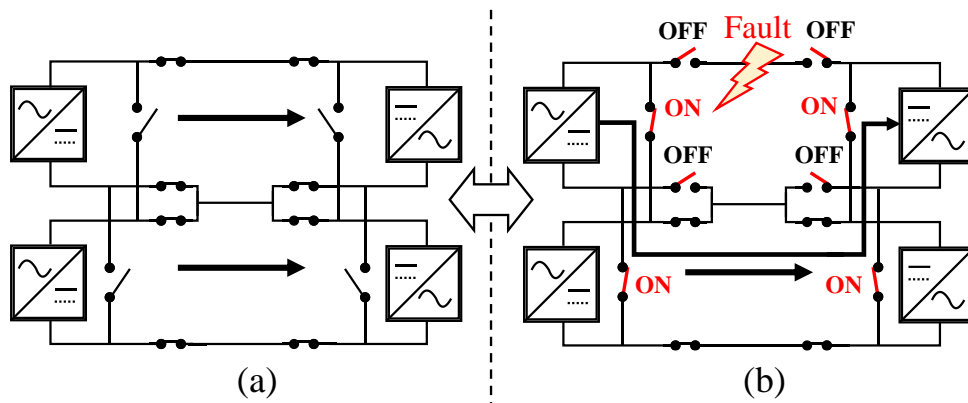


図 5.3: 再構成時のモード：(a) 2 端子システムモード，(b) 4 端子システムモード

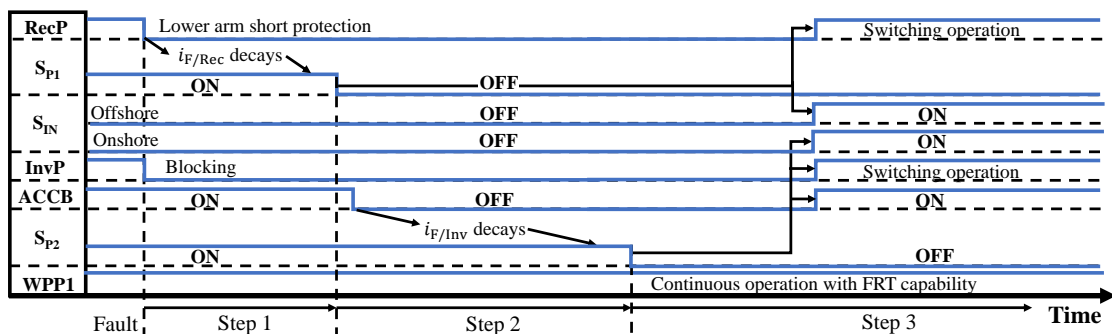


図 5.4: 双極用再構成の動作シーケンス

5.3 事故時の再構成

提案する再構成の操作手順について、図 5.4 に動作シーケンスを示す。以下 5.3.1 送電端側の事故電流遮断と主接点開放，5.3.2 受電端側の事故電流遮断と主接点開放，5.3.3 送電端・受電端側の連系接点投入と潮流復帰動作の順番で説明していく。以降では正極側の片極地絡事故を想定して説明し、事故の発生した正極を事故極，発生していない負極を健全極とする。なお負極側の事故に対しても，回路の対称性により同様の手法を適用できる。

5.3.1 Step 1: 送電端側の事故電流遮断と主接点開放

図 5.5 に送電端側の事故電流遮断時の正極側概略図を示す。なお，この図では健全極側は省略し，事故極のみを示している。片極地絡事故が発生すると，順変換器 RecP（送電端）および逆変換器 InvP（受電端）双方から地絡点に向けて事故電流 $i_{F/Rec}$ ， $i_{F/Inv}$ がそ

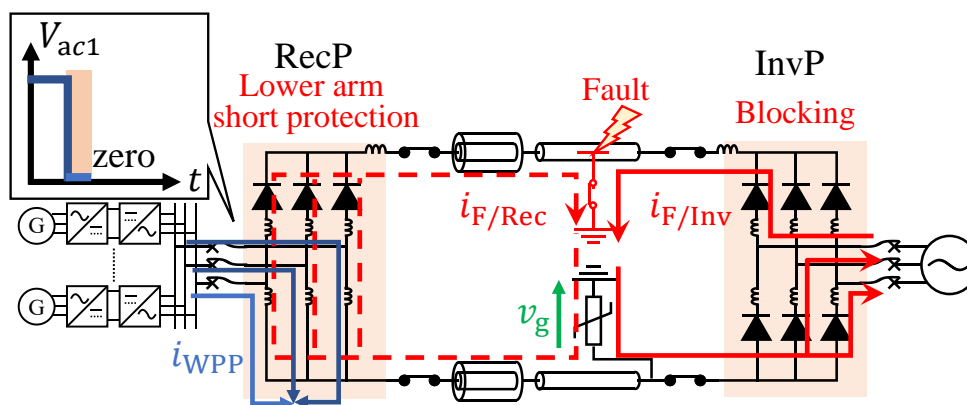


図 5.5: Step 1: 事故発生時の MMC のブロック動作

れぞれ流れる。順変換器 RecP の直流端子に挿入している主接点を開放するために、以下の手順で事故電流 $i_{F/Rec}$ を遮断する。ここで、送電端側と受電端側の変換器の保護動作については第 4 章と同様に、それぞれ下アーム短絡とゲートブロックの異なる動作を適用する。

まず逆変換器 InvP では、直流端子の電圧低下に伴う直流端子電流の増加により地絡事故を検出すると、変換器のゲートブロック動作を行う。その結果、逆変換器 InvP は図 5.5 右側に示すようにダイオード整流器として動作する。この際、陸上交流系統から逆変換器 InvP を介して、事故点に向けて事故電流 $i_{F/Inv}$ が流れ続ける。この事故電流 $i_{F/Inv}$ は図 5.5 に示すように地絡点を介して接地抵抗 R_g を流れ、接地抵抗に残電圧を発生させる。

一方順変換器 RecP では、直流端子の電圧低下により地絡事故を検出後、下アーム短絡動作（MMC の上アームを構成する全セルはゲートブロックし、下アームを構成するセルで零電圧を出力する保護動作）を行う。この際の RecP は、図 5.5 に示すように、上アームはダイオード、下アームは三相短絡した等価回路で表される。これにより交流端子は三相短絡され、交流集電系統の電圧 V_{ac1} が零付近まで低下する。一方、風力発電設備 WPP1 の系統連系インバータが電流を制御するため、交流集電系統で電圧低下が発生しても交流電流の増加は限定的である。ここで、第 3 章や第 4 章で対象としていた対称単極構成の場合は、送電線の非地絡極側の対地静電容量の残電圧により直流端子の電流が限流されていた。一方、双極構成の場合は、中性線に接地抵抗を挿入することで残電圧を発生させ、この残電圧によって事故電流 $i_{F/Rec}$ を限流する。この際の挙動は以下の式で簡易的に表現できる。

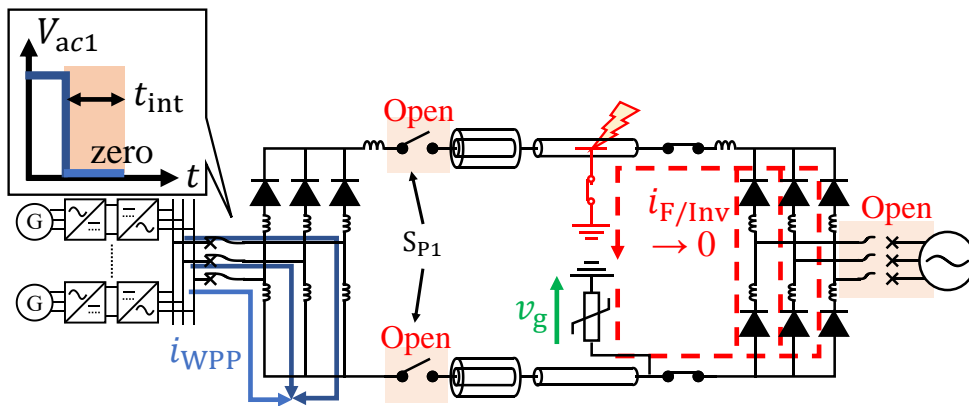


図 5.6: Step 1 & 2: 事故極からの洋上側 MMC の切り離し, および陸上側 MMC での事故電流遮断

$$L \frac{d}{dt} i_{F/Rec} = -v_g \quad (5.1)$$

ここで, L は送電線路と MMC のインダクタンスの総和, v_g は接地抵抗の残電圧である。上式において, 事故電流のループでは接地抵抗の影響が支配的であるため, 送電線路の静電容量および抵抗は無視している。順変換器の電流が限流されている期間, 逆変換器からの電流 $i_{F/Inv}$ が接地抵抗に流れ続けるため, v_g は常に正である。式 (5.1) は, MMC と送電線のインダクタの総和 L に蓄積されたエネルギーが接地抵抗で消費され, 順変換器側の事故電流 $i_{F/Rec}$ が限流することを意味する。このように, 中性線に接地抵抗を挿入し, 地絡事故時に本線と中性線の間に残電圧を生じさせ, この残電圧と順変換器の協調動作により送電端側から供給される事故電流 $i_{F/Rec}$ を遮断する。

直流端子の電流が零になった後は, 順変換器 RecP のゲートブロックしている上アームのダイオードが接地抵抗の残電圧によりオフ状態に遷移し, 電流は零に保持される。事故電流 $i_{F/Rec}$ の遮断後, 図 5.6 に示すように送電端側の主接点を開放し, 順変換器 RecP を事故極から切り離す。

5.3.2 Step 2: 受電端側の事故電流遮断と主接点開放

直流事故を検出してゲートブロックを行った逆変換器 InvP は, 等価的にダイオード整流器動作となり, 事故電流 $i_{F/Inv}$ を直流側に流し続ける。この事故電流は, 図 5.6 に示すように, 逆変換器と陸上交流系統の間に配置されている交流遮断器により遮断する。

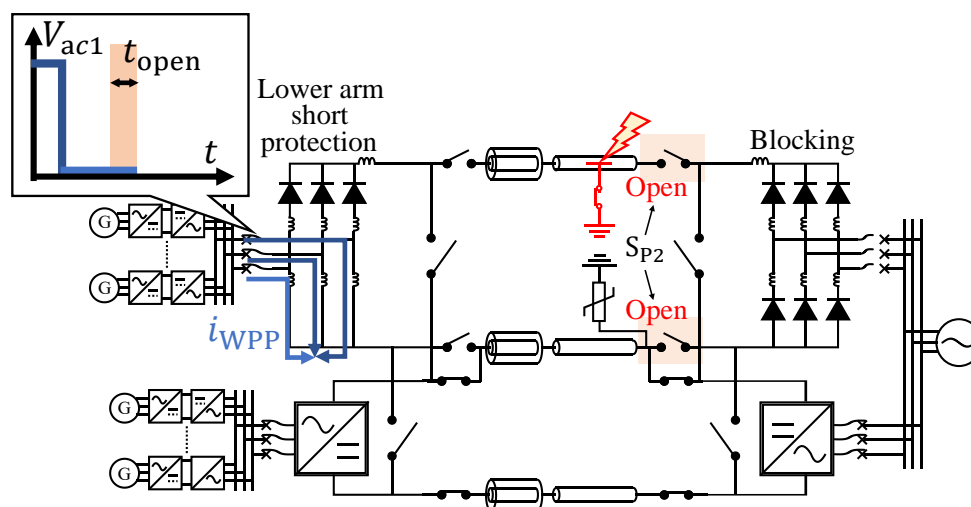


図 5.7: Step 2: 事故極からの陸上側 MMC の切り離し

直流側の事故電流 $i_{F/Inv}$ は送電端や MMC のリアクトルの影響で一時的に流れ続けるが、リアクトルに蓄積されたエネルギーは接地抵抗で消費され、最終的に $i_{F/Inv}$ は零に至る。

この際、交流遮断器に開放指令を与えてから実際に開放状態となるまで、40 ms（2 サイクル）程度の動作遅れが生じることを想定している。この間は逆変換器 InvP から事故電流 $i_{F/Inv}$ が供給され、接地抵抗に残電圧を発生させる。一方、接地抵抗の残電圧を必要とするのは、5.3.1 で述べた送電端側の事故電流 $i_{F/Rec}$ の遮断および主接点開放までの操作であり、この一連の操作を長くとも 40 ms 程度で終わるように設計すれば、交流遮断器の動作時間を遅らせる必要はない。そこで本稿では、受電端側で直流側の電圧低下を検出した時点で、交流遮断器に開放指令を与え、送電端側と受電端側の事故電流の遮断動作を同時並行で進めるよう設計する。これにより、再構成に必要となる時間を短縮できる。

交流遮断器の開放により事故電流 $i_{F/Inv}$ がほぼ零まで限流された後、図 5.7 に示すように受電端側でも動作時間 t_{open} で事故極側の主接点を開放する。以上の動作により、受電端側の逆変換器 InvP が事故極から切り離される。

5.3.3 Step 3: 送電端・受電端側の連系接点投入と潮流復帰動作

送電端・受電端双方にて事故極側の主接点を開放した後、図 5.8 に示すように、送受電端双方で連系接点 S_{IN} を投入する。連系接点の投入では数十ミリ秒程度の動作時間 t_{close}

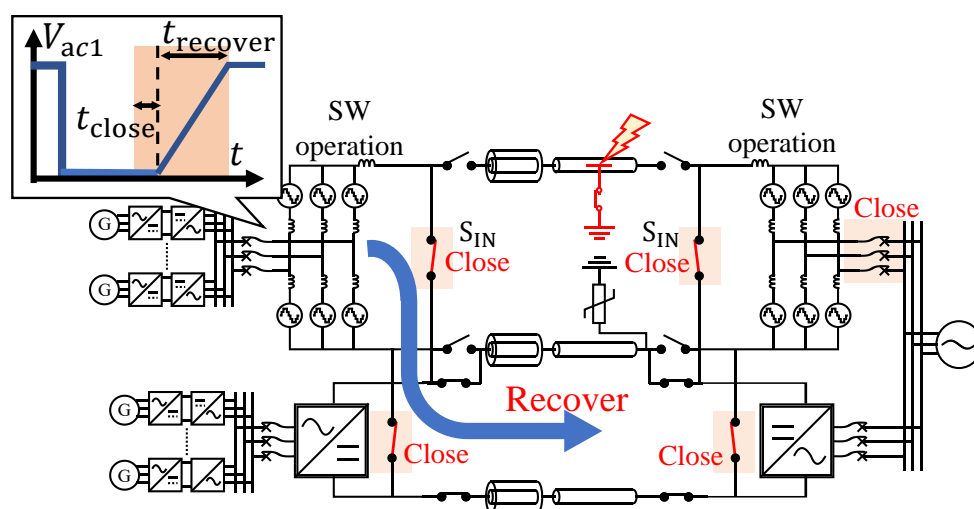


図 5.8: Step 3: 連系接点の投入と送電再開

を想定する。これと同時に、5.3.2で述べた操作で開放した受電端側の交流遮断器の再投入も行う。本動作をもって、順変換器 RecP および逆変換器 InvP の接続先が、事故極の送電線から健全極の送電線に切り替わる。この際、順変換器 RecP、逆変換器 InvP 双方の直流端子には健全極が有する定格電圧が印加されるが、各変換器は下アーム短絡動作およびゲートブロック動作を継続することにより、過大な突入電流の発生を回避できる。この間も、図 5.8 の V_{ac1} に示すように洋上の交流集電系統において電圧低下が継続している。

機械接点による接続先の切替後、図 5.8 に示すように順変換器 RecP および逆変換器 InvP の復帰動作を行う。まず、RecP、InvP において、それぞれ下アーム短絡動作、ゲートブロック動作を解除し、スイッチング動作を再開する。RecP については、図 5.8 の V_{ac1} に示すように交流集電系統の電圧を $t_{recover}$ かけて零から定格値までランプ状に上昇させる。これに伴い、風力発電設備 WPP1 の出力電力が交流集電系統を介して順変換器 RecP へと流入するようになり、直流送電を介した送電が再開される。

ここで、再構成を行う前の状態では正極と負極が独立に送電を行っており、各々を独立な2端子送電システムとして運用可能であった。一方、再構成後は健全極に4台の交直変換器 RecP、RecN、InvP、InvN が接続されるため、4端子送電システムとして潮流制御を行う必要がある。具体的には、直流側電圧制御 (DCAVR 動作) を行う逆変換器 InvP および InvN において単純な電圧一定制御を行うと、受電する電流に大きな偏りが生じ過電流で停止する可能性がある。そこで InvP および InvN には、変換器に流入する

直流電流の増加に対して直流電圧を線形的に変化させる垂下特性（ドループ制御）を付加する。後述するシミュレーションにおいては、直流電流が定格値を超えたら直流電圧を一定値から直流電流の上昇に合わせて増加させる。この際の傾きとしては、過渡特性を改善するため、定格値を基準として電流1%の変化に対して電圧を1%変化させる。したがって、片方の変換器に流入する電流が定格値を超えて増加すると、その変換器の直流端子電圧も増加し、もう一方の変換器に電流が流れ込むようになる。この結果、片方の変換器のみに過大な電流が流れ込むことを回避でき、再構成前の2端子送電としての運用と、再構成後の4端子送電としての運用の双方が可能になる。上記の一連の動作により、地絡事故が発生しても、事故極から健全極の切替を行い送電を復帰できる。また、初期状態において健全極（負極）に接続していた RecN, InvN についても、停止することなく送電を継続する。

5.4 事故復帰後の再構成

正極と負極の送電電力が等しい状態で再構成を行うと、切替後の健全極の電流は2倍に増加する。健全極に切替を行った後、定常的に送電を継続するためには、送電線に十分な電流容量が必要となる。送電線の太線化を行えば設備コストが増加してしまう。そこで、この手法を事故復帰後の再構成と組み合わせる。本章の対象構成のようにケーブルと架空線区間が混在する場合、ケーブルの事故であればケーブル自体の絶縁破壊を伴い永久事故となるが、架空線の事故であれば、アークが自然に消弧して事故が解消する可能性が高い。また、ケーブルと比較すると、外的な要因で架空線区間での事故頻度の方が高い。よって架空線区間での事故であれば、再構成を行い事故極の送電線は無電圧状態とした後、0.5～1秒程度の消イオン時間の経過を待つ。その間に事故極の絶縁が復帰すれば、再び事故極へと再構成を行い、元の双極直流送電へと戻す。これを本章では事故復帰後の再構成と呼ぶ。この場合、健全極の電流が増加する期間は、事故の発生から事故復帰後の再構成の完了までの間の0.5～1秒程度となる。直流送電線の電流値の上限は熱容量により決まるため、短時間の過負荷であれば太線化の必要はないと考えられる。この事故復帰後の再構成の具体的な手順や検証結果については、文献 [86] で報告している。

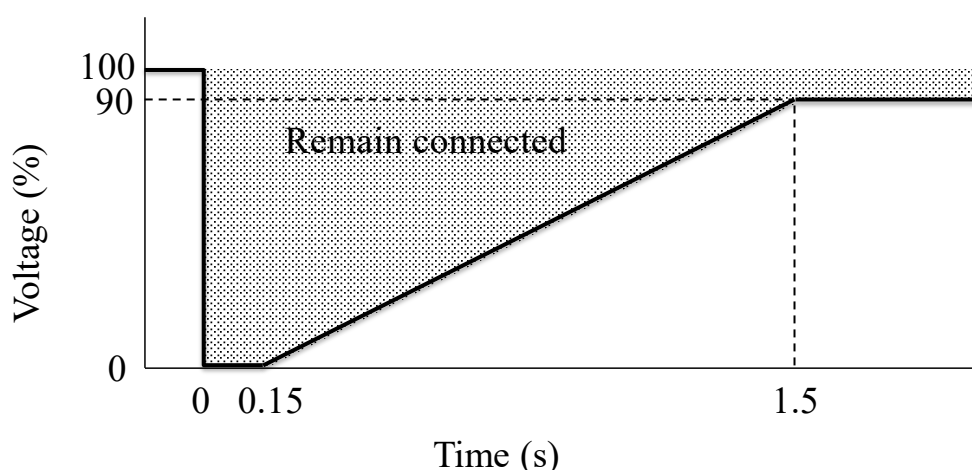


図 5.9: 風力発電設備の事故時運転継続 (FRT) 要件 [77] (再掲)

5.5 発電設備の運転継続条件と再構成の設計指針

前述した操作手順を踏むことで、片極地絡事故が発生しても健全極を介して送電を継続できる。一方、事故極側の順変換器 RecP に接続された交流集電系統では、図 5.8 の V_{ac1} に示すように瞬時電圧低下が発生する。これは、送電端側の事故電流遮断のため、順変換器 RecP が下アーム短絡動作を行うことに起因し、機械接点の切替後に電圧復帰を行うまで継続する。したがって第3章、第4章と同様に、系統連系規程に基づいた設計を行う。ただし、本章で提案する手法では洋上側のみならず陸上側でも再構成を行う。さらに、事故電流の遮断を補助するため接地抵抗や NBS を用いるため、これらの影響を新たに考慮する必要がある。系統連系規程の FRT (Fault ride through) 要件では、風力発電設備については図 5.9 (再掲) に示す電圧 0%・継続時間 0.15 s と、電圧 90%・継続時間 1.5 s を結ぶ直線以上の残電圧がある瞬時電圧低下 (網掛部) に対しては運転を継続するよう規定されている。したがって双極構成における再構成においても、風力発電設備が FRT 要件に準拠しているとし、瞬時電圧低下が FRT 要件で規定される運転継続範囲内に収まるよう設計を行うことで、洋上風力発電設備の運転継続を実現する。

図 5.9 に示す FRT 要件を電圧低下が発生した時刻 0 s から 0.15 s までの零電圧期間と、0.15 s から 1.5 s までの電圧復帰期間に分けて設計する。再構成に伴う瞬時電圧低下の場合、まず図 5.5 ~ 図 5.8 に示すように、再構成中に順変換器 Rec が下アーム短絡を行う時間が零電圧期間に該当する。そして、操作 5.3.3 で順変換器 Rec が下アーム短絡を解除し、電圧を零から定格値まで上昇する時間が電圧復帰期間に該当する。したがって、これらに要する時間を FRT 要件を基準に設計すれば、既存技術で風力発電設備の運転継続

続が可能となる。

最初の条件は、零電圧期間を満たすことである。 t_{int} は、事故の発生から事故電流 $i_{\text{F/Inv}}$ の遮断が完了するまでの時間である。 t_{open} は主接点の開放時間、 t_{close} は連系接点と交流遮断器の閉路時間である。事故が発生すると、RecP は下アーム短絡を開始する。次に、RecP と InvP は、 $t_{\text{int}} + t_{\text{open}}$ の後、事故極から切り離された状態になる (図 5.6, 図 5.7)。次に、RecP と InvP は、 t_{close} の経過後、健全極に接続される (図 5.8)。その後、RecP は下アーム短絡を終了し、スイッチング動作を再開する。RecP が下アーム短絡を実行している間、交流電圧 V_{ac1} はほぼ零に低下するため、零電圧期間 t_{zero} は先に示した t_{int} , t_{open} , t_{close} の総和である。これを FRT 要件に合わせて 150 ms 以内にする必要があるため、次の式を満たす必要がある。

$$t_{\text{int}} + t_{\text{open}} + t_{\text{close}} = t_{\text{zero}} < 150 \text{ ms} \quad (5.2)$$

2 番目の条件は、電圧復帰期間を満たすことである。図 5.8 に示すように、RecP は、交流電圧 V_{ac1} を t_{recover} の期間に零から定格値までランプ状に復帰させる。したがって、次の式も満たす必要がある。

$$t_{\text{zero}} + t_{\text{recovery}} < 1.5 \text{ s} \quad (5.3)$$

結論として、式 (5.2) と式 (5.3) で示される条件が、風力発電設備 WPP が FRT 機能を使用して運転を継続するための条件である。

t_{open} と t_{close} は機械接点の特性によって決定する。 t_{recover} は RecP の電圧制御によって決まる。これらの要因は第 3 章および第 4 章と同様である。一方、遮断時間 t_{int} について、本章の場合は送電端のみならず受電端でも再構成を行うため、受電端側の動作を考慮する必要がある。特に送電端と比較して受電端の方が事故電流遮断に時間を要し、 t_{int} は受電端側の特性によって決定される。なぜなら、送電端側では下アーム短絡の適用により交流遮断器を動作させないのに対し、受電端側では交流遮断器を動作させるためである。交流遮断器を用いた結果、その動作までに約 40 ms 程要し、さらにこの間直流側の事故電流は増加し、送電線路のインダクタンスに蓄積されるエネルギーも大きくなる。その結果、陸上端子では事故電流を遮断するまでの時間が長期化する。ここで、双極構成の場合は事故電流の遮断を実現するため、先述した接地抵抗や NBS (Neutral Bus Switch) を用いるが、これらの特性が t_{int} に大きく影響する。よって、以下にそれぞれの動作と得失をまとめ、その特性に基づいた t_{int} の設計指針を示す。なお基本的に本設計

指針を元に解析的に設計を行うこととなるが、解析の繰り返しに要する時間を短縮するため、定量的に必要な値を概算する手法を補足として5.7節に示している。

5.5.1 接地抵抗

接地抵抗を用いる場合は、図5.10に示すように接地点と中性線の間には挿入する。地絡事故が発生すると、図5.11(a)に示すように接地抵抗は事故電流 $i_{F/Inv}$ が流れる経路に挿入されることになり、事故電流の減衰に寄与する。接地抵抗は受動素子であるため、シンプルで低コストに導入できる可能性がある。ここで、接地抵抗としては純抵抗を用いることもできるが、後述するシミュレーションでは、図5.11(a)に示すような特性を有する非線形抵抗を用いる。これは非線形抵抗（例えば酸化亜鉛素子）を用いることで、以下2点の両立を図れるからである。

1. 事故発生から交流遮断器が動作するまで逆変換器はゲートブロックを行うが、この間ダイオード整流器動作している逆変換器を介して、交流側から直流側へ大きな事故電流が流れ込む。このように比較的大電流が流れる間は、低抵抗として過大な残電圧の発生を抑制する。
2. 受電端側で交流遮断器が動作して事故電流を遮断する際は、電流が小さくなるに従い高抵抗として動作し、遮断時間を短縮できる。

式(5.2)を満たすため、事故電流を遮断する時間 t_{int} を短縮する際には、より大きな接地抵抗を挿入する。ただし、中性線の過渡電圧が上昇するため、より高い絶縁レベルが必要になる。したがって、接地抵抗値を大きくすることには限界がある。送電線が短く、そのインダクタンスが小さい場合、接地抵抗に必要な残電圧 v_g と絶縁レベルは比較的低くなり、この方法が最も合理的となる。

5.5.2 Neutral bus switch (NBS)

接地抵抗以外の手法として、電流遮断を加速するために中性線に Neutral Bus Switch (NBS) [35,39,58] を挿入する手法を示す。NBSは、図5.10に示すように中性線とMMCの直流端子の間に挿入する。NBSは、交流遮断器を開いてMMCの直流側を交流側から切り離れた後に動作させる [35,39]。NBSの役割は、図5.11(b)に示すように直流側のイ

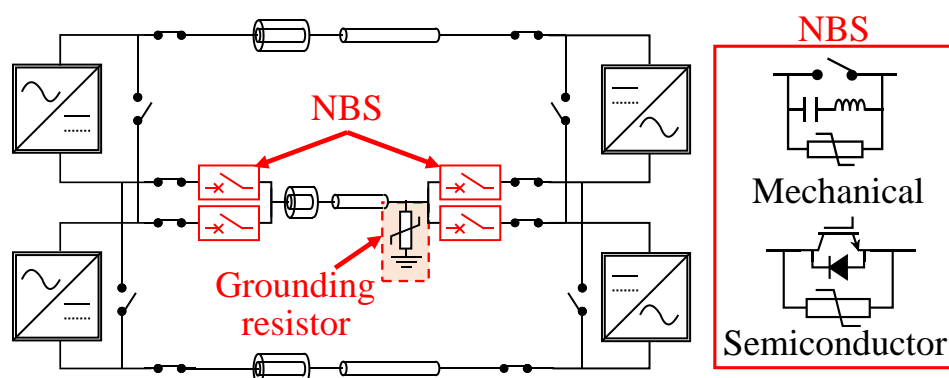


図 5.10: 事故電流遮断を補助する要素

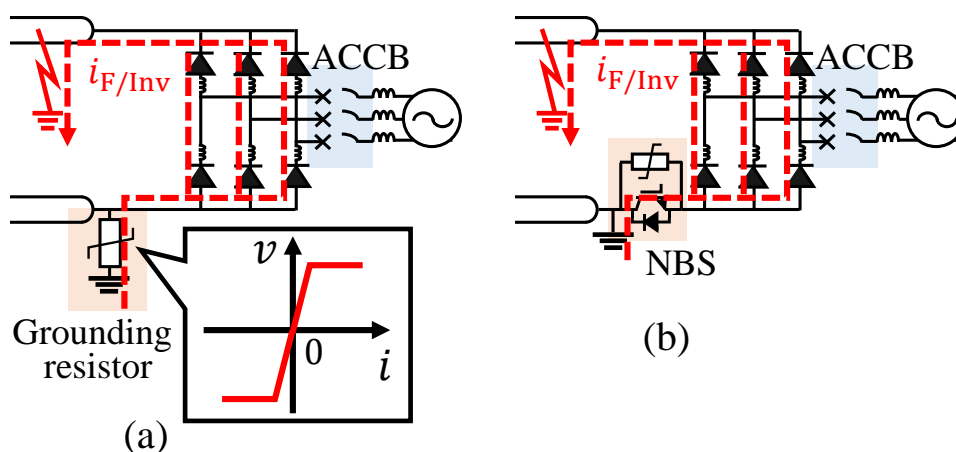


図 5.11: (a) 非線形抵抗, (b)NBS による事故電流遮断

ンダクタンスのエネルギーを消散し、残電流を直ちに遮断することであり、この点において接地抵抗と同じ役割を担う。NBS の基本構成は、機械式または半導体式の直流遮断器と同じである。しかし、NBS は変換器を交流側から切り離れた後に動作するため、定格電圧での動作は不要である。したがって、半導体式直流遮断器を NBS として用いた場合でも、半導体スイッチの直列数を低減でき、定常時の損失を小さくできる [35]。また、NBS は接地点と中性線の間には挿入されないため、中性線の電圧上昇を引き起こさない。

NBS を陸上側と洋上側の両方に挿入する場合は、接地抵抗を省略できる。陸上側の NBS は、文献 [35,39] と同様に交流遮断器を開いた後に動作させる。一方、洋上側の NBS は、洋上側 MMC の下アーム短絡を開始した後に動作させる。式 (5.2) を満たすため事故電流を遮断する時間 t_{int} を短縮する際には、NBS の遮断電圧を大きくする。

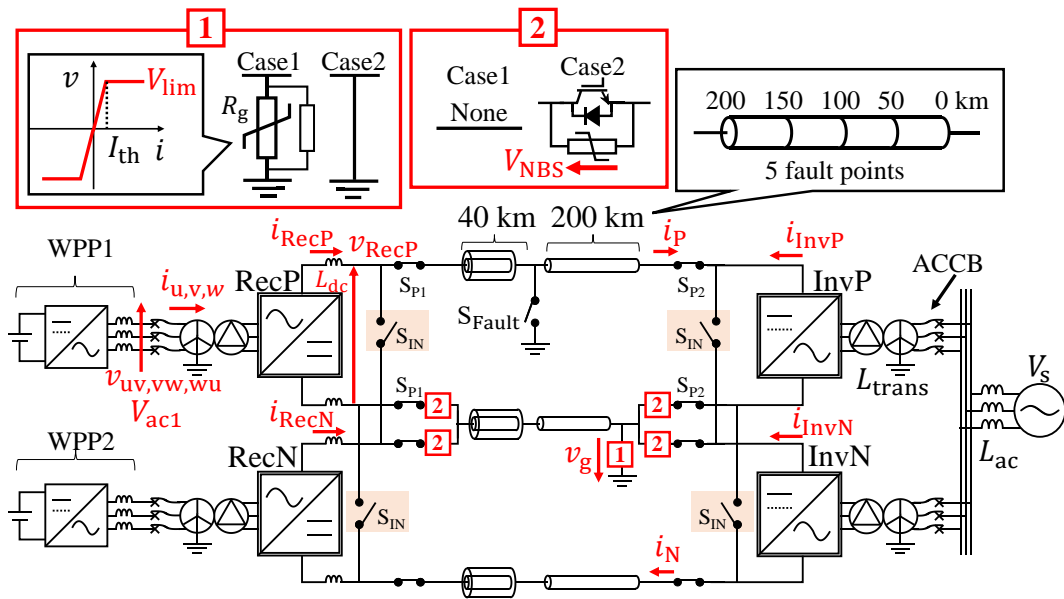


図 5.12: 2 端子双極直流送電のシミュレーションモデル。

5.6 シミュレーション検証

提案した双極への再構成手法の適用について、瞬時値解析プログラム XTAP を使用して検証を行った。図 5.12 は、図 5.2 に基づいてシミュレーションで構築したシステムを示している。ハーフブリッジ型 MMC である RecP, RecN, InvP, InvN は、定常動作とブロック状態の双方をシミュレーション可能な平均値モデルを用いている。送電線はいずれも周波数依存特性を有する 40 km のケーブルと 4 つの 50 km の架空線で構成している。風力発電設備 WPP は直流電源とインバータで模擬している。初期状態として WPP1 と WPP2 の両方が 1pu (1 GW) を発電している状態で、スイッチ S_{Fault} を投入することで架空線で地絡事故を発生させた。なお本検証では、頻度の観点からケーブル区間ではなく架空区間での事故を想定している。ケーブル区間で事故が発生した場合でも、再構成を適用できる。ただし、ケーブルでの事故は永久事故になる可能性が高いため、5.4 節で説明した復旧後の再構成は適用できない可能性がある。事故点としては InvP から 0, 50, 100, 150, および 200 km の地点を検証した。

表 5.1 にパラメータをまとめている。これらは、5.5 節 の設計手順に従って、すべての事故点で WPP が運転継続する要件を満たすように決定している。以下のシミュレーション結果は、再構成に最も時間がかかった InvP から 200 km の地点で事故が発生した場合の結果である。また、再構成時の事故電流遮断時に用いる要素として接地抵抗と NBS が

表 5.1: シミュレーションの回路定数

Rated power/pole		1000 MVA
Rated dc voltage		± 500 kV
Rated ac voltage	V_s	275 kV
System frequency		50 Hz
Length of cable		40 km
Length of overhead line		200 km
Opening time of S_{P1}, S_{P2}	t_{open}	20 ms
Opening time of ACCB		40 ms
Closing time of S_{IN} and ACCB	t_{close}	40 ms
Recover time	$t_{recover}$	100 ms
Clamping voltage of R_g (Case 1)	V_{lim}	100 kV (20%)
Threshold current of R_g (Case 1)	I_{th}	1 A
Clamping voltage of NBS (Case 2)	V_{NBS}	100 kV (20%)
Arm reactance of MMC	L_{arm}	5% (based on 1 pole)
Leakage reactance	L_{trans}	15% (based on 1 pole)
AC reactance (onshore)	L_{ac}	20% (based on 2 poles)
DC inductance (offshore)	L_{dc}	60 mH
Unit capacitance constant of MMC	H	100 ms

あるため、ケース 1 は接地抵抗，ケース 2 は 4 つの NBS を用いた際に得られた結果を示す。値は単位法で表示しており，電力の基準値は変換器の定格電力である 1000 MW とし，直流電圧の基準値は変換器の定格直流端子電圧である 500 kV，交流電圧の基準値は定格線間電圧 275 kV，各部の電流の基準値は定格電力と定格電圧から計算している。

5.6.1 ケース 1: 接地抵抗を用いた際の事故除去

図 5.13 にケース 1 のシミュレーション結果を示す。接地抵抗の非線形特性としては，図 5.12 に示すような簡略化した特性を用いている。制限電圧 V_{lim} は 100 kV で定格値の 20% であり，しきい値電流 I_{th} は 1 A としている。なお，接地抵抗を用いる場合は定常

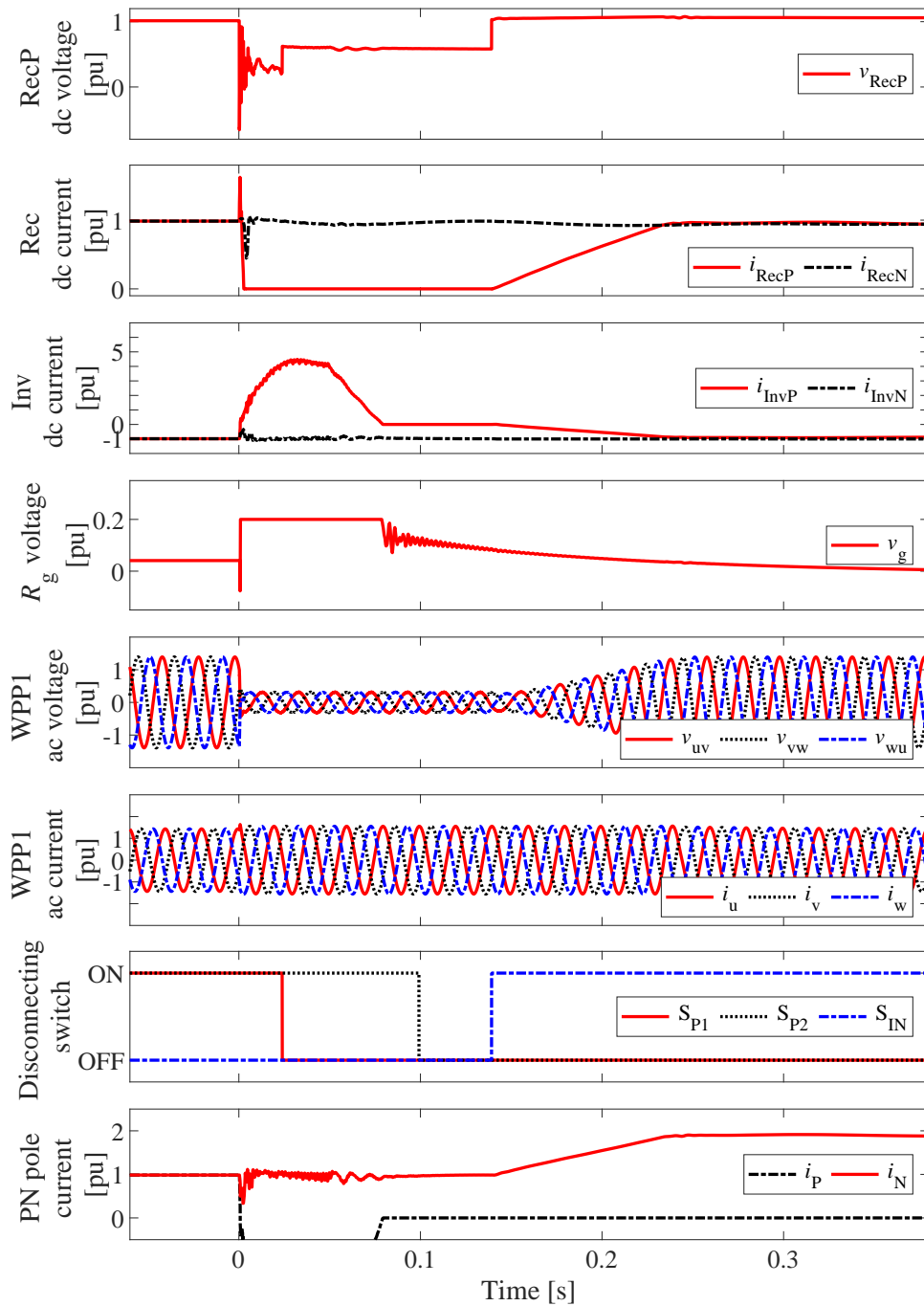


図 5.13: ケース 1 : 接地抵抗を用いた場合のシミュレーション結果

状態での電圧 v_g を下げるため、 $10\text{ k}\Omega$ の抵抗を並列に挿入している。シミュレーション結果を次の 3 つの手順で説明する

5.6.1.1 Step 1: 送電端側の事故電流遮断と主接点開放 ($0 \text{ ms} \leq t < 24 \text{ ms}$)

正極で地絡事故が発生すると、送電線の電圧 v_{RecP} が低下した。この電圧低下を検出すると、RecP は下アーム短絡を開始し、InvP は直流側の電流の増加によりゲートブロック状態に遷移した。このとき、陸上側の交流遮断器 (ACCB) に開放信号を送信している。RecP の下アーム短絡により、洋上交流集電システムの電圧 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} が低下した一方、WPP1 は交流電流 i_u , i_v , i_w を制御しながら動作を継続し、 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} に示すように残留電圧を生成した。これらの電流は RecP に流れるが、変換器の下アーム短絡により、直流側への流入は抑制される。その結果、 i_{RecP} は接地抵抗によって v_g に生じる 0.2pu の残電圧によって限流する。 i_{RecP} が $t = 4.0 \text{ ms}$ で零に達すると、上アームのダイオードは残電圧 v_g によって逆バイアスされ、 i_{RecP} は零に保持された。その後、開放信号が主接点 S_{P1} に送信され、20 ms の動作遅延後、 $t = 24 \text{ ms}$ で主接点が開放状態となり、RecP は事故極から切り離された。

5.6.1.2 Step 2: 受電端側の事故電流遮断と主接点開放 ($24 \text{ ms} \leq t < 99 \text{ ms}$)

ゲートブロックを行い、スイッチング動作を停止した InvP は等価的にダイオード整流器として動作する。そのため、事故後も交流側から直流側への事故電流の流入は継続し、直流電流 i_{InvP} は定格値の 5 倍に達した。その後、InvP の交流端子に備えられている ACCB が 40 ms の遅延後に動作し、陸上側変換器は陸上の交流系統から切り離され、その結果 i_{InvP} は接地抵抗によって限流し始めた。 i_{InvP} が $t = 79 \text{ ms}$ でほぼ零 ($< 0.0025\text{pu}$) に達した後、開放信号を陸上側の主接点 S_{P2} に送信し、20 ms の動作遅延の後、 $t = 99 \text{ ms}$ で主接点が開放した。その結果、InvP は事故極から切り離された。この間、洋上側において RecP は下アーム短絡を継続しているため、 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} は低下したままである。

5.6.1.3 Step 3: 送電端・受電端側の連系接点投入と潮流復帰動作 ($99 \text{ ms} \leq t$)

RecP と InvP を事故極から切り離した後、閉路信号を連系接点 S_{IN} と InvP の交流側に挿入している ACCB に送信した。その結果 $t = 139 \text{ ms}$ で、連系接点 S_{IN} が閉路し、RecP と InvP は健全極に接続された。その後、RecP と InvP は変換動作を再開し、RecP は v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} に示すように、100 ms かけてランプ状に交流側電圧を復帰させた。その結果、

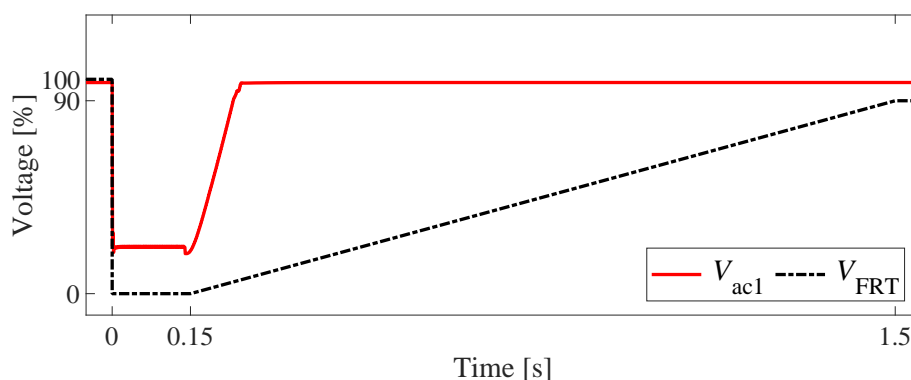


図 5.14: FRT 要件とケース 1 のシミュレーション結果の比較

WPP1 から RecP を介した電力伝送が再開され、これは直流側の電流 i_{RecP} の増加によって確認できる。ここで、並列接続された InvP と InvN は直流電圧にドループ特性を有しているため、 i_{InvP} と i_{InvN} の間に電流の大きな不均衡は発生しなかった。また、再構成後に潮流が事故の発生した正極から負極に転送されたため、正極側の電流 i_p は 0pu に減少した一方で、負極側の電流 i_n は 2pu に増加した。なお、期間 $0\text{ s} < t < 0.09\text{ s}$ の i_p の波形は、その期間 InvP が正極に接続されているため、 i_{InvP} の波形と同じである。

5.6.1.4 洋上風力発電設備の運転継続の確認

再構成中、洋上の交流集電系統では、図 5.13 の v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} に示すように電圧低下が生じている。この電圧低下は、WPP が運転継続する範囲内に収める必要がある。図 5.14 は、シミュレーションで得られた洋上交流系統の電圧振幅 V_{ac1} と FRT 要件 V_{FRT} との比較結果である。 V_{ac1} は、 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} の abc- $\alpha\beta$ 変換によって導出されたベクトルの振幅である。 V_{ac1} は FRT 要件で規定された電圧低下耐量 V_{FRT} を上回っており、WPP は運転継続可能である。したがって、WPP が既存の系統連系規定に準拠していれば、提案手法によって風力発電設備の運転継続を実現できる。

また、図 5.15 と 5.16 は、事故点が異なる場合の結果を比較している。図 5.15 より、事故点が InvP から遠いほど、逆変換器の直流側電流 i_{InvP} を遮断するのに時間を要することがわかる。これは、送電線に蓄積されている誘導エネルギーが事故点までの距離が長距離になるほど増加するためである。これは、図 5.16 の洋上交流系統の電圧が示すように、再構成に必要な時間にも影響する。ただし、再構成は最も厳しい 200 km 地点で

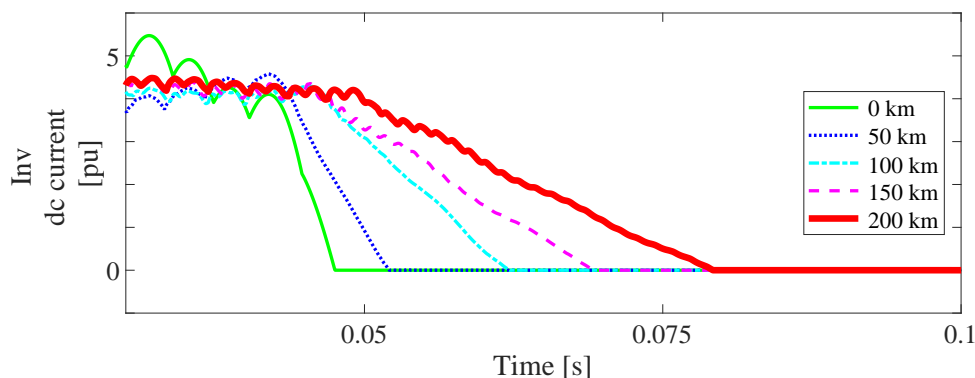


図 5.15: ケース 1 における InvP と事故点間の距離が異なる場合で取得した i_{InvP}

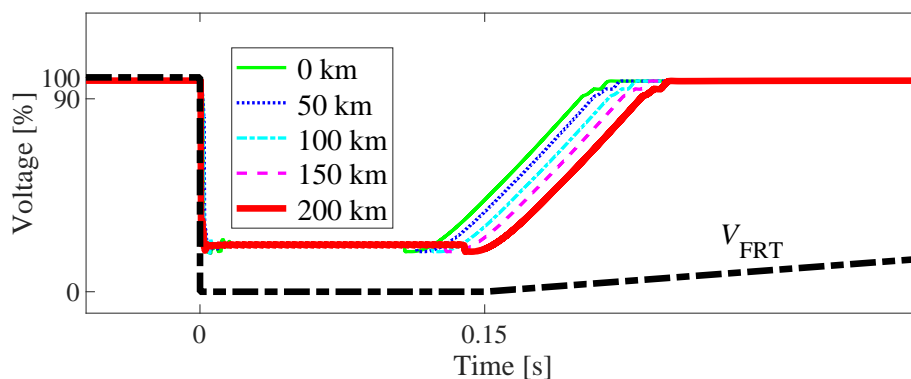


図 5.16: ケース 1 における InvP と事故点間の距離が異なる場合で取得した V_{ac1} と FRT 要件の比較

の事故を条件として設計しているため、WPP はすべてのケースで運転を継続できる。結論として、これらの結果により、提案した再構成の正常な動作と設計手法の妥当性を確認できた。

5.6.2 ケース 2: NBS による事故除去

ケース 2 では、図 5.12 に示すように、事故電流を遮断するため 4 つの NBS を用いている。したがって接地抵抗は必要なく、中性線は直接接地している。NBS は、IGBT と制限電圧が 100 kV のサージアレスタによって模擬している。

図 5.17 は、ケース 2 のシミュレーション結果を示している。ケース 1 と同様に、事故が発生すると RecP は下アーム短絡を行い、InvP はゲートブロックを行った。その後、洋

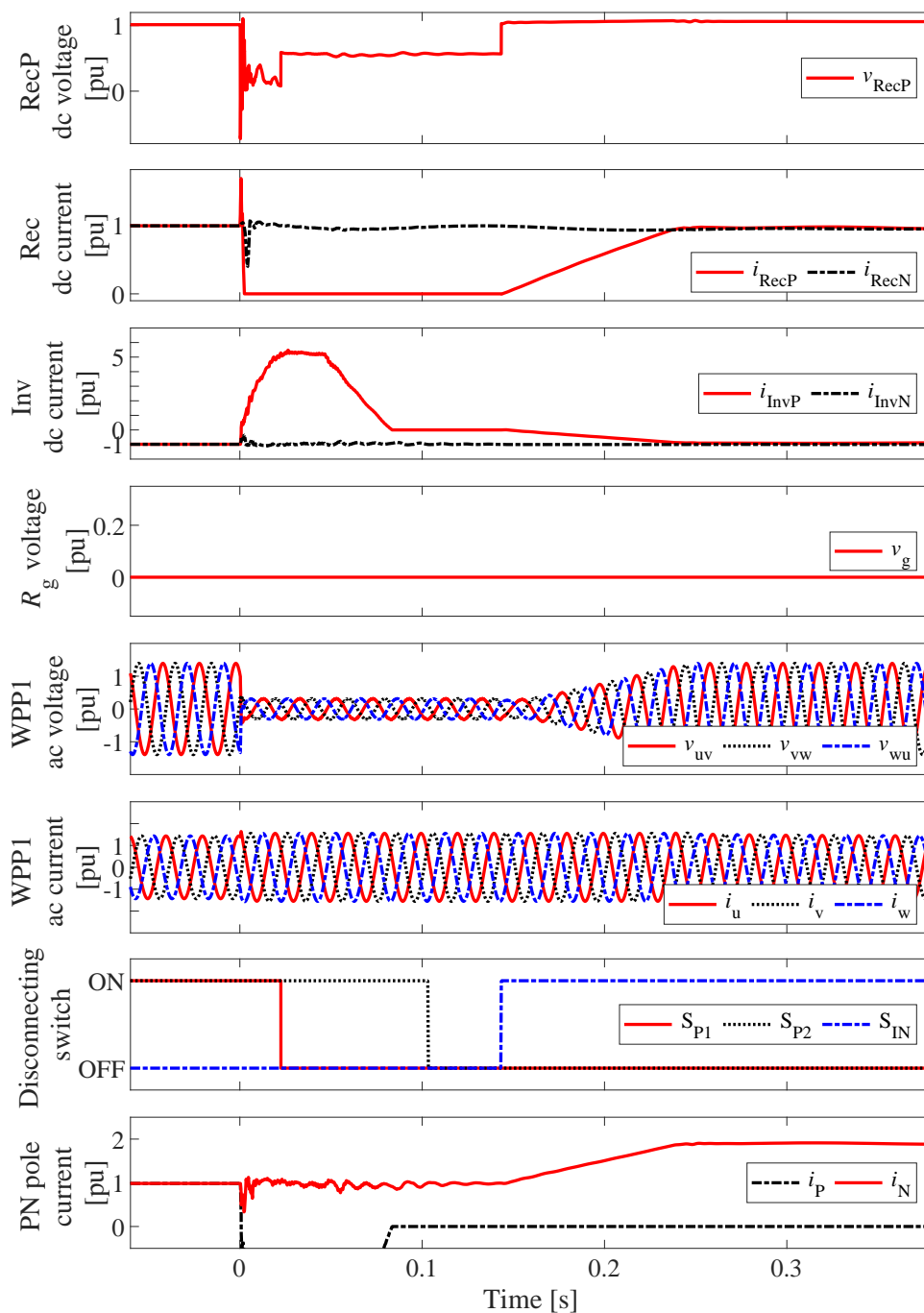


図 5.17: ケース 2 : NBS を用いた場合のシミュレーション結果

上側の NBS が動作し、 $t = 2.5 \text{ ms}$ で電流 i_{RecP} を遮断した。一方陸上側の NBS は、InvP の交流遮断器が $t = 46 \text{ ms}$ で開放した後、 $t = 47 \text{ ms}$ で動作した。その結果、電流 i_{InvP} は $t = 83.5 \text{ ms}$ で遮断された。シミュレーション結果から確認されたケース 1 とケース 2 の主な違いは、以下 2 点である。

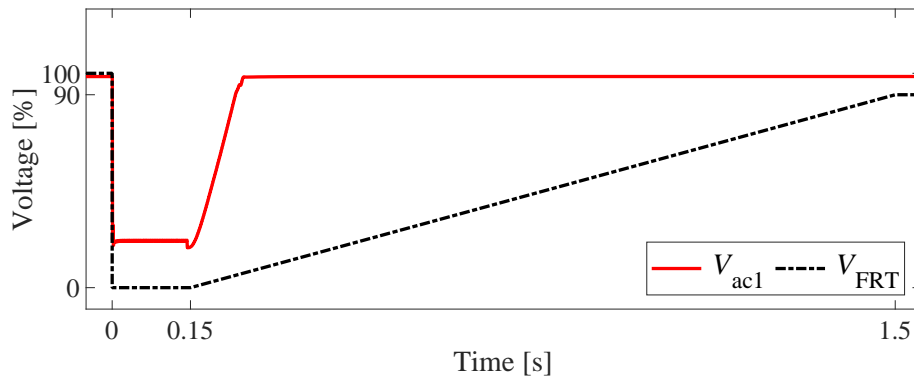


図 5.18: FRT 要件とケース 2 のシミュレーション結果の比較

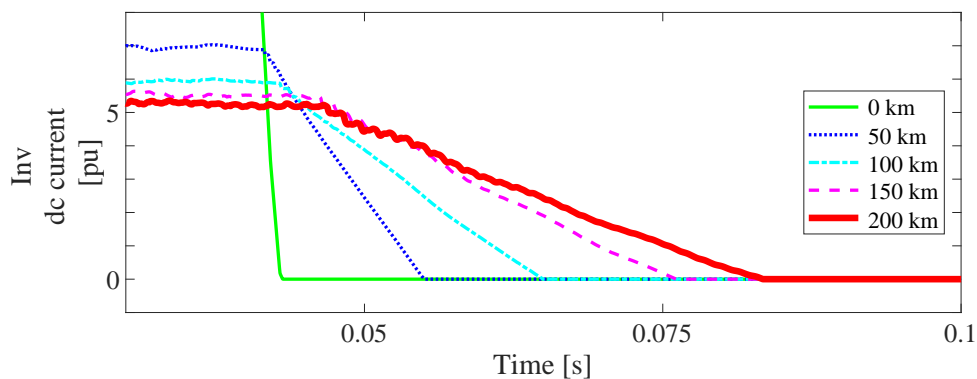


図 5.19: ケース 2 における InvP と事故点間の距離が異なる場合で取得した i_{InvP}

1. ケース 2 の i_{InvP} の最大値は、ケース 1 と比較して 20% 程大きい。これは、ケース 1 の場合は事故発生直後から接地抵抗が事故電流の経路に挿入され、事故電流の抑制に寄与するためである。
2. 中性線電圧 v_g は、ケース 1 では 0.2 pu に増加しているが、ケース 2 では零のままである。これは、ケース 2 では NBS を用いるため接地抵抗を省略し、中性線を直接接地したためである。

これらの差異はあるものの、ケース 2 でもすべての WPP の運転継続を達成できる。図 5.18 は、シミュレーション結果 V_{ac1} と FRT 要件 V_{FRT} を比較している。この結果より、ケース 2 における洋上交流系統での瞬時電圧低下は FRT 要件で規定された電圧低下耐量の範囲内にあり、NBS を電流遮断に用いても、WPP の運転継続が可能であることを確認できる。さらに、図 5.19 と 5.20 は、異なる事故点の場合に得られたシミュレーション結果を比較している。図 5.19 は、事故点が InvP から遠いほど、事故電流 i_{InvP} を遮断

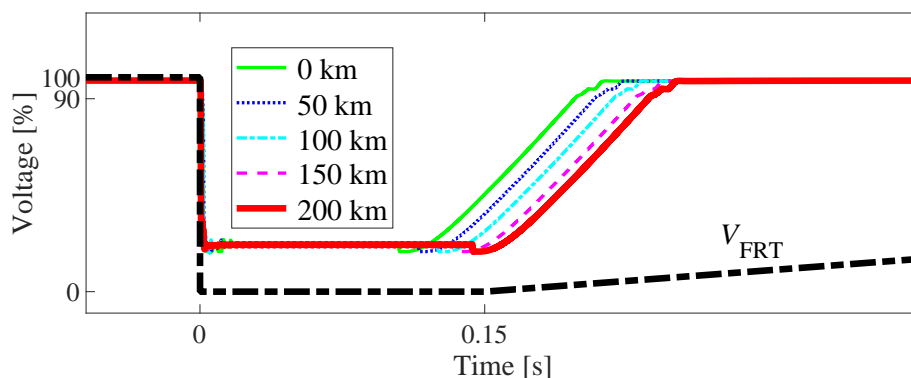


図 5.20: ケース 2 における InvP と事故点間の距離が異なる場合で取得した V_{ac1} と FRT 要件の比較

するのに要する時間が増加することを示している。この傾向は、接地抵抗を使用した場合の図 5.15 と同様である。したがって、接地抵抗を使用した場合と同様に、最も厳しい条件である逆変換器 Inv から 200 km 地点での事故点を想定して NBS を設計することで、すべてのケースにおける風力発電設備の運転継続を実現できる。これは、図 5.20 に示す洋上交流系統の電圧がいずれも FRT 要件で規定された電圧低下耐量を上回っていることから確認できる。

5.7 接地抵抗と NBS の制限電圧の定量的な決定法

先のシミュレーションで示したように、提案法を適用することで、双極直流送電においても風力発電設備の運転継続を実現できる。本節では設計を補助するため、先に示した接地抵抗および NBS に必要となる動作電圧を定量的に概算する方法について補足する。ここで動作電圧は、接地抵抗であれば非線形抵抗を想定した制限電圧に該当し、NBS であれば遮断電圧（アレスタの制御電圧）に該当する。これらの値を概算することにより、設計時のシミュレーション解析の繰り返しに要する時間を短縮できる。

5.5 節で説明したように、再構成は FRT 要件を満たすように設計する必要がある、条件は式 (5.2) で表される。例えば、シミュレーションにおいて主接点の開極時間は $t_{open} = 20 \text{ ms}$ とし、 S_{IN} と交流遮断器 ACCB の閉路時間は $t_{close} = 40 \text{ ms}$ としている。これらの条件下では、 t_{int} は次の式を満たす必要がある。

$$t_{int} < 150 \text{ ms} - (t_{open} + t_{close})$$

$$\therefore t_{int} < 90 \text{ ms}$$

表 5.2: I_{dc} expressed as a function of R_{dc} [87].

Mode A	$I_{dc} = \frac{9\sqrt{3}(1-k)U_s}{2\sqrt{(9X_{ac})^2+(\sqrt{3}(1-k)\pi R_{dc})^2}}$
Mode B	$I_{dc} = \frac{3\sqrt{3}(1-k)\sqrt{3+k^2}U_s}{3X_{ac}(3-k)+\pi R_{dc}(1-k^2)}$
Mode C	$I_{dc} = \frac{3(1-k)k\sqrt{7-4k+k^2}U_s}{k(6-5k+k^2)X_{ac}+\pi R_{dc}(1-k^2)}$
Mode D	$I_{dc} = \frac{3k(1-k)U_s}{k(2-k)X_{ac}+(1-k)\pi R_{dc}}$

表 5.3: Boundary value expressed by R_{dc} [87].

Mode A/B	$R_{A/B} = \frac{X_{ac}}{\pi} \frac{9(1+k)}{(3-4k+k^2)}$
Mode B/C	$R_{B/C} = \frac{X_{ac}}{\pi} \frac{(k^2-3k)((k-2)\sqrt{9+3k^2}+3\sqrt{7-4k+k^2})}{(k^2-1)(\sqrt{9+3k^2}-k\sqrt{7-4k+k^2})}$
Mode C/D	$R_{C/D} = \frac{X_{ac}}{\pi} \frac{(2k-k^2)(\sqrt{7-4k+k^2}-3+k)}{(k-1)(\sqrt{7-4k+k^2}-1-k)}$

表 5.4: I_{dc} expressed as a function of V_{dc} .

Mode A	$I_{dc} = \frac{\sqrt{3}(1-k)\sqrt{(9U_s)^2-(2\pi V_{dc})^2}}{18X_{ac}}$
Mode B	$I_{dc} = (1-k)\frac{3\sqrt{3}\sqrt{3+k^2}U_s-\pi V_{dc}(1+k)}{3X_{ac}(3-k)}$
Mode C	$I_{dc} = (1-k)\frac{3k\sqrt{7-4k+k^2}U_s-(1+k)\pi V_{dc}}{k(6-5k+k^2)X_{ac}}$
Mode D	$I_{dc} = (1-k)\frac{3kU_s-\pi V_{dc}}{k(2-k)X_{ac}}$

表 5.5: Boundary value expressed by V_{dc} .

Mode A/B	$V_{A/B} = U_s \frac{9\sqrt{3}(1+k)}{4\pi\sqrt{k^2+3}}$
Mode B/C	$V_{B/C} = U_s \frac{3\sqrt{3}k(\sqrt{3(7-4k+k^2)}-(2-k)\sqrt{3+k^2})}{\pi(1+k)(k^2-2k+3)}$
Mode C/D	$V_{C/D} = 3kU_s \frac{(3-k-\sqrt{7-4k+k^2})}{2\pi(1-k)}$

受電端では, t_{int} は ACCB の開放時間 t_{accb} と減衰時間 t_{decay} の合計である。 t_{decay} は, ACCB が開放してから受電端の事故電流 $i_{F/Inv}$ が零に減衰するまでの期間として定義する。 t_{accb} が 40 ms の場合, t_{decay} は次の式を満たす必要がある。

$$t_{\text{decay}} < t_{\text{int}} - t_{\text{accb}}$$

$$\therefore t_{\text{decay}} < 50 \text{ ms} \quad (5.4)$$

結論として、接地抵抗や NBS のサージアレスタの制限電圧は、上記の式を満たすように設定する必要がある。ここで、先に示した式 (5.1) は洋上側の変換器における事故電流の限流を表した式であるが、陸上側の変換器においても同様の式で表せる。直流線路および陸上側 MMC のインダクタに蓄積されたエネルギーは、接地抵抗もしくは NBS の動作電圧に応じて減衰していく。よって、式 (5.1) に基づいて、 t_{decay} を次の式から計算する。ここで、送電線の静電容量と抵抗成分は無視している。

$$t_{\text{decay}} \approx \frac{L}{V_{\text{operat}}} I_{\text{dc}} \quad (5.5)$$

L は送電線と MMC の合計インダクタンス、 V_{operat} は接地抵抗または NBS のサージアレスタの制限電圧である。 I_{dc} は ACCB 動作時の事故電流の直流成分を示す。NBS の場合、NBS の動作時間 t_{NBS} も以下のように含む必要がある。

$$t_{\text{decay}} \approx \frac{L}{V_{\text{operat}}} I_{\text{dc}} + t_{\text{NBS}} \quad (5.6)$$

ここで、事故電流の減衰に要する時間 t_{decay} は事故点に依存して変化する。 L が大きくなるほど t_{decay} は増加するため、設計の際、 L が最大となる陸上側変換器から最も遠い地点での事故を最も厳しい条件とする。また、事故点抵抗は零とする。この場合、 L の構成要素として送電線のインダクタンスが支配的になるため、陸上側 MMC のインダクタンスは無視する。シミュレーション条件では、架空線のインダクタンスと全長はそれぞれ 0.00219 mH/m (1 Hz での値) と 200 km である。したがって、インダクタンス L は 438 mH となる。

次に、交流遮断器動作時の直流電流 I_{dc} は、変換器のゲートブロック時の挙動を整理している文献 [87] を参考にして計算する。ゲートブロックした MMC は等価的にダイオード整流器として動作するが、本文献では定常状態において導通するダイオードの数に応じたモード A から D を定義している。導通しているダイオードの数は、モード A からモード D にかけて増加し、例えばモード A では 3 つのダイオードが連続して導通し、モード B, C, および D では、それぞれ 3 つと 4 つ、4 つと 5 つ、および 5 つと 6 つのダイオードが交互に導通する。各モードの間には中間モード (例えばダイオードが 3-5 つ導通するモード) も存在するが、本モードは他モードと比較して非常に限られた範

囲のみで成立するため、ここでは考慮しない。いずれのモードになるかは直流側、交流側、MMC の有するインピーダンスによって決定される。直流事故の場合は、交流側および MMC のインピーダンスは定数とみなすことができ、直流側の等価抵抗や電圧を変数としてどのモードにあるか判定ができる。

各モードにおける直流側事故電流 I_{dc} を表 5.2 に示す。また、表 5.3 には、 R_{dc} で表される各モード間の境界値を示している。 R_{dc} は直流側の総抵抗、 U_s は交流側の相電圧の振幅である。 X_{ac} は変圧器と交流系統のリアクタンスの総和である。ここで、交流系統側の抵抗は考慮しない。 k は $k = \frac{X_{arm}}{X_{ac} + X_{arm}}$ として定義され、 X_{arm} はアームリアクトルのリアクタンスである。

表 5.4 と表 5.5 は、 $V_{dc} = R_{dc} I_{dc}$ の関係を表 5.2 と表 5.3 に代入することによって導出している。これらの式は直流側の抵抗ではなく直流側の電圧 V_{dc} で直流の事故電流を表現した式であり、接地抵抗の設計時に用いる。そしてこれらの式を用いることで以下のように接地抵抗や NBS に必要となる動作電圧を計算できる。なお、健全極の影響はここでは考慮しない。

5.7.1 接地抵抗

接地抵抗の場合、交流遮断器が動作する前から事故電流のループに挿入されているため、接地抵抗は交流遮断器動作時の直流電流 I_{dc} に影響する。したがって、この影響を考慮して I_{dc} を計算する。接地抵抗を使用すると、直流側電圧 V_{dc} は接地抵抗の制限電圧 V_{operat} とほぼ等しくなり、表 5.4 と表 5.5 の式を利用することができる。

まず、 V_{dc} に関する各モードの境界値は、表 5.5 の式と表 5.1 のパラメータを使用して次のように計算できる。

$$V_{A/B} = 186.8 \text{ kV}, V_{B/C} = 23.2 \text{ kV}, V_{C/D} = 6.7 \text{ kV}$$

先述したシミュレーション検証で用いた接地抵抗の制限電圧は 100 kV である。これは A と B の境界値 (186.8 kV) より小さく、B と C の境界値 (23.2 kV) より大きいため、動作はモード B となる。次に、表 5.4 のモード B の式と表 5.1 のパラメータに従って、 I_{dc} は 8.63 kA と計算され、これは 4.32 pu に相当する。この計算結果は、図 5.15 に示す事故点が 200 km の場合のシミュレーション結果とよく一致する。

上記により、総インダクタンス L と事故電流 I_{dc} が得られる。 V_{operat} は接地抵抗の制限

118 第5章 再構成の応用による2端子双極直流送電における風力発電設備の運転継続

電圧である。これらを式(5.5)に代入すると、 t_{decay} は 37.8 ms と計算され、式(5.4)を満たす。このように FRT 要件に基づいて設計を行うことで、図 5.13, 図 5.14 にも示したように FRT 要件を満たす範囲で事故電流を遮断し、送電復帰が可能となる。なお、計算よりもシミュレーションで得られた減衰時間の方がやや短くなるが、この理由として減衰時間を求める際に抵抗分を考慮していない点が挙げられる。しかし、減衰時間を概算する上では有用な手段であり、計算で得られた結果を用いることでシミュレーション解析の繰り返しに要する時間を短縮できる。

5.7.2 NBS

NBS の場合、接地抵抗とは異なり交流遮断器の動作後から事故電流の遮断に寄与する。したがって、 I_{dc} の計算手順は接地抵抗の計算手順とは異なる。ただしこの場合、 I_{dc} は文献 [87] と同じ方法で計算できる。この場合、モードの判定は直流側の電圧ではなく、抵抗値によって行う。 R_{dc} の境界値は、表 5.3 の式と表 5.1 のパラメータを使用して次のように計算できる。

$$R_{A/B} = 26.8 \Omega, R_{B/C} = 2.30 \Omega, R_{C/D} = 0.51 \Omega$$

NBS を用いた場合は直流側に接地抵抗が挿入されていないため、直流側の抵抗 R_{dc} は陸上 MMC の抵抗を無視し、支配的である架空送電線の抵抗を考慮すると計算できる。架空送電線の抵抗と送電線路の総長はそれぞれ 0.0101 mΩ/m (1 Hz での値)、200 km である。したがって、抵抗 R_{dc} は 2.02 Ω となる。これは、B と C の境界値 (2.30 Ω) より小さく、C と D の境界値 (0.51 Ω) より大きいため、動作はモード C となる。次に、表 5.2 のモード C の式と表 5.1 のパラメータに従って、 I_{dc} は 10.5 kA と計算され、これは 5.25 pu に相当する。この計算結果は、図 5.19 に示す事故点が 200 km の場合のシミュレーション結果とよく一致する。

上記により、合計インダクタンス L と事故電流 I_{dc} が得られる。シミュレーションで t_{NBS} は 1 ms としており、これらの値と式(5.4)と式(5.6)を用いると、制限電圧 V_{operat} の下限値は以下のように求められる。

$$V_{\text{operat}} > 93.9 \text{ kV} \quad (5.7)$$

5.8 送電距離がより長距離かつ事故電流が大きい場合の対処法：ダイオード転流型 NBS の活用119

NBS のアレスタの制限電圧は、先に示した下限値を満たすように 100 kV としている。制限電圧は下限値よりわずかに大きく設計されているため、 t_{decay} は 47.0 ms と計算される。このように FRT 要件に基づいて設計を行うことで、接地抵抗を用いた場合と同様に、図 5.17, 図 5.18 にも示したように FRT 要件を満たす範囲で事故電流を遮断し、送電復帰が可能となる。なお、計算よりもシミュレーションで得られた減衰時間の方が短くなるが、これは接地抵抗の場合と同様に減衰時間を求める際に抵抗分を考慮していない点が挙げられる。しかし、減衰時間を概算する上では有用な手段であり、計算で得られた結果を用いることでシミュレーション解析の繰り返しに要する時間を短縮できる。

結論として、接地抵抗と NBS の制限電圧を理論的に得ることが可能である。ただし、前述の計算では近似を行っている。最終的な設計は EMT シミュレーションを通じて検証および調整する必要がある。ただし前述の計算により、適切な設計値を事前に大まかに把握することができる。そのため、シミュレーションでの試行錯誤の必要数が減り、各種パラメータの設計に要する時間を短縮できる。さらに、接地抵抗と NBS の設計に関連するパラメータを整理できる。

5.8 送電距離がより長距離かつ事故電流が大きい場合の対処法：ダイオード転流型 NBS の活用

5.8.1 構成と動作原理

前節までに、双極 2 端子構成における再構成手法の基本動作について説明した。ここで、5.7 節で示したように、再構成の設計における時間的な制約は陸上端子の切り替えによる部分が多い。これは、陸上端子では交流遮断器の動作を含むため、その動作自体に数十ミリ秒要し、かつこの間直流端子電流は増加してピーク値に達するため、交流遮断動作後の直流側の電流の限流時間も長期化するためである。この限流時間を短縮するために、図 5.10 に示したように接地抵抗や NBS を用いていた。ただしいずれの場合も、図 5.10 に示すように事故電流が変換器を流れ続けるため、事故電流が限流されるまで変換器はその接続先を変更できない。

送電線路がより長くインダクタンス成分が大きくなったり、陸上交流系統のインピーダンスが小さく交流側から直流側へ流れ込む事故電流が大きくなったりすると、事故電流の限流に要する時間がさらに長期化する。この結果、図 5.10 に示した接地抵抗や NBS

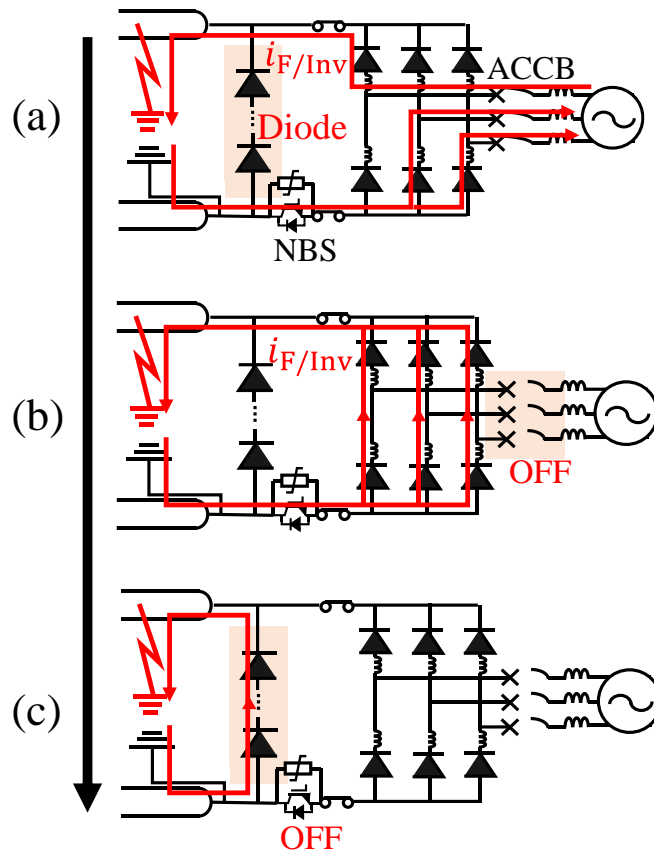


図 5.21: 還流ダイオードを用いた NBS の動作

を用いた場合には、事故電流が限流するまで変換器は接続先の切替ができず、FRT 要件で規定された時間内での再構成が難しくなる。ここで、接地抵抗や NBS の動作電圧を大きくすることで限流に要する時間を短縮できる。しかし、接地抵抗であれば中性線の電位上昇、NBS であれば動作電圧に応じた半導体スイッチの直列数の増加により、システムコストの増大が懸念される。

そこで本節では、送電線路がより長く、かつ陸上交流システムのインピーダンスが小さくなった場合を想定し、事故電流の限流に時間を要する場合でも再構成を可能とする手法を提案する。具体的には、NBS の構成に着目し、文献 [62] で示された還流ダイオードを用いた直流遮断器を応用する。本章では還流型 NBS と呼び、図 5.21 に構成と動作を示す。図 5.21 に示すように、先のシミュレーションで用いた NBS（本節では非還流型 NBS と呼ぶ）と比較して、ダイオードを変換器に対して並列に挿入している。NBS は変換器の直流端子とダイオードの間に挿入している。まず、図 5.21(a) に示すように、事故直後は陸上側の変換器がゲートブロックを行うため、交流側から変換器を介して直

5.8 送電距離がより長距離かつ事故電流が大きい場合の対処法：ダイオード転流型 NBS の活用121

流側に事故電流が流れる。次に、図 5.21(b) に示すように交流遮断器 ACCB を動作させることで交流系統と変換器を切り離す。そして、図 5.21(c) に示すように NBS を動作させる。非還流型と異なり還流型は変換器と並列に還流ダイオードを挿入しているため、NBS の動作によって変換器を流れていた電流が還流ダイオードを流れるようになる。この結果、変換器の直流端子電流はただちに零となり、変換器に接続された接点の動作が可能となる。

このように、変換器と並列に還流ダイオードを挿入してバイパス回路を生成し、還流ダイオードに電流を転流させれば、変換器の直流端子電流をただちに零にできる。また、還流型 NBS の電流遮断時の動作電圧（遮断電圧）は定格値と比較して非常に小さくて良い。なぜなら NBS は交流遮断器によって変換器と交流系統が切り離された状態で動作し、かつ役割としては、変換器の電流をダイオードに転流させることだからである。具体的に図 5.21(b) と (c) を比較すると、送電線路には電流が流れたままであり、変換器のリアクトルに流れている電流のみが還流ダイオードに転流する。すなわち、還流型 NBS は非還流型 NBS と異なり送電線路のエネルギーを消費する必要がなく、変換器のリアクトルに蓄積されたエネルギーのみを消費すれば良いため、必要な動作電圧は小さくて良い。したがって、送電線路が非常に長距離になった場合に有用な手段となる。

5.8.2 シミュレーション検証

次に還流型 NBS を用いた際のシミュレーション結果を示す。シミュレーションモデルを図 5.22 に、パラメータを表 5.6 に示す。シミュレーションモデルの構成は先に示した図 5.12 と基本的に同様であるが、陸上交流系統のリアクタンスを 0% とし、架空線区間を 200 km から 400 km に変更している点が大きく異なる。この結果、地絡事故時の電流が増加し、事故電流の遮断に要する時間も長期化する。シミュレーションでは比較のため、先の図 5.12 のシミュレーションで用いた非還流型 NBS（表 5.6 では NBS without diode と表記）を挿入した場合と、還流型 NBS（表 5.6 では NBS with diode と表記）を挿入した場合の 2 ケースを取得した。ここで、還流型 NBS を用いる場合は先述したように遮断電圧を低減できるため、還流型 NBS の遮断電圧は非還流型 NBS の 100 kV に対して半分の 50 kV としている。

図 5.23 に、Case 1 として非還流型、Case 2 として還流型 NBS を用いた場合のシミュレーション結果を示す。すでに再構成の基本的な動作は示しているため、図 5.23 におい

表 5.6: NBS 検証用のシミュレーションモデルの回路定数

Rated power/pole		1000 MVA
Rated dc voltage		± 500 kV
Rated ac voltage	V_s	275 kV
System frequency		50 Hz
Length of cable		40 km
Length of overhead line		400 km
Opening time of S_{P1}, S_{P2}	t_{open}	20 ms
Opening time of ACCB		40 ms
Closing time of S_{IN} and ACCB	t_{close}	40 ms
Recover time	$t_{recover}$	100 ms
Clamping voltage of NBS without diode	V_{NBS}	100 kV (20%)
Clamping voltage of NBS with diode	V_{NBS}	50 kV (10%)
Arm reactance of MMC	L_{arm}	5% (based on 1 pole)
Leakage reactance (onshore)	L_{trans}	15% (based on 1 pole)
AC reactance (onshore)	L_{ac}	0% (based on 2 poles)
DC inductance (offshore)	L_{dc}	60 mH
Unit capacitance constant of MMC	H	100 ms

ては陸上側と洋上側の直流端子電流、および洋上交流集電システムの電圧のみを示す。時刻 0 s に事故を発生させている。図 5.23(a) の陸上側変換器の電流を確認すると、それぞれのケースで事故発生から交流遮断器を動作するまでの挙動は同じである。ただし、直流端子電流のピーク値が先のシミュレーションで得られた結果である図 5.17 と比較すると、5.45pu から 6.50pu に増大している。これは陸上交流システムのインピーダンスを零としたため、陸上側変換器がゲートブロックした際に、交流側から直流側へより電流が流れ込みやすくなるためである。一方、交流遮断器が動作して電流が限流する段階において、直流端子の電流が零になるまでの時間が Case 1 と Case 2 で大幅に違うことが確認できる。これは、非還流型 NBS では送電線路の蓄積エネルギーすべてが消費されるまで変換器の直流端子にも電流が流れ続けるのに対し、還流型 NBS であれば変換器の直流端子電流をダイオードに転流させられるからである。実際、Case 2 に該当する還流ダイ

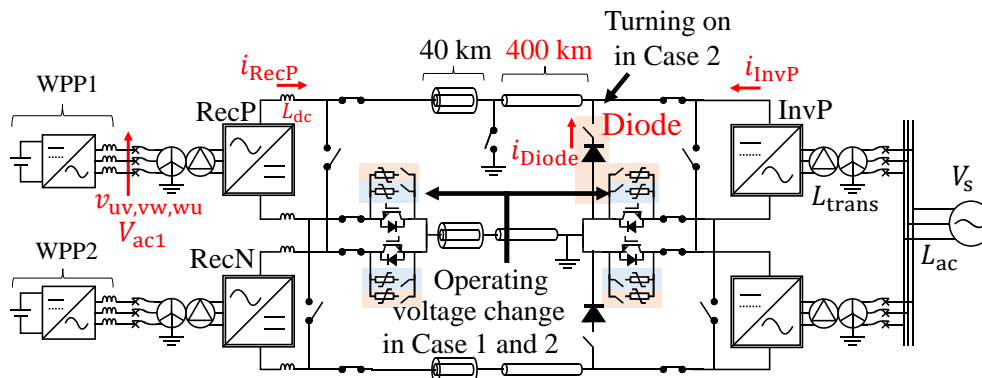


図 5.22: NBS 検証用のシミュレーションモデル。

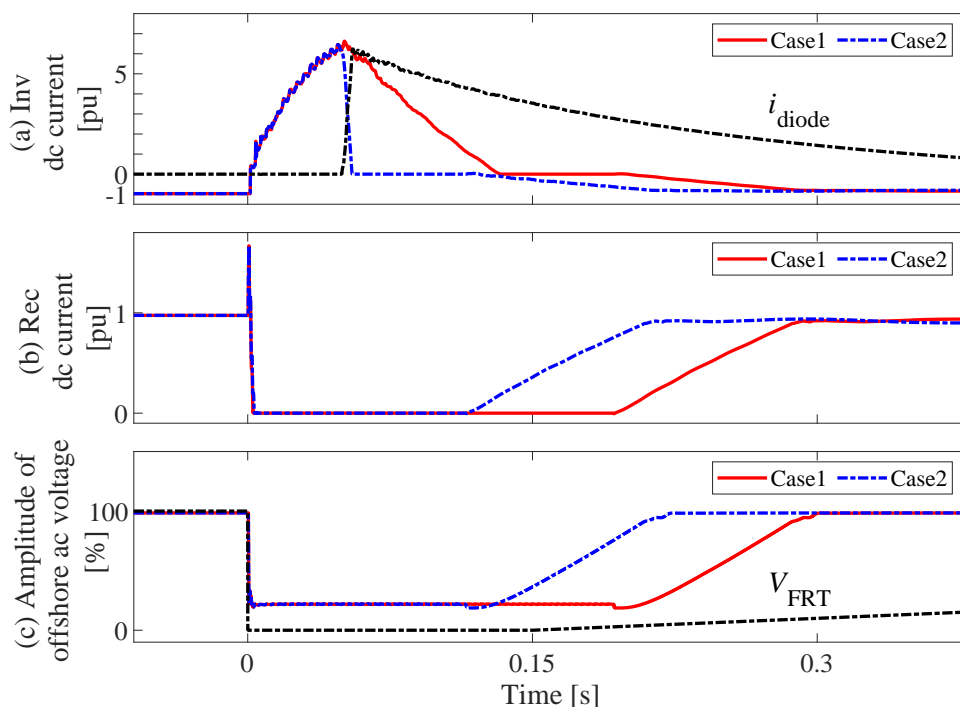


図 5.23: 異なる NBS の動作の比較：Case1 非還流型, Case2 還流型 NBS

オードの電流 i_{diode} を確認すると、変換器の直流端子電流が減少するとともにダイオードの電流が増加しており、電流がダイオードに転流していることがわかる。したがって、転流型 NBS を用いることで陸上端子においてより高速に切替動作を行える。

その結果、図 5.23 (b) の洋上端子の直流端子電流から確認できるように、Case 1 より Case 2 の方が送電復帰が早い。これは先述したように、還流型 NBS を用いた方が陸上端子において直流端子の電流を高速に零にでき、再構成に要する時間を短縮できるからである。そして、図 5.23 (c) の洋上交流集電システムの電圧を確認すると、Case 1 より Case

2の方が大幅に電圧低下期間を低減できることがわかる。FRT要件である V_{FRT} と比較すると、Case 1の場合でも電圧低下幅はFRT要件における運転継続範囲に収まっている。しかし、これは洋上風力発電設備から流れる電流と洋上交流集電システムのインピーダンスの積によって生じる残電圧により、電圧低下幅が抑制されるためである。実際には、接続先の切替が完了した後の交流電圧の復帰開始時刻はFRT要件の零電圧期間である0.15秒を超えている。したがって、洋上風力発電設備の動作状態や洋上交流集電システムのインピーダンスによってはFRT要件の電圧低下耐量を下回る。一方、Case 2の場合は零電圧期間である0.15秒の間に切替を終えて電圧復帰を開始している。したがって、Case 2のように還流型NBSを用いれば、洋上風力発電設備の動作状態や洋上交流集電システムのインピーダンスによらず、FRT要件を満たすことができる。

仮に非還流型NBSを用いた場合で電流遮断に要する時間を短縮するためには、NBSの動作電圧を大きくする必要がある。しかしこの場合、半導体スイッチの直列数の増加に伴いコスト増加と定常的な損失が増加する。一方還流型であれば、NBSの動作電圧は小さくて良く、ダイオードは事故時のみ導通するため、定常時の損失を増加させることもない。ただし、直流送電線路の定格電圧に耐えられるダイオードは必要となるため、送電線路の距離やコストを踏まえた上でいずれの方法を採用するか検討する必要がある。

5.9 本章のまとめ

本章では、2端子双極直流送電を対象とし、直流線路の片極地絡事故時において、洋上風力発電設備の運転継続を可能とする再構成手法を提案した。対称単極構成を想定した第3章や第4章と比較すると、双極構成の方が片極地絡事故の電圧低下幅が大きく、電流の遮断が難しい。そこで本章では、変換器のブロック動作と接地抵抗やNBSを組みあわせることで事故電流の遮断に要する時間を短縮し、風力発電設備が運転継続可能な範囲での再構成を実現した。また本手法においては、洋上のみならず陸上側変換器でもその接続先を切り替えるため、陸上変換器での再構成も考慮した設計手法を提案した。そしてシミュレーションにより、提案法を用いることで、片極地絡事故が発生しても発電設備が運転継続し、送電を0.25 sで再開できることを確認した。さらに、送電線路がより長距離になった場合や陸上交流システムのインピーダンスが小さく事故電流が大きくなった場合を想定し、還流ダイオードを用いたNBSを提案した。還流ダイオードを用いたNBSにより、送電線路にはエネルギーを残したまま、変換器の電流をダイオー

ドに転流させて接続先を即座に切り替えることが可能になる。この結果、送電線路が非常に長距離である場合や陸上交流系統のインピーダンスが小さい場合であっても、提案手法を適用可能であることをシミュレーションにより示した。

第6章

多端子双極直流送電における部分再構成の提案

6.1 本章の概要

第5章では2端子の双極直流送電を対象とし、再構成を応用することで風力発電設備の運転継続を実現した。一方、より大容量の再生可能エネルギーの導入を見込み、それらを有効利用する場合には、多端子の直流送電が望ましい。そこで本章では、洋上端子と2つの陸上端子で構成される3端子の双極直流送電を対象とし、風力発電設備の運転継続を実現する。ここで、多端子双極直流送電の潮流制御の柔軟性を活用することで、より簡素な設備で風力発電設備の運転継続を実現する。例えば、第3章や第4章では陸上側の事故電流遮断要素としてそれぞれダイオードおよび機械式直流遮断器を用いていた。また、第5章では陸上端子で再構成を行うための機械接点、および接地抵抗もしくは低耐圧直流遮断器を直流側に必要としていた。一方、本章で対象とする3端子双極直流送電の場合、多端子双極直流送電の潮流制御の柔軟性と再構成手法を適切に組み合わせることで、陸上側変換器の直流側には追加の設備を挿入することなく風力発電設備の運転継続を実現できる。また、洋上端子についても事故電流遮断を補助するための低圧・低速の遮断器および機械接点を挿入するだけで良い。以下に本動作の詳細を示す。

6.2 システム構成

図6.1に本章で対象とする2地点の陸上交流系統と1地点の洋上風力発電設備を連系する3端子双極直流送電の構成を示す。ここでは、1つ目の陸上端子と洋上端子、および2つ目の陸上端子と洋上端子をそれぞれケーブルで結び、洋上端子を共有することで

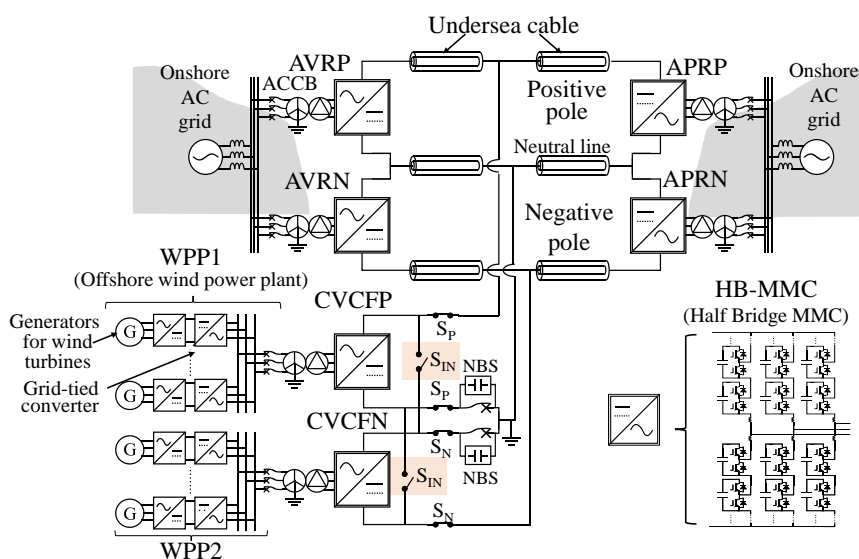


図 6.1: 3 端子双極直流送電の構成

3 端子構成としている。直流線路は正極と負極から成る双極構成であり、各端子の正極と負極のそれぞれに交直変換器を配置している。交直変換器はこれまでの章と同様にハーフブリッジ型 MMC (Modular Multilevel Converter) であり、すべての端子において容量は同じとする。洋上風力発電設備 WPP1, WPP2 は風力発電機と系統連系インバータから成るフルコンバータ構成 (Type 4) であり、正極と負極の洋上側交直変換器 CVCFP, CVCFN の交流端子にそれぞれ接続されている。

また洋上側交直変換器の直流側には、正極と負極間での切り替えを実現するため、開極時 20 ms, 閉極時 40 ms で動作する機械接点を挿入している。ここで、前章における 2 端子双極直流送電では洋上側と陸上側双方に機械接点を挿入していた。一方、3 端子双極直流送電の場合は陸上では再構成を行わないため陸上端子の機械接点を省略できる。機械接点の種類としては前章と同じく 2 種類あり、一方は正極と負極それぞれに挿入され、交直変換器と送電線路を接続する主接点 (S_P , S_N)、もう一方は、正極と負極の交直変換器の直流端子間に挿入されている連系接点 S_{IN} である。定常時、連系接点は開放する一方で、主接点を投入し、正極と負極それぞれで交直変換器と送電線路を接続している。一方事故時には、事故極の主接点を開放し、連系接点を投入することで再構成を行う。また、本再構成を実現するため、洋上側変換器の直流端子と中性線の間には低耐圧直流遮断器 NBS (Neutral Bus Switch) を挿入している。なお、中性線は直接接地する。次に各変換器の動作を以下に示す。本動作は第 4 章で示した対称単極構成の多端子直流送電と同様である。

6.2.1 陸上側交直変換器の定常時の動作

図 6.1 において、陸上側交直変換器は APRP, APRN, AVRP, AVRN に該当する。これらの陸上側交直変換器について、交流側ではいずれも、陸上交流系統の電圧位相に基づいた非干渉電流制御と、その上位制御として有効電力・無効電力制御を行っている。ここで、AVRP, AVRN において交流側の有効電力の指令値は、MMC 内部のセルキャパシタ電圧平均値が保持されるように決定している。この結果、交流-直流間で授受される有効電力が変換器内部の損失分を除いて一致する。一方、APRP, APRN においては有効電力の指令値を任意に与えている。直流側については片方の端子 (AVRP, AVRN) が直流送電の電圧を確立する直流電圧一定制御、もう片方 (APRP, APRN) が直流電流を制御する直流電流制御を行っている。APRP, APRN の直流電流の指令値は MMC 内部のセルキャパシタ電圧平均値が保持されるように決定しており、この結果、交流-直流間で授受される有効電力が変換器内部の損失分を除いて一致する。

6.2.2 洋上側交直変換器および洋上風力発電設備の定常時の動作

図 6.1 において、洋上側交直変換器は CVCFP, CVCFN, 洋上風力発電設備は WPP1, WPP2 に該当する。洋上側交直変換器と洋上風力発電設備で構成される洋上交流集電系統には、陸上交流系統と異なり系統電圧を確立する同期発電機がない。したがって、交直変換器 CVCFP, CVCFN が交流側電圧振幅・周波数一定制御を行い、洋上交流集電系統の電圧を確立する。一方風力発電設備の系統連系インバータは、電圧位相を検出し非干渉電流制御により風力発電機の発電した有効電力を洋上交流集電系統に注入する。

洋上交流集電系統で集約された電力は洋上側交直変換器 CVCFP, CVCFN により交流から直流に変換される。これらは直流側では電流制御を行い、直流側の電流は変換器内部のキャパシタ電圧平均値が保持されるよう決定される。その結果、交流-直流間で授受される有効電力が変換器内部の損失分を除き一致し、洋上交流集電系統からの有効電力が変換器を介して直流側に注入される。送電損失は十分に小さいとすれば、直流線路内では直流電圧一定制御を行っている陸上側変換器 AVRP, AVRN がスラックノードとして動作し、洋上側変換器 CVCFP, CVCFN が直流側に注入する電力を P_1 、直流電流制御を行っている陸上側変換器 APRP, APRN が直流側から受ける電力を P_2 とすると、直流電圧一定制御を行っている陸上側変換器 AVRP, AVRN が直流側から受け取る電力

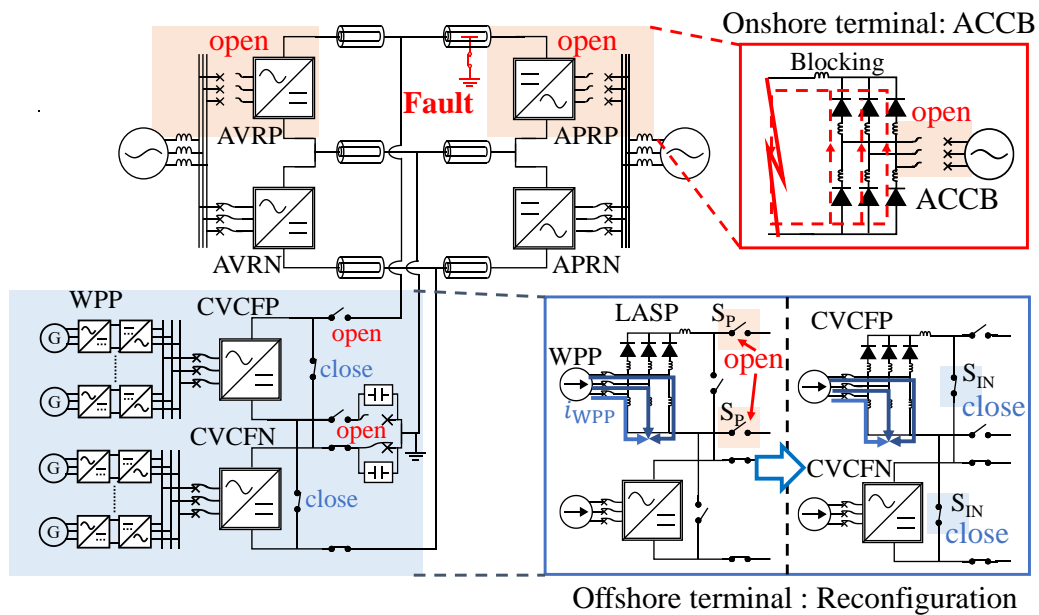


図 6.2: 事故時の部分再構成の概要

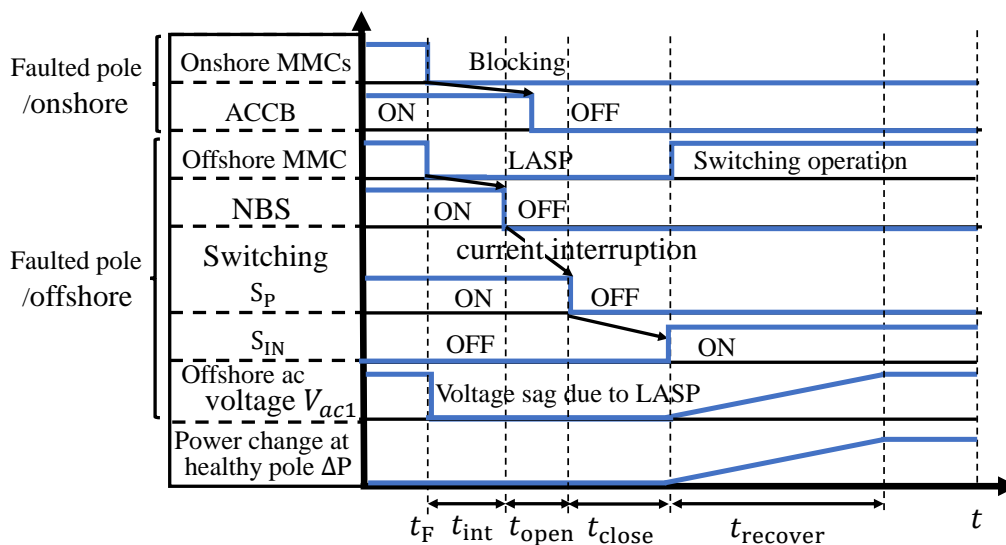


図 6.3: 事故時の部分再構成の動作シーケンス

は $P_1 - P_2$ となる。

6.3 事故時の動作：3端子双極直流送電の部分再構成動作

本節では、先に示した3端子双極直流送電に適用する再構成手法を提案する。ここで、第5章では洋上端子と陸上端子双方に再構成を適用していたのに対し、3端子双極直流

送電の場合は洋上端子にのみ再構成を適用する。したがって、本章で行う再構成を部分再構成と呼ぶ。部分再構成は事故時と復旧後に行い、まず事故時の部分再構成の動作の概要図を図 6.2 に、動作シーケンスを図 6.3 に示す。本提案法の特徴は、図 6.2 下部に示すように洋上端子では再構成を行う一方、図 6.2 上部に示すように陸上端子では交流遮断器のみで事故電流を遮断する点にある。以下にその動作を 1.交直変換器のブロック動作と事故電流遮断, 2.洋上側交直変換器の接続先切替, 3.送電復帰の 3 段階で説明する。

6.3.1 交直変換器のブロック動作と事故電流遮断

地絡事故が発生すると、直流線路の電圧は低下し、事故点と接地点を介して事故電流が流れる。ハーフブリッジ型 MMC は、内部のセルキャパシタから事故電流が流れるのを回避するため、事故の検出とともにブロック状態に移行する。その際の等価回路を図 6.4 に示す。なお、図において負極側は省略し、事故の発生した正極側のみを示している。

6.3.1.1 陸上側の動作

陸上側交直変換器 APRP および AVRP ではすべてのスイッチングデバイスをオフ状態にするゲートブロックを行う。ハーフブリッジ型 MMC の場合はゲートブロックを行ってもセル内の逆並列ダイオードが導通し、図 6.4 に示すようにダイオード整流器として動作する。このため、交流側から交直変換器を介して直流側に事故電流が流れ続ける。この事故電流については、図 6.4 右上に示すように交直変換器の交流側にある交流遮断器 ACCB を開放することで除去する。

6.3.1.2 洋上側の動作

洋上側変換器 CVCFP では下アーム短絡を行う。その結果、洋上側交直変換器は図 6.4 下側に示すように上アームはダイオード、下アームは短絡動作となる。また、下アーム短絡に伴い洋上交流集電システムの電圧 V_{ac1} は低下する。そして、下アーム短絡動作と同時に、図 6.4 に示すように洋上側交直変換器の直流側に接続した NBS を動作させ、直流側の事故電流を遮断する。

ここで、洋上端子に挿入する NBS に求められる要件は以下の通りである。

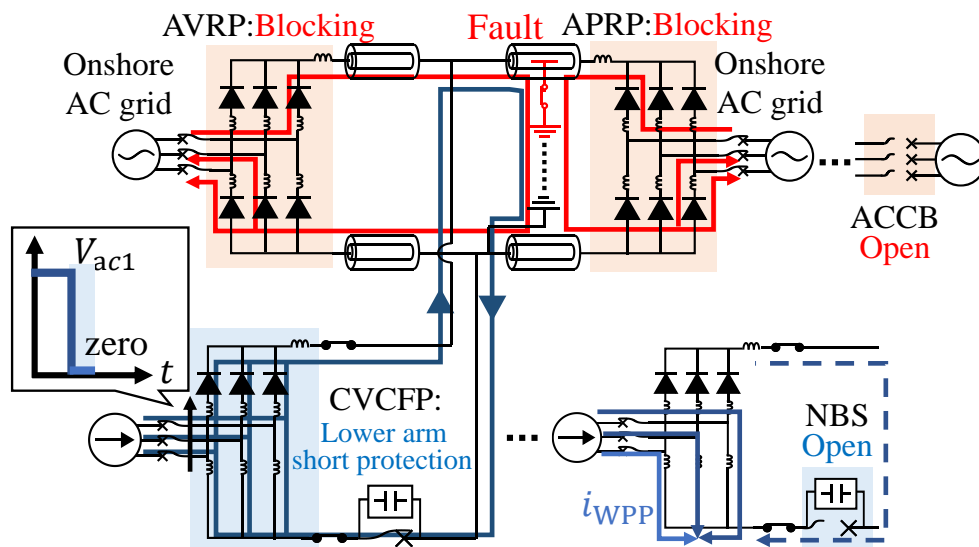


図 6.4: 事故極側の動作

1. 動作電圧：下アーム短絡により交直変換器の直流電圧は零付近まで低下する。正確にはアームリアクタンスで生じる電圧降下分のみが残留する。NBSはこの電圧を超える遮断電圧を必要とするが、直流送電の定格直流電圧よりもはるかに低いものでよい。
2. 遮断電流：これまで示してきたように洋上風力発電設備は電流源動作するため、交流側から直流側への流れ込み電流は陸上側と比べて小さく、定格値付近である。
3. 遮断時間：NBSの遮断時間は風力発電設備の事故時運転継続要件に応じて設定する必要があるが、後述するように機械式直流遮断器相当である 30 - 40 ms [56,60] の動作遅延も許容範囲である。

以上を踏まえると、NBSとしては既存の双極直流送電の中性線に用いられているような機械式直流遮断器でよい。このように、洋上端子については交直変換器の下アーム短絡とNBSを組み合わせた手法で直流側の電流を遮断できる。

6.3.2 洋上側変換器の接続先切替

洋上側変換器では、直流側の電流を遮断した後、図 6.2 の右下に示すようにその接続先を事故極から健全極に切り替える。ここで、風力発電設備 WPP1 はフルコンバータ構成であり、系統連系インバータが交流電流制御を行っているため、図 6.2 では電流源で

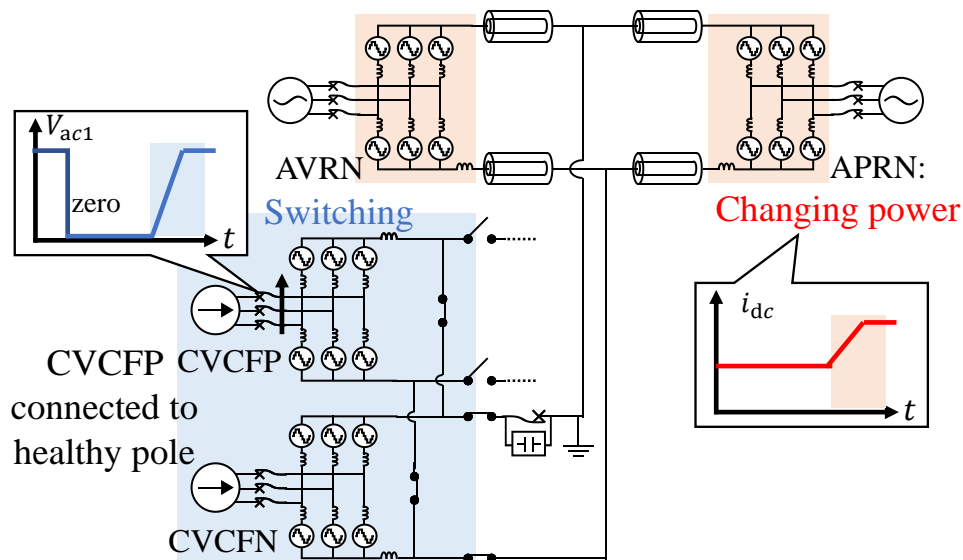


図 6.5: 健全極側の動作

表している。まず、主接点 S_p を開放して CVCFP を事故極から切り離す。そして連系接点 S_{IN} を投入することで、洋上風力発電設備および交直変換器 CVCFP を健全極側に接続する。

6.3.3 送電復帰

洋上側変換器を健全極に接続した後の状態を図 6.5 に示す。ここでは、健全極である負極のみを示し、事故極である正極は省略している。接続先を切り替えた洋上側変換器 CVCFP は下アーム短絡を解除し、送電を再開する。これは、洋上側変換器の交流電圧指令値を零から定格値まで徐々に上昇させることで実現できる。この結果、図 6.5 左側に示すように洋上交流集電システムの電圧 V_{ac1} が復帰し、それに伴い洋上風力発電設備から洋上側変換器、健全極側の送電線路を介して陸上側への送電が復帰する。

この際、健全極側の陸上側変換器 APRN および AVRN は、切替に伴い変化した潮流を負担する必要がある。これは健全極において、事故前は洋上 1 端子 (CVCFN) と陸上 2 端子 (APRN, AVRN) の間で送電しているのに対し、再構成後は洋上 2 端子 (CVCFP, CVCFN) と陸上 2 端子 (APRN, AVRN) の間で送電するように系統構成が変化するためである。ここで、洋上風力発電設備を連系している洋上側交直変換器 CVCFN の出力は発電設備に基づいて決まるため、切替前後で変わらないとする。そのため、直流電流制御を行っている陸上側変換器 APRN において、直流側の電流指令値を上昇させること

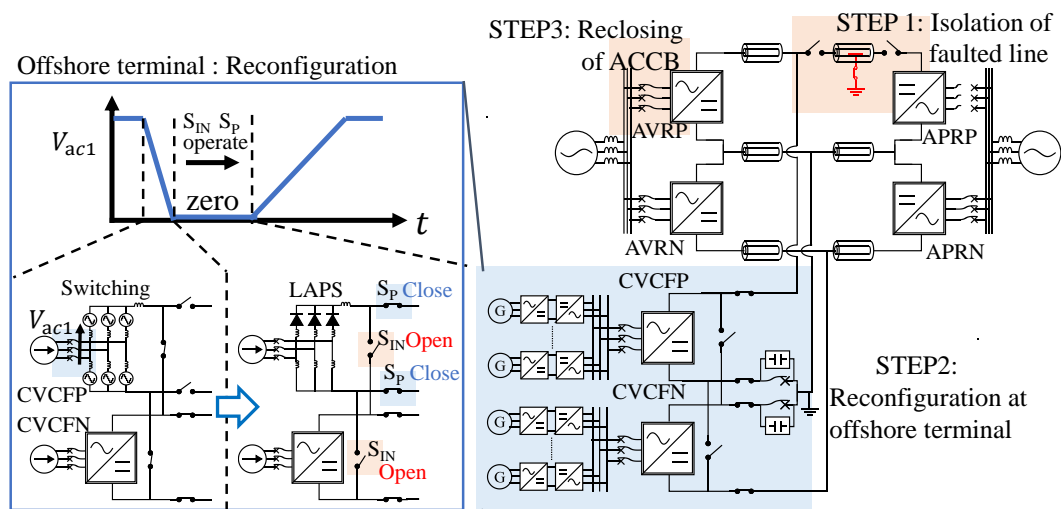


図 6.6: 復旧後の部分再構成の概要

で図 6.5 右側に示すように APRN に流れ込む電流 i_{dc} を増加させる。ここで、CVCFP が直流側に注入する電力を ΔP_1 とし、電流指令値変更に伴う APRN が受け取る電力の変化分を ΔP_2 とすると、AVRN は変化分として $\Delta P_1 - \Delta P_2$ の電力を直流側から受け取ることとなる。これらの変化分に対して変換器が過負荷にならないように適切に負荷分担を行えば、健全極側端子は脱落しない。

2 端子双極直流送電の場合は、洋上端子から 100% の送電を継続するために送受電端双方で再構成を行っていた。一方、3 端子双極直流送電の場合は、再構成を行った洋上端子からの潮流を複数の陸上端子で分担することができ、この際の負荷分担を適切に行うことで陸上変換器の過負荷を回避できる。したがって、陸上端子では再構成を省略でき、洋上風力発電設備の運転継続に必要な設備を簡略化できる。

6.3.4 復旧後の部分再構成

本節では、復旧後の部分再構成について説明する。これは事故極において事故区間を除去した後、一度接続先を切り替えた洋上端子を健全極から事故極に戻し送電を再開する手法である。先に示した事故時の部分再構成を行った場合、風力発電設備は運転継続可能であるが、その分健全極側で潮流状態を変更する必要がある。そこで、復旧後の部分再構成と組み合わせることで、事故極での送電を再開しつつ、健全極では事故前と同じ潮流を復帰することが可能になる。その動作の概要を図 6.6 に、動作シーケンスを図 6.7 に示す。本章では海底ケーブル区間での地絡事故を想定しているが、この場合は

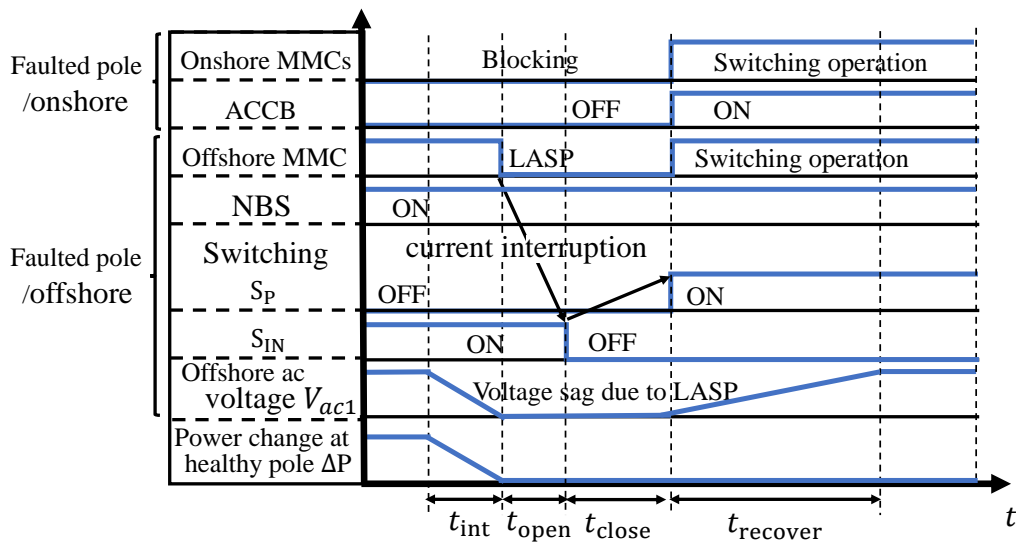


図 6.7: 復旧後の部分再構成の動作シーケンス

ケーブルの絶縁破壊による可能性が高く、永久事故となる。そこで、以下ではケーブルでの永久事故を想定している。図 6.6 の場合、ケーブル区間での永久事故のため、ケーブルを取り換えるまでは変換器 APRP と他の変換器間での電力授受は再開できない。一方 AVRP については、一度事故時に部分再構成を行った CVCFP の接続先を初期状態に戻すことで、これら 2 端子間で電力授受を復帰できる。まず図 6.6 の STEP1 に示すように、事故電流が十分に減衰した後、事故点の両端にある断路器を開放することで事故区間を切り離す。次に STEP2 に示すように、CVCFP の接続先を切り替える。

まず、CVCFP において図 6.6 左側の V_{ac1} が示すように交流側の電圧をランプ状に定格値から零まで低下させる。この結果、CVCFP に交流側から流入する電力は零となり、交流側と直流側の電力がバランスするように制御を行う直流電流制御により、直流側の電力も抑制される。ここで、ランプ状に電力を抑制するため、同じ健全極に連系している他の端子に与える擾乱を抑制できる。また、この CVCFP の出力抑制に応じて、事故時の部分再構成の際に一度変化させた APRN の潮流を元に戻すことで、健全極の潮流は事故前の状態に戻る。

そして、CVCFP において出力抑制が完了した後、下アーム短絡を再度行う。下アーム短絡を行うことで、直流端子の電流は完全に零となる。その後、図 6.6 左側に示すように機械接点を事故時とは逆順、すなわち最初に連系接点 S_{IN} を開放して負極から切り離し、 S_P を投入することで正極に CVCFP を接続する。その後、CVCFP は下アーム短絡

を解除して交流側の電圧を零から定格値までランプ状に復帰させる。この結果、洋上風力発電設備 WPP1 から CVCFP を介した送電が再開する。

CVCFP からの送電が再開するとともに、事故によって一度放電したケーブルが再充電される。そして、ケーブルが十分に充電されたタイミングで、図 6.6 に示すように AVR P 側の交流遮断器を投入して AVR P を再連系する。ケーブルが充電されたタイミングで交流遮断器を再投入することで、変換器を介して流れる突入電流を抑制できる。その後、AVR P はゲートブロックを解除して DCAVR 動作（電圧制御動作）を開始する。この結果、事故区間を除去しながら正極を介して CVCFP と AVR P の間で送電が復帰する。

6.3.5 設計手法

これまで説明してきた再構成と同様に、本章で提案した手法についても、事故時、復旧時ともに図 6.5 および図 6.6 の V_{ac1} が示すように、洋上交流集電系統では瞬時電圧低下が発生する。これは、洋上側変換器の下アーム短絡動作に伴い、変換器の交流端子が等価的に三相短絡するためである。本電圧低下に対しては、これまでと同様にすでに陸上の風力発電設備に具備されている FRT（Fault ride through）機能を応用する。

図 6.8（再掲）は系統連系規程で定められている、風力発電設備の運転継続が求められる電圧低下幅であり、残電圧 0%、継続時間 0.15 秒と残電圧 90%、継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続するよう設計されている。よって、部分再構成に伴う瞬時電圧低下が事故時運転継続要件を満たすように、NBS および機械接点 S_P 、 S_{IN} の動作時間を設計することで、風力発電設備は既存技術の応用で運転を継続できる。ここで、復旧後の部分再構成を行う場合は、事故時の部分再構成完了後にインターバルを設ける。これは、事故時と復旧後の部分再構成に際して計 2 度風力発電設備は電圧低下に晒されることとなり、連続的な電圧低下によって風力発電設備が停止する懸念があるためである。風力発電設備の瞬時電圧低下への代表的な対処法として、ブレーキングチョッパを風力発電設備に挿入する手法がある [76]。ブレーキングチョッパは半導体スイッチと抵抗からなり、瞬時電圧低下に伴う風力発電設備の余剰電力をブレーキングチョッパ内の抵抗で消費することで、風車の過度な加速を回避する。よって、事故時の部分再構成の後、このブレーキングチョッパの熱拡散時間のインターバルを設けた後、復旧後の部分再構成を行う。これにより、風力発電設備の脱落を回避することができる。この考えに基づき、後述する FRT 要件に応じた設計は事故時と復旧

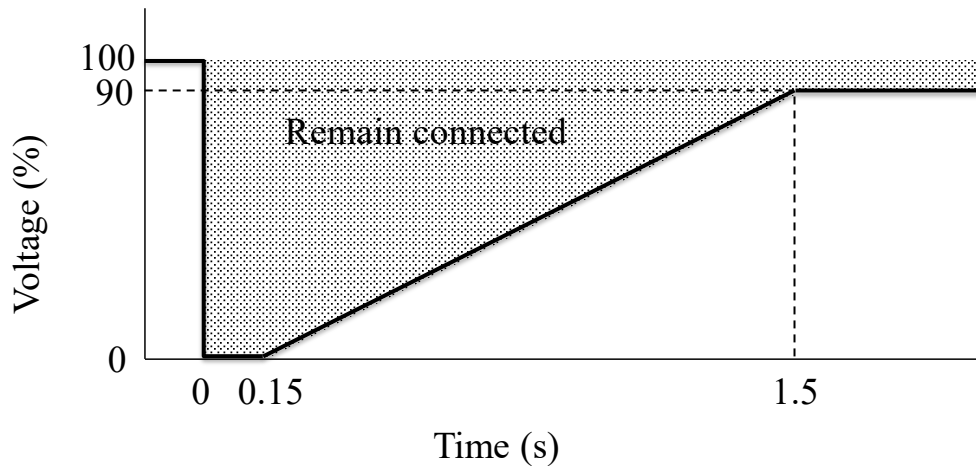


図 6.8: 風力発電設備の事故時運転継続 (FRT) 要件 [77] (再掲)

後それぞれ個別に行う。

具体的な設計方法として、150 ms の零電圧期間、および電圧復帰期間について、第4章と同様に以下の条件式を満たす必要がある。

$$t_{\text{int}} + t_{\text{open}} + t_{\text{close}} = t_{\text{zero}} < 150 \text{ ms} \quad (6.1)$$

$$t_{\text{zero}} + t_{\text{recover}} < 1.5 \text{ s} \quad (6.2)$$

ただし、部分再構成では洋上端子でのみ接続先の切替を行うため、陸上端子に関わる設計は含まれない。したがって、 t_{int} は洋上端子での事故電流遮断時間、 t_{open} および t_{close} それぞれ洋上端子の機械接点の開放および閉路時間である。対応する区間については、図 6.3 に事故時の部分再構成の場合、図 6.7 に復旧後の部分再構成の場合それぞれについて示している。シミュレーションにおいては、 t_{int} は約 40 ms、 t_{open} を 20 ms、そして t_{close} は 40 ms としている。 t_{int} については機械式直流遮断器の動作時間を参考に決定している。この結果、部分再構成に伴う零電圧期間は 100 ms となり、50 ms のマージンをもって式 (6.1) を満たすことができる。

加えて、洋上側変換器の電圧制御によって決まる電圧復帰時間 t_{recover} は 100 ms に設定しており、これは式 (6.2) に対して十分なマージンがある。これらの設計によって式 (6.1) および式 (6.2) は満たされ、風力発電設備の運転継続を実現できる。

表 6.1: Circuit parameters.

Rated power per pole		1000 MW
Rated dc voltage		± 500 kV
Rated ac voltage		275 kV
System frequency		50 Hz
Opening time of S_P	t_{open}	20 ms
Opening time of ACCB		40 ms
Closing time of S_{IN}	t_{close}	40 ms
Operating voltage of NBS		50 kV (10%)
Arm reactance of MMC	L_{arm}	5% (based on 1 pole)
DC inductance of MMC	L_{dc}	45 mH
Unit capacitance constant of MMC	H	60 ms
Leakage reactance	L_{ac}	15% (based on 1 pole)

機械接点や交流遮断器の動作時間は表 6.1 に示した通りである。

初期状態では洋上風力発電設備 WPP1, WPP2 が双方とも定格値 1pu 分発電しており、陸上側変換器 APRP, APRN は双方とも 0.5pu 分を直流側から交流側へ供給する。この結果、陸上側端子 AVRП, AVRN は残りの 0.5pu の潮流を直流側から交流側へ供給することとなる。本初期状態の下、時刻 0 秒に洋上側端子の至近端に挿入した S_{Fault} を投入することで、正極地絡事故を発生させている。以下に、シミュレーション結果を 1.交直変換器のブロック動作と事故電流遮断, 2.洋上側交直変換器の接続先切替, 3.送電復帰の 3 段階で示していく。図 6.10, 図 6.11, 図 6.12 は、それぞれ事故極陸上側変換器 (APRP, AVRП), 事故極洋上側変換器 (CVCFP), 健全極変換器 (APRN, AVRN, CVCFN) に関する波形である。値は単位法で表示しており、電力の基準値は変換器の定格電力である 1000 MW とし、直流電圧の基準値は変換器の定格直流端子電圧である 500 kV, 交流電圧の基準値は定格線間電圧 275 kV, 各部の電流の基準値は定格電力と定格電圧から計算している。

6.4.1 交直変換器のブロック動作と事故電流遮断

事故が発生すると、事故極側の変換器は陸上側と洋上側で異なるブロック状態に移行する。また、洋上側変換器については部分再構成によりその接続先を事故極から健全極に切り替える。以下に、陸上側と洋上側それぞれのブロック時の動作を示す。

6.4.1.1 陸上側の動作

まず、図 6.10 を用いて事故時の事故極陸上側変換器 APRP, AVRП の動作を確認する。事故が発生すると、(a) 事故極陸上側変換器 APRP の直流端子電圧 v_{APRP} からわかるように電圧低下が発生した。この電圧低下に伴い、陸上側変換器 APRP, AVRП はゲートブロック状態に移行した。この際、変換器のブロックと同時に交流遮断器への遮断指令を送信している。ゲートブロックを行った後も、陸上側変換器である (b)APRP の直流端子電流 i_{APRP} 、および (c)AVRP の直流端子電流 i_{AVRP} から確認できるように、定格値と比較して 8 倍近くの電流が流れている。これは、(d)AVRP の交流側電流 i_r, i_s, i_t の増加からもわかるように、交流側からダイオード整流器動作をしている交直変換器を介して直流側に流入する電流である。したがって、変換器がゲートブロックしてから遅延時間 40 ms の経過後（時刻 41 ms）交流遮断器が動作して i_r, i_s, i_t が遮断されると、直流側の電流も減衰していく。

6.4.1.2 洋上側の動作

次に、図 6.11 を用いて事故時の事故極側洋上側変換器 CVCFP の動作を確認する。事故発生とともに (a) 洋上側変換器 CVCFP の端子電圧 v_{CVCFP} から確認できるように電圧低下が発生し、この電圧低下を検出して CVCFP は下アーム短絡を行った。下アーム短絡に伴い、(b)WPP1 の交流電圧 v_{uv}, v_{vw}, v_{wu} から確認できるように、事故極の洋上交流集電系統では電圧低下が発生した。下アーム短絡と同時に、NBS に遮断指令を送った。この結果、(b)CVCFP の直流端子電流 i_{CVCFP} から確認できるように、遅延時間 30 ms の後、 t_{NBS} のタイミングで NBS が動作して直流側の電流が遮断された。(d)WPP1 の交流電流 i_u, i_v, i_w から確認できるように、洋上風力発電設備 WPP1 から洋上側変換器 CVCFP には交流電流が流れ続けるが、本電流は変換器の短絡された下アーム内を循環するのみで、

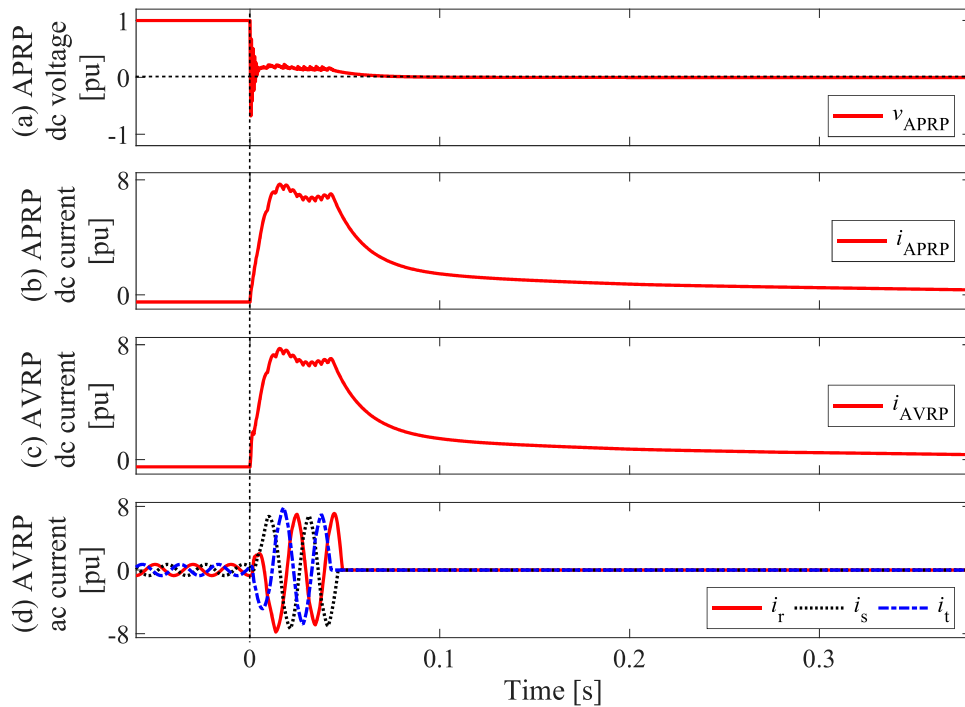


図 6.10: 地絡事故発生時の陸上 MMC のシミュレーション結果

直流側には流出しない。またこの際、洋上風力発電設備は電流制御を行うため、交流側電流 i_u, i_v, i_w は定格値付近で制御される。

以上の結果より、下アーム短絡と低耐圧直流遮断器 NBS の組み合わせで直流側の事故電流を遮断可能であり、遮断開始時刻 t_{NBS} の (b)CVCFP の直流端子電流 i_{CVCFP} からわかるように、遮断電流も定格に対して 1.5 倍程度である。このように NBS には、高速な動作および定格電流を大きく上回る電流遮断性能は必要なく、既存の機械直流遮断器相当で充分である。

6.4.2 洋上側変換器の接続先切替

洋上側変換器 CVCFP において直流側の事故電流が遮断された後、その接続先は事故極から健全極に切り替わる。図 6.11(e) に示すように、事故電流遮断後、遅延時間 20 ms の経過後に直流側に挿入されている主接点 S_p が t_{open} のタイミングで開放し、洋上風力発電設備 WPP1 および交直変換器 CVCFP が事故極から切り離された。その後、遅延時間 40 ms の経過後に正極と負極の直流端子間に挿入されている連系接点 S_{IN} が t_{close} のタイミングで投入され、洋上風力発電設備 WPP1 および交直変換器 CVCFP は健全極に接

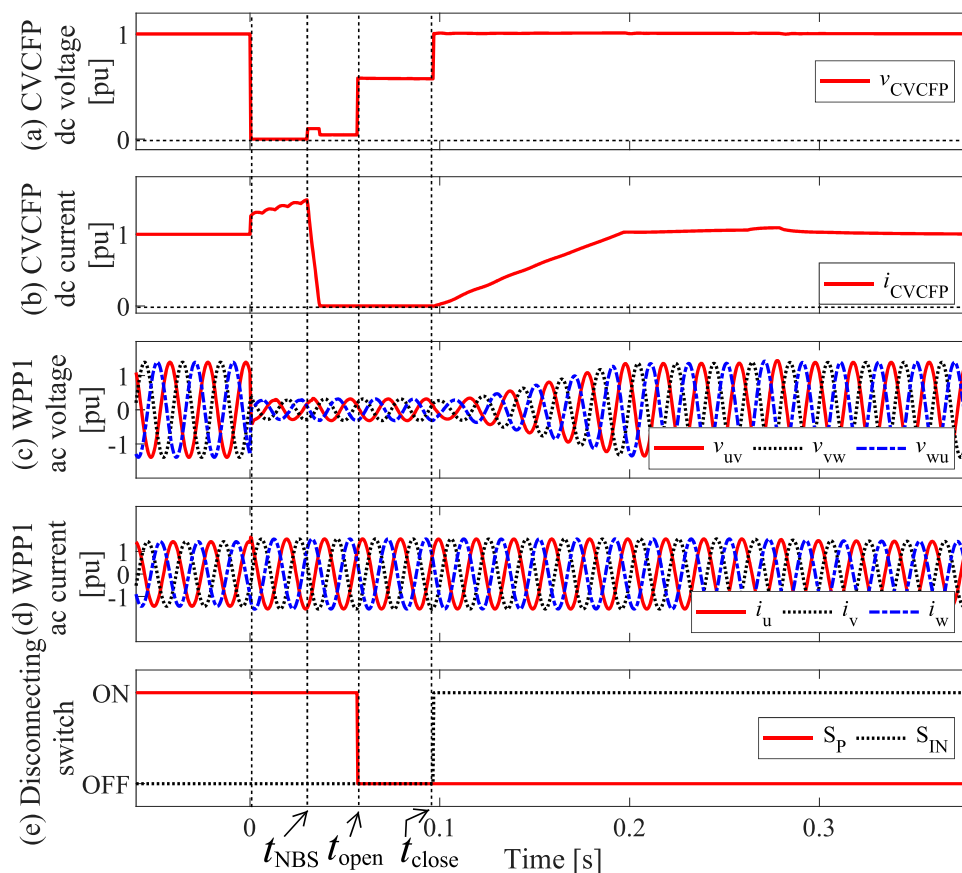


図 6.11: 地絡事故発生時の洋上 MMC のシミュレーション結果

続された。この間も CVCFP は下アーム短絡を継続しているため、図 6.11(c) の WPP1 の交流電圧 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} から確認できるように、洋上交流集電系統の電圧は低下したままである。

6.4.3 送電復帰

洋上側交直変換器の接続先切替完了後、送電を復帰させる。健全極に接続後、洋上側変換器 CVCFP は下アーム短絡を解除し、図 6.11(c) の WPP1 の交流電圧 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} から確認できるように、洋上交流集電系統の電圧をランプ状に 100 ms かけて零から定格値まで増加させた（時刻 98 ms ~ 198 ms）。洋上交流集電系統の電圧復帰に伴い WPP1 からの送電が復帰し、図 6.11(b) の CVCFP の直流端子電流 i_{CVCFP} から確認できるように、直流側の電流も増加した。

ここで健全極の陸上側の 2 端子 AVR_N, APR_N において、切り替えた洋上側変換器

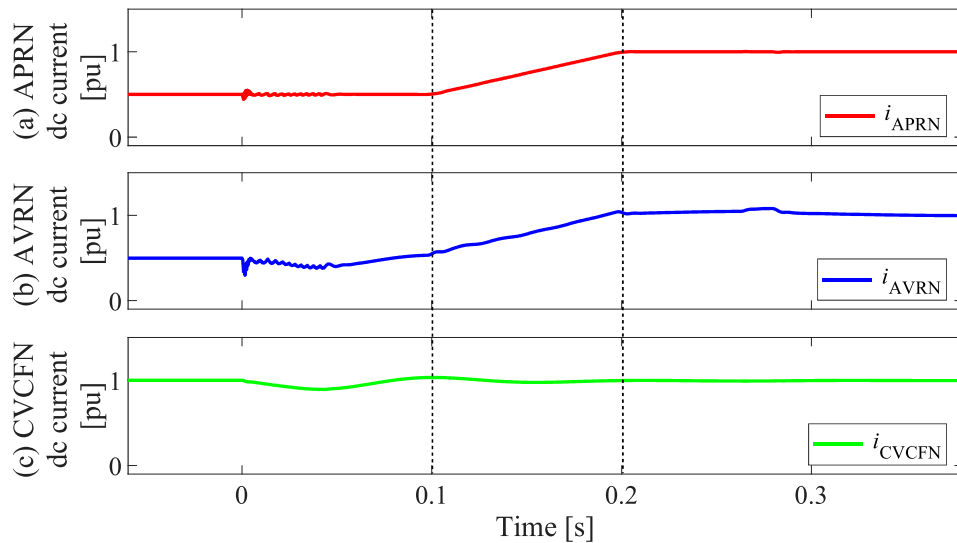


図 6.12: 地絡事故発生時の健全極側 MMC のシミュレーション結果

CVCFP の送電電力を分担する必要がある。図 6.12 にこれら健全極側の変換器の直流電流を示す。ここでは、陸上側の電力制御端子 APRN の電力指令値をランプ状に 100 ms かけて 0.5pu から 1pu に変更した（時刻 100 ms ~ 150 ms）。この結果、(a)APRN の直流端子電流 i_{APRN} が 0.5pu から 1.0pu に増加した。よって、切替を行った洋上側変換器 CVCFP の潮流 1pu のうち、0.5pu 分が電力制御を行っている陸上側変換器 APRN に供給された。一方、残りの 0.5pu 分がスラックノードとして動作している電圧制御端子 AVRN に供給された。これは (b)AVRN の直流端子電流 i_{AVRN} が 0.5pu から 1.0pu に変化していることからわかる。結果として、陸上側変換器 2 端子の潮流は双方とも 0.5pu から 1pu に増加するが、過負荷にはならない。なお、もともと健全極に接続していた洋上側変換器 CVCFN の電力は、(c)CVCFN の直流端子電流 i_{CVCFN} から確認できるように 1pu に保持されたままである。

以上の結果より、事故発生後、洋上風力発電設備 WPP1 と洋上側変換器 CVCFP による潮流が、部分再構成により健全極を介して送電継続できることが確認された。

6.4.4 FRT 要件との比較

洋上交流集電系統の電圧 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} から確認できるように、事故発生から送電復帰までの期間中に洋上側変換器 CVCFP の下アーム短絡に起因して交流側で電圧低下が発生した。この電圧低下に対して洋上側風力発電設備が運転を継続できるように、図 6.8 に

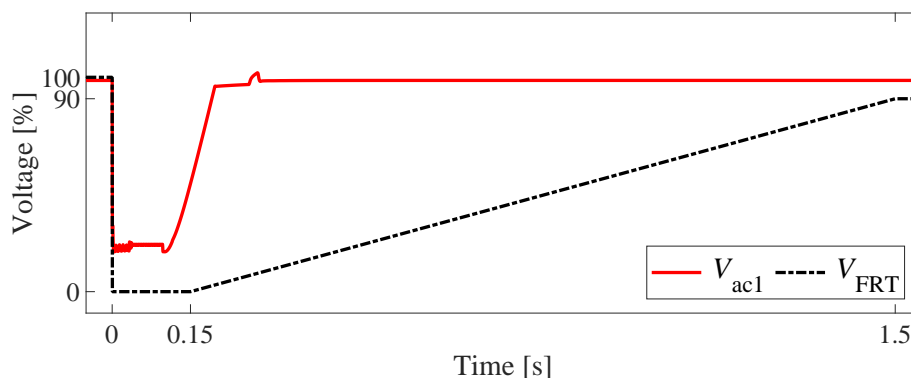


図 6.13: 事故時の部分再構成時の洋上交流電圧 V_{ac1} と FRT 要件 V_{FRT} の比較

示した風力発電設備の運転継続要件に基づいて部分再構成を終えるよう設計を行っている。図 6.13 は、洋上交流集電システムの電圧 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} を $\alpha\beta$ 変換した際の振幅 V_{ac1} と FRT 要件 V_{FRT} を比較した結果である。本結果より、切替動作に伴う瞬時電圧低下は設計通り風力発電設備が FRT 可能な範囲内にあり、風力発電設備 WPP1 は運転継続可能である。

以上の結果より、提案手法の適用により、3 端子双極直流送電において洋上風力発電設備の運転継続が実現可能であることをシミュレーションにより確認できた。

6.4.5 復旧後の部分再構成

次に、図 6.14 に復旧後の部分再構成のシミュレーション結果を示す。本動作を開始する前に、事故の発生したケーブル両端の断路器を開放することで事故区間を切り離している。また、事故時に動作した AVR と APR の交流遮断器は事故後開放状態のままである。

まず最初に、CVCFP はその交流側の電圧 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} をランプ状に 40 ms かけて定格値から零に低下させた。その結果、洋上風力発電設備から CVCFP へ流入する電力は零になる。CVCFP は交流側の電力と直流側の電力がバランスするように直流電流を制御しているため、直流側の電流 i_{CVCFP} は交流側からの電力が零になるとともにほぼ零になった。その後、CVCFP は時刻 t_{asp} で変換動作を停止し、下アーム短絡を行った。この結果、直流端子電圧 v_{CVCFP} から確認できるように、定格電圧が直流端子に印加され、直流端子電流 i_{CVCFP} は完全に零となる。CVCFP がその直流端子の電流を低下させている 0 s から t_{asp} までの間、APRN もその直流端子電流を電流制御により 1.0pu から事故前の電流である 0.5pu に低下させた。この結果、AVRN の電流も 1.0pu から事故前の電流で

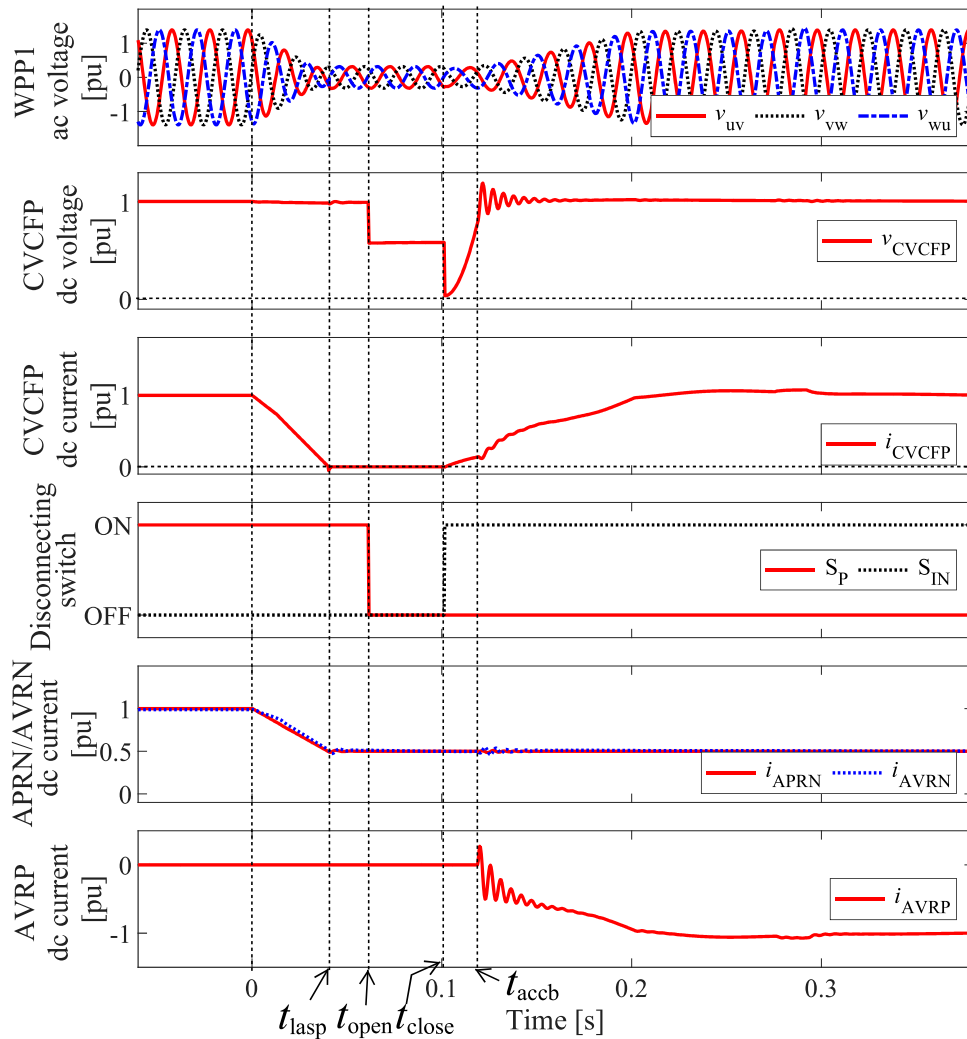


図 6.14: 復旧後の部分再構成のシミュレーション結果

ある 0.5pu に戻り、健全極の潮流は事故前の状態に戻った。

その後、連系接点と主接点を事故時とは逆順で動作させる。時刻 t_{open} に連系接点 S_{IN} が開放して CVCFP を健全極から切り離した。そして t_{close} に S_P が投入され、CVCFP を元の接続先である正極に接続した。この際、CVCFP は事故に伴い放電した正極に接続されるため、その直流端子電圧 v_{CVCFP} は零となる。そして、CVCFP は下アーム短絡を解除し、 v_{uv} , v_{vw} , v_{wu} から確認できるように交流側の電圧を 100 ms かけて零から定格値にランプ状に復帰させた。この復帰に応じて、洋上風力発電設備、CVCFP を介した送電が復帰する。これは一度事故時に放電した正極側のケーブルを再充電し、CVCFP の直流端子電圧 v_{CVCFP} が t_{close} から t_{accb} にかけて上昇した。そしてケーブルの電圧が十分に充電された t_{accb} のタイミングで、AVRP の交流遮断器が再投入された。この際、ケー

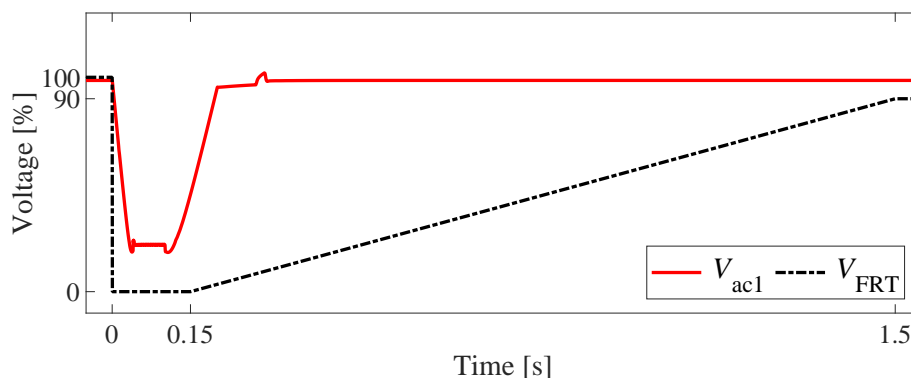


図 6.15: 復旧後の再構成における洋上交流電圧 V_{ac1} と FRT 要件 V_{FRT} の比較

ブルは十分に充電されているため、AVRP の直流端子電流 i_{AVRP} から確認できるように、投入時の突入電流は小さい。交流遮断器の再投入後 AVRP は変換動作を再開し、この結果 AVRP と CVCFP の間での送電が再開した。これは、それぞれの直流端子電流 i_{CVCFP} と i_{AVRP} が一致していることから確認できる。

図 6.15 は復旧後の部分再構成に伴う洋上交流系統の電圧低下を FRT 要件と比較した結果である。本結果から確認できるように、部分再構成に伴う電圧低下は FRT 要件における風力発電設備の運転継続範囲に収まっており、風力発電設備は運転継続可能である。結論として、風力発電設備を運転継続させながら、一度事故が発生した正極を介して送電を再開できることを確認した。

6.5 本章のまとめ

本章では、3 端子双極直流送電において、直流事故時の洋上風力発電設備の運転継続を実現する手法を提案した。提案法では、陸上側では交流遮断器を用いた保護方式を行うのに対し、洋上側では再構成を行う。再構成では、洋上側交直変換器の下アーム短絡と低耐圧直流遮断器 NBS を組み合わせることで直流側の電流を即座に遮断し、洋上側交直変換器の接続先を事故極から健全極に切り替える。この結果、事故の影響を受けた洋上側交直変換器および連系する洋上風力発電設備は、その接続先を健全極に変更することで送電を継続できる。また本再構成は系統連系規程で定められた風力発電設備の FRT 機能に基づいて行われる。これにより、系統連系規程に準拠した風力発電設備であれば、既存の機能の応用で運転継続が実現される。さらに、直流送電の実現に向けて開発途上にある、高速・大電流遮断が可能な直流遮断器を必要としないため、直流遮断器の導入

に伴うシステムの高コスト化・複雑化を回避しながら供給信頼度を向上できる可能性がある。また事故時の再構成に加え、復旧後の再構成も提案した、本手法は事故区間を断路器で切り離しつつ、一度再構成を行った洋上端子に再度再構成を適用して元の接続先に復帰させることで、一度事故の発生した極でも送電を再開する手法である。そして、瞬時値シミュレーションにより提案法を検証し、洋上風力発電設備が運転継続可能であることを確認した。

第7章

結論

7.1 本論文の成果

本論文では、直流送電における事故時の供給信頼度向上のため、洋上風力発電設備の運転継続を目的とし、再構成手法を提案した。再構成手法では、ハーフブリッジ型 MMC である洋上変換器に、短絡動作を適用することで事故電流を遮断し、その接続先を高速遮断器（機械接点）によって事故回線から健全回線に切り替えて送電を再開する。本動作中、洋上変換器では短絡動作を行うため、洋上の交流集電系統では瞬時電圧低下が発生する。そこでこの瞬時電圧低下が、既存の系統連系規程で定められた風力発電設備の事故時運転継続（FRT）機能の範囲に収まるよう再構成を設計する。このように風力発電設備の特徴を踏まえた再構成を行うことで、高速動作するハイブリッド式直流遮断器や耐事故変換器を用いることなく風力発電設備の運転継続を実現できる。

第3章ではまず、対称単極構成であるダイオードを用いた多回線直流送電システムに着目した。本構成において、陸上側はダイオードを用いて事故電流を遮断するのに対し、洋上端子では再構成手法により洋上変換器で事故電流を遮断しつつ、その接続先を切り替えることで風力発電設備の運転継続を実現する。提案法を実規模シミュレーションと縮小モデルを用いた実験の双方で検証し、提案手法の適用により風力発電設備の運転継続が可能であることを確認した。

第4章では機械式直流遮断器を適用した多端子直流送電システムに着目した。第3章で対象としたダイオードを用いた構成の場合、ダイオードにより潮流方向が制限されるため、複数の系統間で双方向に電力融通する用途には適さない。そこでダイオードに代わる電流遮断方法として機械式直流遮断器に着目し、これを適用することで洋上および陸上交流系統間での電力融通が可能なシステムを構築した。機械式直流遮断器は、機械

接点と半導体スイッチ双方を用いた複数の構成であるハイブリッド式直流遮断器と比較し、低コストに導入できる可能性がある。一方、機械式直流遮断器はハイブリッド式直流遮断器と比較して電流遮断に時間を要するため、陸上側変換器では一時的にスイッチング動作を停止し、事故除去後ただちに再起動する短時間ゲートブロック動作を適用した。本動作と洋上側の再構成を組み合わせ、これらの動作を風力発電設備の運転継続機能を基に包括的に設計することで、機械式直流遮断器の適用と風力発電設備の運転継続を両立した。提案手法を縮小モデルを用いた実験により検証し、その妥当性を確認した。

第5章では、第3章および第4章で対称単極構成を想定していたのに対し、双極構成を対象として風力発電設備の運転継続を実現する手法を提案した。対称単極構成と双極構成を比較すると、同じ地絡事故でも双極構成の方がより電圧低下幅が大きく、事故電流の遮断が難しい。これに対し、再構成手法に低耐圧直流遮断器 NBS や接地抵抗を応用することで高速な事故電流の遮断を可能とし、これらを風力発電設備の運転継続機能に応じて設計することで、風力発電設備の運転継続を実現した。また、ダイオード転流型 NBS を新たに提案することにより、送電線路が非常に長距離である場合や陸上交流系統のインピーダンスが小さく事故電流が大きくなる場合でも、変換器の電流を即座に遮断し、再構成による風力発電設備の運転継続を実現した。提案手法を実規模シミュレーションにより検証し、提案手法の適用により、条件がより厳しい双極構成であっても風力発電設備が運転継続可能であることを確認した。

第6章では、第5章において2端子双極直流送電を対象としていたのに対し、洋上風力発電設備と複数の陸上系統を連系する3端子双極直流送電を対象とした。ここでは、多端子双極直流送電の潮流制御の柔軟性を活かし、部品点数を削減しながら風力発電設備の運転継続を実現した。具体的には、洋上側変換器では再構成を行うが、陸上側変換器については直流側に付属の設備は挿入せず、既存技術である交流遮断器のみで事故電流を遮断する。このように、洋上と陸上双方で再構成を行っていた第5章の手法と比較して、再構成を洋上側変換器のみ部分的に適用することで、必要な部品点数を削減しながら風力発電設備の運転継続を実現できる。提案手法を実規模シミュレーションにより検証し、洋上側変換器に部分的に再構成を適用することで風力発電設備が運転継続可能であることを確認した。

以上に示すように、本稿では第3章で提案した再構成手法を軸として、対称単極構成や双極構成等様々な構成において風力発電設備の運転継続を実現した。いずれの手法においても、洋上風力発電設備の特性に着目しつつ、系統構成や電流遮断要素の工夫を行

うことにより、耐事故変換器やハイブリッド式直流遮断器を用いることなく風力発電設備の運転継続を実現した。したがって、本論文の成果を活用することで、コストの増加を回避しながら直流事故時の供給信頼度を向上できる可能性がある。

参考文献

- [1] 石原 孟：「洋上風力発電の現状と展望」, 電気学会誌, Vol. 131, No. 7, pp. 415-419 (2011-11)
- [2] F. Blaabjerg and K. Ma, “Wind Energy Systems,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, no. 11, pp. 2116-2131, Nov. 2017.
- [3] 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会：「洋上風力産業ビジョン（第1次）概要」（2020）
Available online : <https://www.mlit.go.jp/kowan/content/001382704.pdf> (accessed on 22 February 2025).
- [4] 横山 明彦：「高圧直流送電技術の現状と課題および将来への展望」, 電気学会誌, Vol. 137, No. 11, pp. 745-746 (2017-11)
- [5] N. R. Watson and J. D. Watson, “An overview of HVDC technology”, *Energies*, vol. 13, no. 17, pp. 4342, Aug. 2020.
- [6] D. Suzuki, N. Kawakami, M. Mori and T. Uchiumi, ”Commissioning test and Operation results of New Hokkaido-Honshu HVDC Link,” *2022 International Power Electronics Conference (IPEC-Himeji 2022- ECCE Asia)*, Himeji, Japan, 2022.
- [7] H. Pang and X. Wei, ”Research on Key Technology and Equipment for Zhangbei 500kV DC Grid,” *2018 International Power Electronics Conference (IPEC-Niigata 2018 - ECCE Asia)*, Niigata, 2018, pp. 2343-2351.
- [8] S. H. Ashrafi Niaki, Z. Liu, Z. Chen, B. Bak-Jensen and S. Hu, “Protection System of

- Multi-Terminal MMC-based HVDC Grids: A Survey,” *2022 International Conference on Power Energy Systems and Applications (ICoPESA)*, 2022, pp. 167-177.
- [9] 新井 卓郎 他：「新北海道本州間連系設備に適用した 300MW-250kV 自励式変換器の事故時運転継続機能」, 2019 年電気学会産業応用部門大会, Vol. 1, No. 85, pp. 356–359 (2019-8)
- [10] D. Jovcic, W. Lin, S. Nguéfeu and H. Saad, ”Low-Energy Protection System for DC Grids Based on Full-Bridge MMC Converters,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 4, pp. 1934-1943, Aug. 2018.
- [11] 菊間 俊明, 竹中 清, 高崎 昌洋, 福島 知之, 内海 貴徳：「直流事故電流を抑制可能な自励式直流送電システムの制御保護方式」, 電気学会論文誌 B, Vol. 133, No. 5, pp.449–456 (2013-5)
- [12] M. Callavik, A. Blomberg, J. Häfner, and B. Jacobson, “The hybrid HVDC breaker, an innovation breakthrough enabling reliable HVDC grids,” *ABB Grid Syst.*, Zürich, Switzerland, Techn. Paper, November 2012.
- [13] W. Zhou et al., “Development and test of a 200kV full-bridge based hybrid HVDC breaker,” *2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE’15 ECCE-Europe)*, 2015, pp. 1-7.
- [14] 中山 比呂, 佐野 憲一朗：「洋上風力発電向け多回線直流送電の基本構成と直流線路事故時の保護方式」, 電気学会論文誌 B, Vol.140, No.11, pp.795-802 (2020-11)
- [15] K. Sano and H. Nakayama, ”A Fault Protection Method for Avoiding Overvoltage in Symmetrical Monopole HVDC Systems by Half-Bridge MMC,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 165219-165226, 2021.
- [16] A. Lesnicar and R. Marquardt, ”An innovative modular multilevel converter topology suitable for a wide power range,” *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*,, Bologna, Italy, 2003, Vol.3, pp. 6-11.
- [17] M. A. Perez, S. Ceballos, G. Konstantinou, J. Pou and R. P. Aguilera, ”Modular Mul-

- tilevel Converters: Recent Achievements and Challenges,” *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, vol. 2, pp. 224-239, 2021.
- [18] P. Bakas et al., ”Review of Hybrid Multilevel Converter Topologies Utilizing Thyristors for HVDC Applications,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 36, no. 1, pp. 174-190, Jan. 2021.
- [19] D. Zhang, D. Dong, R. Datta, A. Rockhill, Q. Lei and L. Garces, ”Modular Embedded Multilevel Converter for MV/HVDC Applications,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, no. 6, pp. 6320-6331, Nov.-Dec. 2018.
- [20] P. D. Judge, M. M. C. Merlin, T. C. Green, D. R. Trainer and K. Vershinin, ”Thyristor-Bypassed Submodule Power-Groups for Achieving High-Efficiency, DC Fault Tolerant Multilevel VSCs,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 1, pp. 349-359, Feb. 2018.
- [21] R. Blasco-Gimenez, S. Añó-Villalba, J. Rodríguez-D’Derlée, F. Morant and S. Bernal-Perez, ”Distributed Voltage and Frequency Control of Offshore Wind Farms Connected With a Diode-Based HVdc Link,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, no. 12, pp. 3095-3105, Dec. 2010.
- [22] S. Bernal-Perez, S. Ano-Villalba, R. Blasco-Gimenez and J. Rodriguez-D’Derlee, ”Efficiency and Fault Ride-Through Performance of a Diode-Rectifier- and VSC-Inverter-Based HVDC Link for Offshore Wind Farms,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 6, pp. 2401-2409, June 2013.
- [23] L. Yu, R. Li and L. Xu, ”Distributed PLL-Based Control of Offshore Wind Turbines Connected With Diode-Rectifier-Based HVDC Systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 3, pp. 1328-1336, June 2018.
- [24] A. Bidadfar, O. Saborío-Romano, N. A. Cutululis and P. E. Sørensen, ”Control of Offshore Wind Turbines Connected to Diode-Rectifier-Based HVdc Systems,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 12, no. 1, pp. 514-523, Jan. 2021.
- [25] 菊間俊明, 高崎昌洋: 「2重Y結線モジュラーマルチレベル変換器の制御法」, 電

- 気学会論文誌 D, Vol.133, No.9, pp.917-927 (2013-9)
- [26] Working Group B4.55, "HVDC connection of offshore wind power plants," CIGRE, Brochure, Tech. Rep. 619, May 2015.
- [27] 藤田英明, 萩原誠, 赤木泰文:「MMCC-DSCC 方式モジュラーマルチレベルコンバータのパワーフロー解析と直流コンデンサ電圧の制御」, 電気学会論文誌 D, vol. 132, no. 6, pp. 659–665 (2012-6)
- [28] 新村直人, 赤木泰文:「三相モジュラー・マルチレベル・カスケード変換器 (MMCC-DSCC) の非干渉制御」, 電気学会論文誌 D, vol. 132, no. 11, pp 1055–1064 (2012-11)
- [29] 川村弥, 萩原誠, 赤木泰文:「スター結線を有するモジュラー・マルチレベル・カスケード変換器 (MMCC-xSBC) のパワーフロー解析とコンデンサ電圧制御」, 電気学会論文誌 D, vol. 135, no. 7, pp. 775–786 (2015-7)
- [30] W. Leterme, P. Tielens, S. De Boeck and D. Van Hertem, "Overview of Grounding and Configuration Options for Meshed HVDC Grids," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 6, pp. 2467-2475, Dec. 2014.
- [31] F. Badrkhani Ajaei and R. Iravani, "Cable Surge Arrester Operation Due to Transient Overvoltages Under DC-Side Faults in the MMC–HVDC Link," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, no. 3, pp. 1213-1222, June 2016.
- [32] H. Wang, G. Tang, Z. He and J. Yang, "Efficient Grounding for Modular Multilevel HVDC Converters (MMC) on the AC Side," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 3, pp. 1262-1272, June 2014.
- [33] M. Wang, J. Beerten and D. Van Hertem, "Pole Voltage Balancing in HVDC Systems: Analysis and Technology Options," *2019 IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy, 2019, pp. 1-6.
- [34] M. Wang, W. Leterme, G. Chaffey, J. Beerten and D. Van Hertem, "Pole Rebalancing Methods for Pole-to-Ground Faults in Symmetrical Monopolar HVDC Grids," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 34, no. 1, pp. 188-197, Feb. 2019.

- [35] A. Hassanpoor, Y. -j. Häfner, A. Nami and K. Vinothkumar, "Cost-effective solutions for handling dc faults in VSC HVDC transmission," *2016 18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe)*, 2016, pp. 1–7.
- [36] PROMOTioN Workpackage 9 "Deliverable 9.2: DC grid protection testing procedures and guidelines", Dec. 2018.
- [37] J. Candelaria and J. -D. Park, "VSC-HVDC system protection: A review of current methods," *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, Phoenix, AZ, USA, 2011, pp. 1-7.
- [38] E. Kontos, R. T. Pinto, S. Rodrigues and P. Bauer, "Impact of HVDC Transmission System Topology on Multiterminal DC Network Faults," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 2, pp. 844-852, April 2015.
- [39] O. Vestergaard and P. Lundberg, "Maritime Link The First Bipolar VSC HVDC with Overhead Line," *2019 AEIT HVDC International Conference (AEIT HVDC)*, Florence, Italy, 2019, pp. 1-4.
- [40] L. Tang and B. Ooi, "Locating and Isolating DC Faults in Multi-Terminal DC Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 3, pp. 1877-1884, July 2007.
- [41] R. Dantas, J. Liang, C. E. Ugalde-Loo, A. Adamczyk, C. Barker and R. Whitehouse, "Progressive Fault Isolation and Grid Restoration Strategy for MTDC Networks," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 2, pp. 909-918, April 2018.
- [42] P. Wang, X. P. Zhang, P. F. Coventry, R. Zhang and Z. Li, "Control and protection sequence for recovery and reconfiguration of an offshore integrated MMC multi-terminal HVDC system under DC faults", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 86, pp. 81-92, 2017.
- [43] R. Marquardt, "Modular Multilevel Converter topologies with DC-Short circuit current limitation," *8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia*, Jeju, Korea (South), 2011, pp. 1425-1431.

- [44] A. A. Elserougi, A. M. Massoud and S. Ahmed, "A Switched-Capacitor Submodule for Modular Multilevel HVDC Converters With DC-Fault Blocking Capability and a Reduced Number of Sensors," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, no. 1, pp. 313-322, February 2016.
- [45] X. Li, W. Liu, Q. Song, H. Rao and S. Xu, "An enhanced MMC topology with DC fault ride-through capability," *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Vienna, Austria, 2013, pp. 6182-6188.
- [46] J. Qin, M. Saeedifard, A. Rockhill and R. Zhou, "Hybrid Design of Modular Multilevel Converters for HVDC Systems Based on Various Submodule Circuits," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 1, pp. 385-394, Feb. 2015.
- [47] S. Cui and S. -K. Sul, "A Comprehensive DC Short-Circuit Fault Ride Through Strategy of Hybrid Modular Multilevel Converters (MMCs) for Overhead Line Transmission," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 11, pp. 7780-7796, Nov. 2016.
- [48] E. Shahriari, F. Gruson, P. Vermeersch, P. Delarue, F. Colas and X. Guillaud, "A Novel DC Fault Ride Through Control Methodology for Hybrid Modular Multilevel Converters in HVDC Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 6, pp. 2831-2840, Dec. 2020.
- [49] J. Hu, K. Xu, L. Lin and R. Zeng, "Analysis and Enhanced Control of Hybrid-MMC-Based HVDC Systems During Asymmetrical DC Voltage Faults," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 3, pp. 1394-1403, June 2017.
- [50] Y. Liu, Y. Jin, Z. Li, Y. Liu, B. Li and Z. Duan, "Mechanical DC Breakers and Hybrid MMC-Based Coordinated Strategy for MMC-HVDC DC Fault Riding Through," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 11, no. 4, pp. 3705-3714, Aug. 2023.
- [51] X. Li, Q. Song, W. Liu, H. Rao, S. Xu and L. Li, "Protection of Nonpermanent Faults on DC Overhead Lines in MMC-Based HVDC Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 1, pp. 483-490, Jan. 2013.

- [52] A. A. Elserougi, A. S. Abdel-Khalik, A. M. Massoud and S. Ahmed, "A New Protection Scheme for HVDC Converters Against DC-Side Faults With Current Suppression Capability," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 4, pp. 1569-1577, Aug. 2014,
- [53] S. Wang, C. Li, O. D. Adeuyi, G. Li, C. E. Ugalde-Loo and J. Liang, "Coordination of MMCs With Hybrid DC Circuit Breakers for HVDC Grid Protection," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 34, no. 1, pp. 11-22, Feb. 2019.
- [54] F. Mohammadi et al., "HVDC Circuit Breakers: A Comprehensive Review," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 36, no. 12, pp. 13726-13739, Dec. 2021.
- [55] T. Senda, T. Tamagawa, K. Higuchi, T. Horiuchi and S. Yanabu, "Development of HVDC Circuit Breaker Based on Hybrid Interruption Scheme," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 3, pp. 545-552, March 1984.
- [56] T. Eriksson, M. Backman, and S. Halen, "A low loss mechanical HVDC breaker for HVDC grid applications," *Proc. CIGRE Session*, Aug. 2014, pp. 1-8.
- [57] S. Hara, M. Hirose, M. Hatano, S. Kinoshita, H. Ito and K. Ibuki, "Fault protection of metallic return circuit of Kii channel HVDC system," *Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission*, London, UK, 2001, pp. 132-137.
- [58] M. Backman, L. Liljestr and, F. Rafatnia and R. Du, "Passive DC neutral breaker for bipolar HVDC schemes," *2017 4th International Conference on Electric Power Equipment - Switching Technology (ICEPE-ST)*, Xi'an, China, 2017, pp. 347-351.
- [59] C. Davidson et al., "DC Circuit Breakers for High-Voltage dc Grids: Present and Future," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 22, no. 5, pp. 87-99, Sept.-Oct. 2024.
- [60] C. M. Franck, "HVDC Circuit Breakers: A Review Identifying Future Research Needs," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 2, pp. 998-1007, April 2011.
- [61] D. Jovcic and Bin Wu, "Fast fault current interruption on high-power DC networks," *IEEE PES General Meeting*, Minneapolis, MN, USA, 2010, pp. 1-6.

- [62] K. Sano and M. Takasaki, "A Surgeless Solid-State DC Circuit Breaker for Voltage-Source-Converter-Based HVDC Systems," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, no. 4, pp. 2690-2699, July-Aug. 2014.
- [63] X. Zhang et al., "A State-of-the-Art 500-kV Hybrid Circuit Breaker for a dc Grid: The World's Largest Capacity High-Voltage dc Circuit Breaker," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 14, no. 2, pp. 15-27, June 2020.
- [64] R. Hasegawa, K. Kanaya, Y. Koyama, T. Matsumoto and T. Ishiguro, "Principle Experiment of Current Commutated Hybrid DCCB for HVDC Transmission Systems," *2018 International Power Electronics Conference (IPEC-Niigata 2018 -ECCE Asia)*, Niigata, Japan, 2018, pp. 2011-2015.
- [65] J. Sneath and A. D. Rajapakse, "Fault Detection and Interruption in an Earthed HVDC Grid Using ROCOV and Hybrid DC Breakers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, no. 3, pp. 973-981, June 2016.
- [66] X. Yu and L. Xiao, "A DC Fault Protection Scheme for MMC-HVDC Grids Using New Directional Criterion," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 1, pp. 441-451, Feb. 2021.
- [67] G. Tang, and Z. Xu, "A LCC and MMC hybrid HVDC topology with dc line fault clearance capability", *Int. Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 62, pp. 419-428, November 2014.
- [68] M. Andersson, X. Yang and C. Yuan, "2-Terminal hybrid HVDC cost effective alternatives for clearing temporary DC line faults," *2017 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Bangalore, India, 2017, pp. 1-6.
- [69] P. Düllmann, P. Ruffing, C. Brantl, C. Klein and R. Puffer, "Interoperability among DC protection strategies based on fault blocking converters and DC circuit breakers within a multi-terminal HVDC system," *15th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2020)*, Liverpool, UK, 2020, pp. 1-6.
- [70] L. Shi, G. P. Adam, R. Li and L. Xu, "Enhanced Control of Offshore Wind Farms

- Connected to MTDC Network Using Partially Selective DC Fault Protection,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 9, no. 3, pp. 2926-2935, June 2021.
- [71] S. Jiang, Y. Xin, G. Li and L. Wang, “A Novel DC Fault Ride-Through Method for Wind Farms Connected to the Grid Through Bipolar MMC-HVDC Transmission,” *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 35, no. 6, pp. 2937–2950, Dec. 2020.
- [72] Y. Sun et al., ”DC fault ride-through for wind power integration via MMC-HVDC based on precise control of energy storage configured inside wind farm,” *Renewable Power Generation and Future Power Systems Conference 2023 (RPG 2023 UK)*, Glasgow, UK, 2023, pp. 64-70.
- [73] M. A. Parker, D. Holliday and S. J. Finney, ”DC protection for a multi-terminal HVDC network including offshore wind power featuring a reduced DC circuit breaker count”, *J. Eng.*, vol. 2019, no. 17, pp. 4511-4515, Apr. 2019.
- [74] 小笠原 悟司, 山岸 直行, 戸塚 弘之, 赤木 泰文: 「瞬時電力のフィードフォワード制御を付加した電圧形 PWM 整流器・インバータ」, 電気学会論文誌 D, No.111, Vol.11, pp. 937-944 (1991-11)
- [75] D. Wu et al., ”Grid Integration of Offshore Wind Power: Standards, Control, Power Quality and Transmission,” *IEEE Open Journal of Power Electronics*, vol. 5, pp. 583-604, 2024.
- [76] M. Tsili and S. Papathanassiou, “A review of grid code technical requirements for wind farms,” *IET Renewable Power Gener.*, vol. 3, no. 3, pp. 308–332, Sep. 2009.
- [77] 日本電気協会 系統連系専門部会: 「系統連系規程」, JEAC 9701-2019 (2019)
- [78] ABB’ s high voltage cable unit, “XLPE submarine cable systems: Attachment to XLPEland cable systems-users guide,” Rev. 5.
Available online : <https://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/xlpe-submarine-cable-systems-2gm5007.pdf> (accessed on 1 Decemer 2022).

- [79] 野田 琢：「国内外における電力系統瞬時値解析プログラムの開発動向」，電気学会論文誌 B, Vol. 131, No. 11, pp.872–875 (2011-11)
- [80] 佐野 憲一郎，宜保 直樹，中島 達人，守口 聡一，今西 隆夫：「モジュラーマルチレベル変換器のゲートブロック中の現象解析を可能とした瞬時値解析用平均値モデル」，平成 26 年電気学会全国大会，平成 26 年電気学会全国大会論文集，電気学会，Vol. 6, No. 179, pp. 333-334 (2014-3)
- [81] D. C. Ludois, J. K. Reed, G. Venkataramanan, “Hierarchical Control of Bridge-of-Bridge Multilevel Power Converters”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol.57, no.8, pp.2679–2690, Aug. 2010.
- [82] H. Saad et al., “Modular Multilevel Converter Models for Electromagnetic Transients,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 3, pp. 1481-1489, June 2014.
- [83] M. Zaja and D. Jovcic, “Coordination of mechanical DCCBs and temporary blocking of half bridge MMC,” *15th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2019)*, Coventry, UK, 2019, pp. 1-6.
- [84] A. Bertinato and J. C. Gonzales, “Development of a protection strategy for future DC networks based on low-speed DC circuit breakers,” *CIGRE Session*, A3-111, 2018.
- [85] A. Bertinato, P. Torwelle, G. Dantas De Freitas, M. Colmenero, and B. Raison, “Pole-to-ground fault protection strategy for HVDC grids under symmetrical monopolar configuration,” *2019 IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy, 2019.
- [86] 山花 龍之介，佐野 憲一郎，菅野 純弥，福嶋 純一：「洋上風力発電連系用の双極直流送電の直流線路事故時における送電継続法 一事故回線復旧後の系統切替一」，電気学会 電力技術/電力系統技術合同研究会，電気学会 電力技術/電力系統技術合同研究会論文集，電気学会，vol. 4, no. PE-23-225, pp. 137-141 (2023-9)
- [87] M. Li, Y. Luo, J. He, Y. Zhang and A. P. S. Meliopoulos, “Analytical Estimation of MMC Short-Circuit Currents in the AC In-Feed Steady-State Stage,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 37, no. 1, pp. 431-441, Feb. 2022.

発表論文

論文誌

- 榎本 光芳, 佐野 憲一朗, 菅野 純弥, 福嶋 純一: 「多回線直流送電の系統切替時における発電設備の運転継続法」, 電気学会論文誌 B, Vol. 142, No. 1, pp. 41–50 (2022-1)
- Mitsuyoshi Enomoto, Kenichiro Sano, Junya Kanno, Junichi Fukushima, "Continuous Operation of Wind Power Plants Under Pole-to-Ground Fault in an HVDC System Consisting of Half-Bridge MMCs and Disconnecting Switches," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 38, no. 3, pp. 3812-3823, March 2023.
- Mitsuyoshi Enomoto, Kenichiro Sano, Junya Kanno, Junichi Fukushima. "Reconfiguration of Bipolar HVDC System for Continuous Transmission Under DC Line Fault," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 39, no. 7, pp. 8622-8633, July 2024.

国際会議

- Mitsuyoshi Enomoto, Kenichiro Sano, Junya Kanno, Junichi Fukushima, "Continuous Operation of Wind Power Plants under DC Line Faults in Multi-Circuit HVDC Transmission System," *2021 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Vancouver, BC, Canada, 2021, pp. 1236-1240,
- Mitsuyoshi Enomoto, Kenichiro Sano, Yushi Koyama, Kei Sekiguchi, Takahiro Ishiguro, Daichi Suzuki. "Fault Handling Method in an HVDC System with Half-Bridge MMCs and Hybrid DC Circuit Breakers," *2023 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Nashville, TN, USA, 2023, pp. 692-697.

国内会議

- 伊藤 雅俊, 榎本 光芳, 佐野 憲一朗：「モジュラーマルチレベル変換器による仮想慣性制御 - 直流送電システムの CVCF 制御端子への適用 -」, 電気学会電力系統技術研究会, vol. 2, no. PSE-25-025, pp. 77-81, Jan. 2025.
- 榎本 光芳, 若月 圭眞, 佐野 憲一朗：「低速保護方式を適用した多回線直流送電システムの実験検証」, 電気学会 電力技術/電力系統技術合同研究会, 電気学会 電力技術/電力系統技術合同研究会論文集, 電気学会, vol. 4, no. PE-24-169, pp. 71-79, Sept. 2024.
- 榎本 光芳, 佐野 憲一朗, 菅野 純弥, 松田 洋：「3端子双極直流グリッドにおける洋上風力発電設備の運転継続を可能とする部分再構成法」, 令和6年電気学会電力・エネルギー部門大会, 令和6年電気学会電力・エネルギー部門大会, 電気学会, pp. 1-8, Sept. 2024.
- 若月 圭眞, 榎本 光芳, 佐野 憲一朗：「多回線直流送電における機械式直流遮断器の適用可能性の検討」, 令和6年電気学会全国大会, 令和6年電気学会全国大会論文集, 電気学会, vol. 6, no. 215, pp. 375-376, Mar. 2024.
- 榎本 光芳, 清水 雅哉, 若月 圭眞, 佐野 憲一朗：「多回線直流送電の構成と直流事故除去方式」, 令和6年電気学会全国大会, 令和6年電気学会全国大会論文集, 電気学会, vol. 6, no. 214, pp. 373-374, Mar. 2024.
- 北條 励, 榎本 光芳, 佐野 憲一朗, 児山 裕史, 関口 慧, 石黒 崇裕, 鈴木 大地：「2回線直流送電の両極事故時送電継続手法の実験検証」, 令和5年電気学会全国大会, 令和5年電気学会全国大会論文集, 電気学会, vol. 4, no. 112, pp. 197-198, Mar. 2023.
- 榎本 光芳, 佐野 憲一朗, 菅野 純弥, 福嶋 純一：「双極直流送電の直流線路事故に対する風力発電設備の運転継続法」, 電気学会 電力技術/電力系統技術合同研究会, 電気学会 電力技術/電力系統技術合同研究会論文集, 電気学会, vol. 4, no. PE-22-171, pp. 65-73, Sept. 2022.
- 榎本 光芳, 佐野 憲一朗, 菅野 純弥, 福嶋 純一：「多回線直流送電における系統切替手法の実験検証」, 令和4年電気学会全国大会, 令和4年電気学会全国大会論文集, 電気学会, vol. 6, no. 196, pp. 331-332, Mar. 2022.
- 榎本 光芳, 佐野 憲一朗, 菅野 純弥, 福嶋 純一：「多回線直流送電の直流線路事故時における発電設備の運転継続法」, 令和2年電気学会電力・エネルギー部門大会,

令和2年電気学会電力・エネルギー部門大会, pp. 1-6, Sept. 2020.

特許など

- 佐野 憲一郎, 榎本 光芳, 福嶋 純一, 菅野 純弥. 送電制御装置、直流送電システム、及びプログラム. 特許. 公開. 国立大学法人東京工業大学, 東京電力ホールディングス株式会社. 2023/06/12. 特願 2023-096536. 2024/06/24. 特開 2024-084107. 2024.

表彰

- 榎本 光芳：令和6年電気学会 優秀論文発表賞「低速保護方式を適用した多回線直流送電システムの実験検証」, 2024年9月
- 榎本光芳：電気学会 電力・エネルギー部門大会 YOC (Young engineer Oral presentation Competition) 優秀発表賞「3端子双極直流グリッドにおける洋上風力発電設備の運転継続を可能とする部分再構成法」, 2024年9月
- 榎本 光芳：電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会 電力技術委員会奨励賞「双極直流送電の直流線路事故に対する風力発電設備の運転継続法」, 2022年9月
- 榎本 光芳：IPEC2022 Student Poster Competition, Excellent Presentation Award, “Continuous Operation of Wind Power Plants under DC Line Faults in Multi-Circuit HVDC Transmission System,” 2022年5月
- 榎本 光芳：東京工業大学工学院電気電子系電気電子コース 優秀修士論文賞「洋上風力発電向け多回線直流送電の供給信頼度向上に関する研究」, 2022年2月
- 榎本 光芳：電気学会 電力・エネルギー部門大会 YOC (Young engineer Oral presentation Competition) 優秀発表賞「多回線直流送電の直流線路事故時における発電設備の運転継続法」, 2020年9月

獲得外部資金

- 日本学術振興会 特別研究員奨励費 (科研費)
- パワーアカデミー研究助成 萌芽研究

謝辞

本研究を遂行するにあたり、丁寧にご指導いただきました指導教員の佐野 憲一朗 助教に心より御礼申し上げます。研究室に所属した段階では知識と技量の双方において大変未熟でありましたが、多くの時間をかけ非常に丁寧に、研究に必要な文献調査、課題設定、計画の策定、課題解決、論文執筆の方法をご教授いただき、自ら考えながら主体的に研究に取り組めるようになれました。また、国内外での積極的な研究発表、共同研究の機会、他大学との交流など、研究室の枠に収まらず、様々な場面で自身の研究について議論する機会も設けていただき、幅広い視点を持って自身の研究を客観的に捉える姿勢も身につけることができました。まだ研究者として未熟な点は多々ございますが、研究生活を通じて得た専門性と研究遂行能力、そして、得られた知見や成果を広い視野をもって伝えていく能力を今後の研究生活にも多いに活かして参ります。

また、同じくパワーエレクトロニクス研究室の藤田 英明 教授、萩原 誠 准教授、浦壁 隆浩 特任教授におかれましては、学内外での発表に向けた練習会や輪講の際に、研究について多くの貴重なご意見、ご助言を頂きました。これらのご意見、ご助言は、普段の研究活動では気付かなかった視点から自身の研究を捉え、課題点を見つけたり新しい展開を考えたりする上で、大変価値あるものになりました。ここに御礼申し上げます。講義や学内発表の際に、様々な知識、ご助言をご教授いただいた、電力グループの先生方をはじめとした工学院電気電子の教員の皆様にも御礼申し上げます。

この度、外部審査員になっていただいた東京都市大学 中島 達人 教授には、大変お忙しいにも関わらず学位論文をご精読いただき、大変貴重なご意見、ご指摘を頂きました。これらは、自身の研究の位置付けや表現の方法、研究成果の実社会への応用を考える上で非常に重要な内容を多々含んでおり、これまでの研究成果を見直す上で大変参考になりました。心より御礼申し上げます。

同じ研究室に所属する修士課程の上田 拓海 氏、伊藤 雅俊 氏、清水 雅哉 氏、若月 圭

眞氏とは研究活動を共同で進める機会が多々あり、互いに研究について議論を行ったり、ともに実験活動を行ったりした際には、大変お世話になりました。研究活動に熱心に取り組む学生方が周りにいたおかげで、自らを律し、常に研究活動にモチベーションを持って取り組むことができました。ここに深く御礼申し上げます。研究室OBである北條 励氏、山花 龍之介氏とも共同で研究に取り組むことがあり、その節はお世話になりました。ここに御礼申し上げます。また、同じく研究室OBである中山比呂氏につきましては、本博士論文の研究成果の土台となる直流送電の知識やシミュレーション、実験設備に関して様々なことをご指南して頂きました。格別の御礼を申し上げます。

最後に、私の学生生活と私生活を支えて下さった両親や友人の皆様に心から感謝します。博士課程進学を決めた際、両親は反対することなく、温かく見守って下さいました。おかげで、大学入学時には全く考えられない程の知識、経験を積むことができました。この度、大学で学ぶ機会を設けて頂いたことに深く感謝し、博士課程まで得た知識、経験を最大限に活用し、持続可能なより良き社会の実現のため、今後も精進して参ります。