

多端子HVDCの制御・保護の標準仕様書案

目 次

1	目 的	3
2	多端子HVDCシステムの構成要素と主な機能	3
2.1	システム全体	3
2.2	上位制御系	4
2.3	変換所（端子）	4
2.4	交直変換器（極）	6
2.5	洋上WF・洋上系統・集電系統	7
3	上位制御系	8
3.1	上位制御系の電力配分機能の基本的な考え方	8
3.2	上位制御系の電力配分機能のフローチャート	10
3.3	上位制御系のインターフェース	11
4	定常状態における端子制御の案	13
4.1	多端子HVDCシステムの制御の基本的な考え方	13
4.2	MMCの制御ブロック線図の概略	14
4.3	直流系統側のローカル制御特性（ P_{DC} - V_{DC} 特性）	15
4.4	各変換所の協調	19
5	多端子HVDCシステムの運転状態とシーケンス	20
5.1	回線休止状態	21
5.2	停止状態	21
5.3	陸上変換所・直流系統立ち上げ状態	21
5.4	洋上変換所・洋上WF立ち上げ状態	22
5.5	通常運転状態	22
5.6	洋上変換所・洋上WF立ち下げ状態	22
5.7	陸上変換所・直流系統立ち下げ状態	22
5.8	運転中故障状態	23
5.9	起動停止中故障状態	23
5.10	縮退運転状態	23
5.11	再連系	26

6	多端子HVDCシステムにおける想定事故と構成機器の事故時応動	27
7	上位制御系による電力配分の検討事例	48
7.1	超過しない場合	49
7.2	超過する場合	50
8	縮退運転状態の具体例	59

1 目 的

本資料は、NEDO事業「次世代洋上直流送電システム開発事業」（以下、「本NEDO事業」と称す）において、多端子（マルチターミナル）HVDCシステムの各交直変換所および上位制御系の制御機能の要求仕様を検討するための討議資料として作成した。

2 多端子HVDCシステムの構成要素と主な機能

本章では、多端子HVDCシステムを構成する各要素（機器等）を定義する。多端子HVDCシステムは階層的に構成されるため、まずシステム全体を構成するサブシステムについて述べた上で、各サブシステム内部の構成要素について説明する。また、これらの構成要素に関する用語を定義する。

2.1 システム全体

図2.1.1に多端子HVDCシステム全体の概略図を示す。図2.1.1は左端の3つの洋上WFの発電電力を右端の2つの陸上系統に送電する、あるいは右端の2つの陸上系統の間で電力を融通する4端子HVDCシステムである（ここでは5端子を例示したが、本NEDO事業では端子数を5に限定するものではない）。以下、図2.1.1の左から右に沿って、各構成要素の主な機能を説明する。

洋上ウィンドファーム (windfarm: WF)は、洋上に建設した複数の風力発電装置（風力タービンと混同する恐れがない場合は「風車」とも称す）の群である。各風力発電装置は洋上変電所に連系しており、風によって発電した電力を電流源として出力する。

洋上変電所は、各風力発電装置の出力電圧を昇圧する。洋上変電所は交流ケーブルを介して洋上変換所に連系される。

洋上変換所は、洋上変電所から交流ケーブルを介して受電した交流電力を直流電力に変換して、直流系統に出力する。この場合、洋上変換所は直流系統に対して電流源として動作する。このような運転を直流側に対する「APR (automatic power regulator)運転」と称す。同時に、洋上変換所は洋上変電所を介して洋上WFに概ね一定振幅、一定周波数の交流電圧を供給する。このような運転を交流側に対する「CVCF (constant-voltage constant frequency)運転」、あるいは「自立運転」と称す。

直流系統は、複数の直流ケーブルから構成されている直流の送電ネットワークである。なお、本NEDO事業では、帰線あり双極(bipole with dedicated metallic return)、または対称単極(symmetrical monopole)を想定している。また、本NEDO事業では世界でも最高電圧である $\pm$ DC500kV級を想定している。直流系統を構成する各直流ケーブルは、大地との間に浮遊静電容量をもっている。このため、多端子HVDCシステムが停止しても、接地回路等でこの浮遊静電容量に蓄積された電荷を放電しない限り、停止直前の電位を保持する。

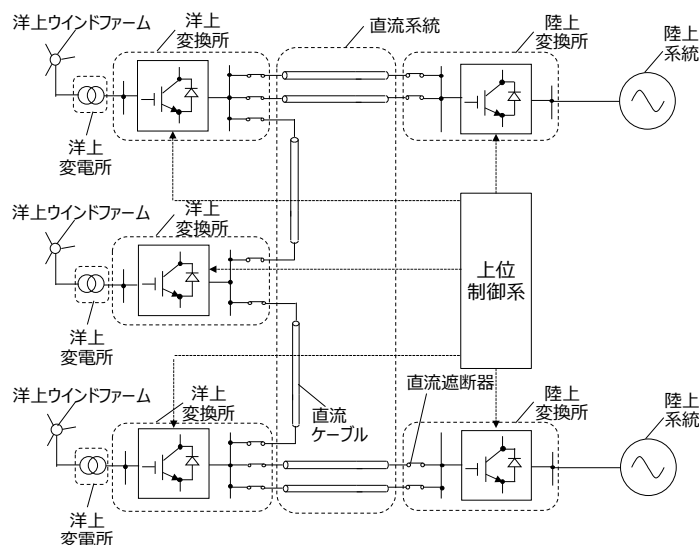


図2.1.1 多端子HVDCシステム全体の概略図

陸上変換所は、直流系統から得た電力を交流に再変換し、陸上系統に出力する。また、陸上変換所の1つ、あるいは複数の陸上変換所が協調して、直流系統の電圧を制御する。このような運転を直流側に対する「DC-AVR (DC automatic voltage regulator)運転」と称す。さらに、洋上WFの発電電力に関わらず、変換所の定格の範囲内で、2つの陸上系統の間で電力を融通する運転も可能である。

洋上変換所と陸上変換所を併せて単に「変換所」あるいは「端子」と称す。また、その特徴をもって「〇〇端」のようにも表記する（例えば「AVR端」、「陸上端」等）。運転している多端子HVDCシステムにおいて、ある変換所が意図せず停止すること、あるいは直流系統から切り離されることを「端子脱落」あるいは単に「脱落」と称す。また、脱落していた変換所が直流系統に再度接続され、運転開始することを「再連系」と称す。なお、意図的にある変換所を直流系統から切り離すことを「端子解列」あるいは単に「解列」と称す。

陸上系統は、一般的な電力系統である。本NEDO事業では、洋上WFとして500MW～1,000MW級を想定しており、その発電電力を受け入れられるように、陸上変換所の連系する交流系統としてAC500kV系統を想定している。

上位制御系は、多端子HVDCシステム全体の運転を制御する。直流系統の複数の地点で検出された電圧、電流に基づき、直流系統の運転が最適になるように（例えば損失を最小にするように）複数の変換所（端子）に対して直流電圧、直流電圧等の指令値を与える。

2.2 上位制御系

図2.1.1に示した多端子HVDCシステムの構成要素のうち、システム全体の運転を制御する上位制御系については、3章で詳しく述べることとする。

2.3 変換所（端子）

図2.3.1、図2.3.2に、洋上変換所、あるいは陸上変換所の概略図を示す。左端が交流側、右端が直流側であり、帰線あり双極の構成として描いている。図2.3.1は帰線あり双極の場合、図2.3.2は対称単極の場合である。

図2.3.1の帰線あり双極の場合、交流母線に正と負（あるいは図示のように「第1極」、「第2極」とも称す）の2つの交直変換器が連系している。交直変換器を「極」とも称する。それぞれの極が直流母線に接続しており、第1極が正の本線と帰線、第2極が帰線と負の本線に接続する。帰線は「中性線」とも称す。双極構成では、1つの極、または1本の直流ケーブルが何らかの原因で停止しても、双極合計の定格容量の50%の電力まで送電できるため、単極に比較して発電機会損失を低減できる。

図2.3.2の対称単極の場合、交流母線に1つの交直変換器が連系している。直流側では正の本線と負の本線に接続しており、直流母線にある分圧回路の分圧コンデンサによって大地電位との電位を固定する。

各変換所は、停止時やメンテナンス作業時の安全性を確保するため、接地開閉器と接地抵抗器からなる接地回路を備えている。接地回路は、直流系統を構成する直流ケーブルの浮遊静電容量に充電されている電荷を放電するものである。

変換所によっては、接地用遮断器を介して直流母線の帰線側を接地する場合がある。

図2.3.1、図2.3.2では交流、直流の各母線を単母線として描いたが、信頼性とコストの兼ね合いから、二重母線4ブスタイ方式や1+1/2遮断器方式にすることも考えられる。

各変換所は変換所制御装置（あるいは「端子制御装置」と称す）を備えており、上位制御系、他の変換所の変換所制御装置、後述する交直変換器制御装置（極制御装置）と各種信号を授受する。

帰線あり双極（図2.3.1）において、1つの極が意図せず直流系統から切り離されることを「極脱落」あるいは単に「脱落」と称す。なお、意図的に切り離した場合は「極解列」あるいは単に「解列」と称す。

交直変換器（極）は、極主遮断器、初充電回路、変換器用変圧器、交直変換回路で構成されている。交直変換回路は交流－直流変換を担う心臓部であり、本NEDOプロジェクトではモジュラーマルチレベル変換器 (modular multilevel converter: MMC) の使用を想定する。

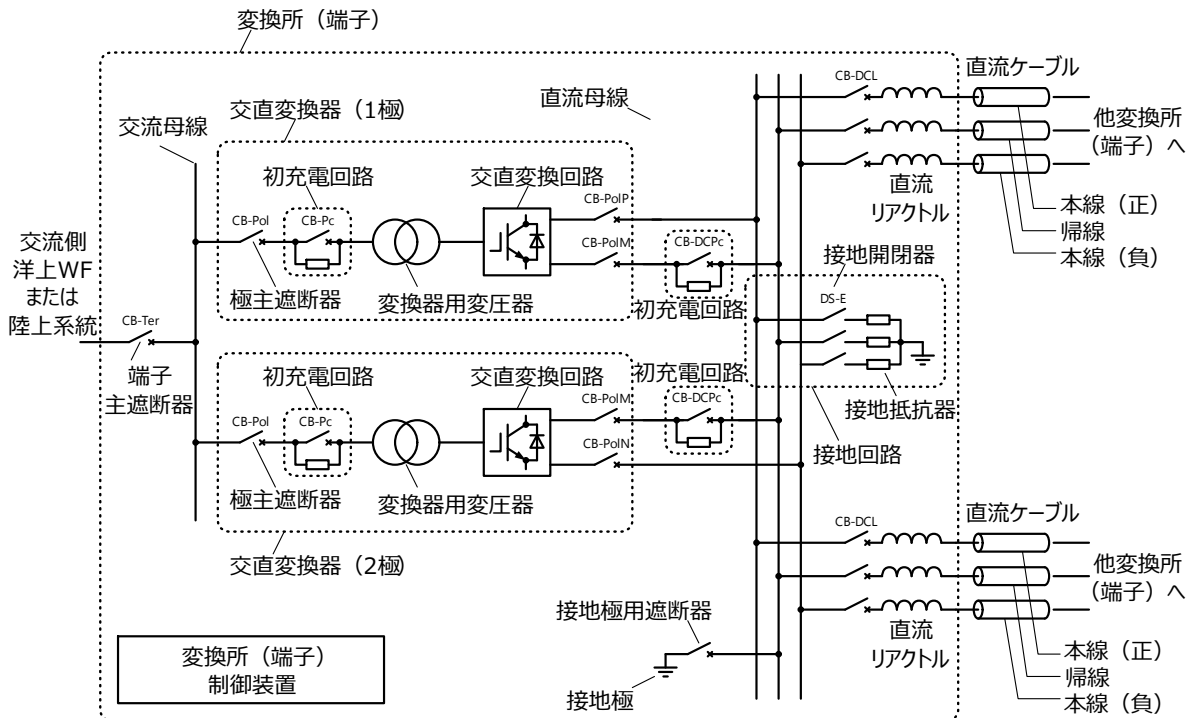


図2.3.1 変換所（端子）の概略図（帰線あり双極の場合）

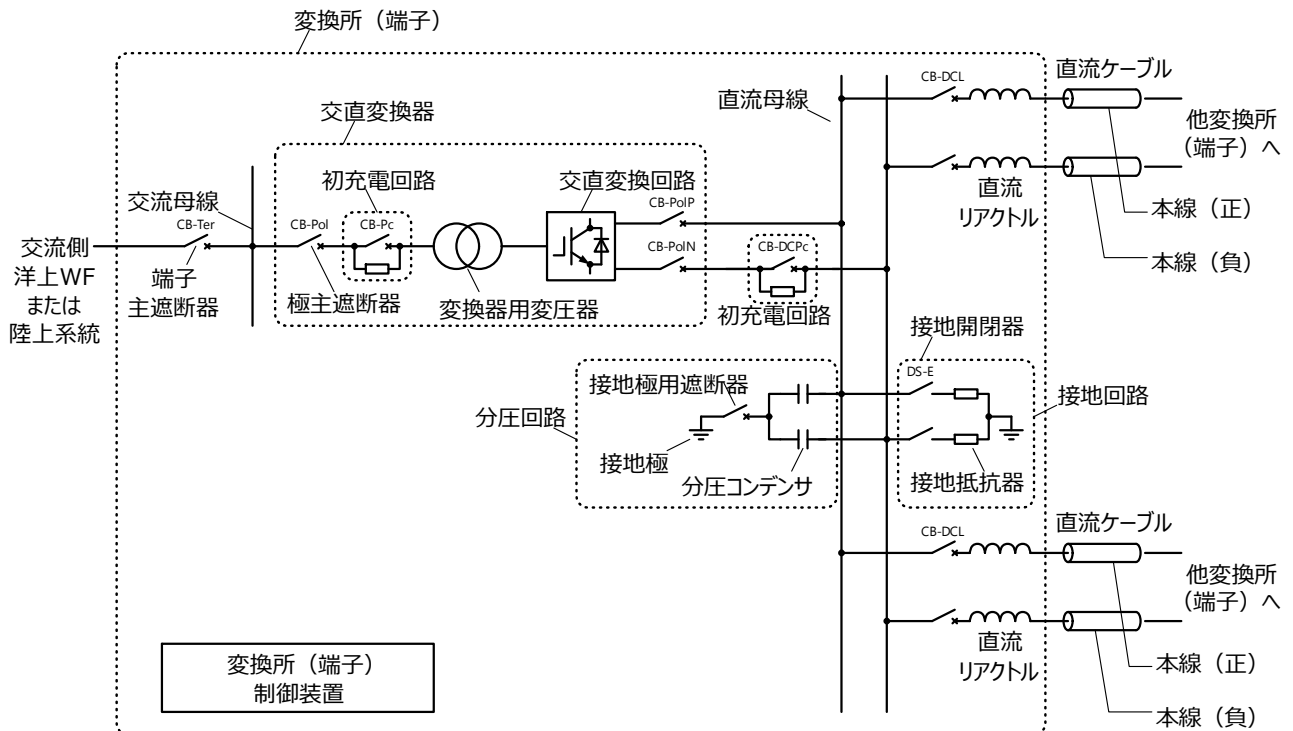


図2.3.2 変換所（端子）の概略図（対称単極の場合）

2.4 交直変換器（極）

図2.4.1に交直変換器（極）の概略図を示す。なお、わかりやすくするため、初充電回路と変換器用変圧器は図2.3.1、図2.3.2と重複して描いた。交直変換回路はMMCである。具体的にはアームとバッファリアクトルの直列回路を三相ブリッジ状に接続した構成であり、各アームは複数のチョッパセルの直列回路である。

また、必要に応じて、直流側にブレーキングチョッパを備える。ブレーキングチョッパは、例えば抵抗器とIGBTで構成されており、数10ms～数100msといった短時間であれば、洋上WFから送電される直流電力を抵抗器で消費することができる。例えば陸上交流系統の地絡・短絡事故に起因して陸上変換所の交流母線電圧が低下し、洋上WFからの発電電力を陸上交流系統に出力できなくなった際にも、陸上交流系統の事故は洋上の集電系統には波及しないため、洋上WFからの電力が電流源として出力（注入）され続けてしまう。

この場合、陸上変換所のMMCを構成する各チョッパセルのコンデンサ電圧、あるいは直流ケーブルの電圧が上昇し続ける。セルコンデンサ過電圧を検出して変換所が停止することを防止するため、陸上交流系統の短絡・地絡事故が継続している期間、ブレーキングチョッパを運転することで、洋上洋上WFの発電電力は熱として消費される。

実際、ドイツで実用化されている洋上WFのHVDC連系（多端子ではなくpoint-to-pointではあるが）では、陸上側変換所にブレーキングチョッパを設置している。なお、ブレーキングチョッパは、正と負の母線を接続する方式か、または正と負の母線と大地に1台ずつ接続する方式のいずれかが考えられる。特に対称単極では後者を用いる。

各交直変換器は交直変換器制御装置（あるいは「極制御装置」と称す）を備えており、上位制御系、同変換所の変換所制御装置（端子制御装置）、同変換所内の他の交直変換器制御装置（極制御装置）と各種信号を授受する。

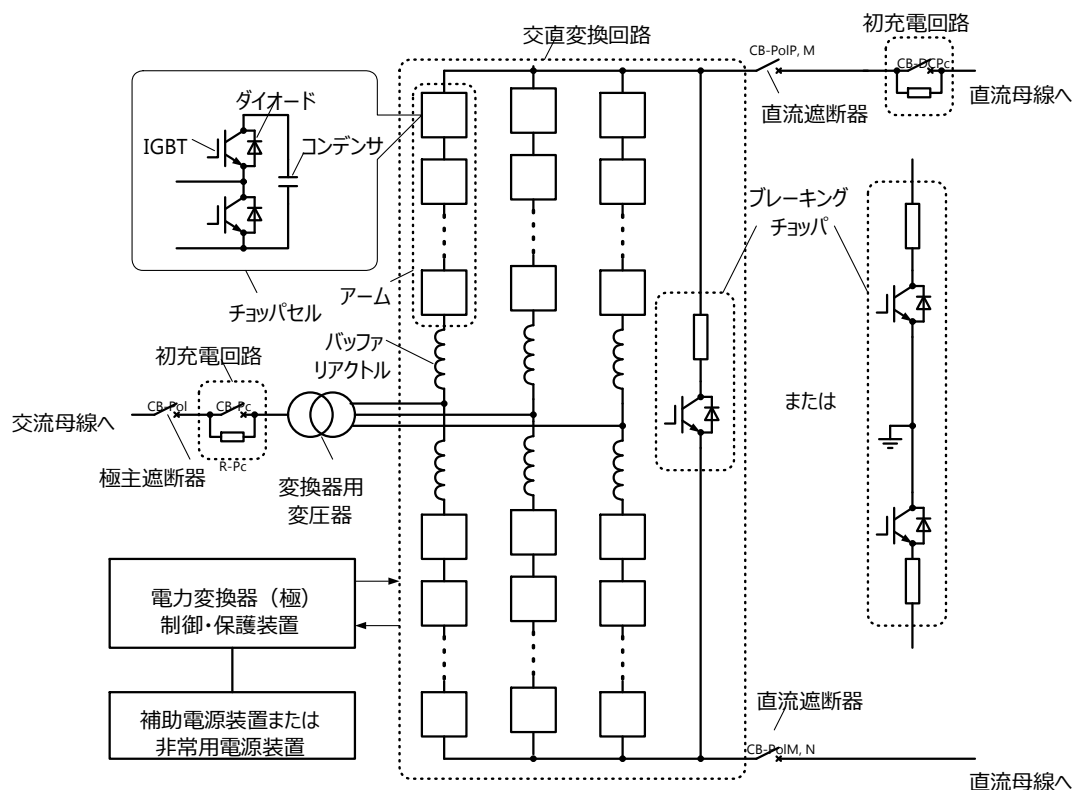


図2.4.1 交直変換器（極）の概略図

2.5 洋上WF・洋上系統・集電系統

図2.5.1に洋上WFと洋上変電所の概略図を示す。また、吹き出し内に各風力発電装置の内部構成例を示す。

前述のとおり、洋上WFは洋上に建設された複数の風力発電装置群である。風力発電装置は、図示のとおりいくつかのストリングに分かれており、ストリングごとに洋上変電所の中圧集電母線に接続している。

個々の風力発電装置は、風車(タービン)、ギアボックス、発電機、パワーコンディショナ(PCS)、連系用変圧器、PCS遮断器から構成されている(いわゆるフルコンバータ方式、あるいはWECCの分類によるType4)*1。PCS遮断器が開放されることを「風力発電装置解列」あるいは単に「解列」と称す。

洋上変電所は、中圧集電母線の交流電圧を昇圧変圧器で昇圧し、高圧集電母線と交流ケーブルを介して洋上変換所に接続する。

洋上WFは「洋上WF制御装置」を備えており、上位制御系、後述の変換所制御装置(端子御装置)等と通信し、例えば出力抑制(power curtailment)や陸上系統の周波数に応じた出力増減の指令を受け取る。

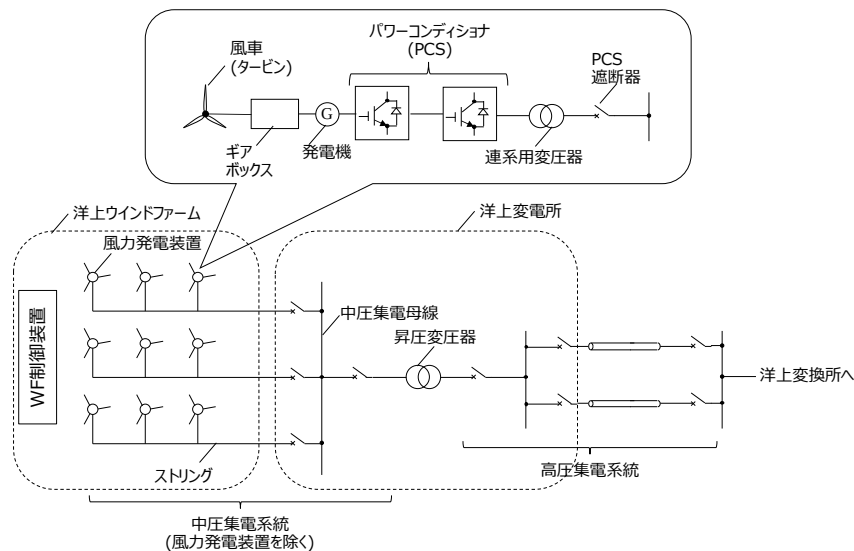


図2.5.1 洋上WFと洋上変電所の構成例
(集電系統での二段昇圧方式および電圧階級は一例を示す)

*1 ただし、本NEDO事業では、洋上WFをあるレベルで縮約したモデルを用いる。例えば、洋上WF全体を1つの電流源とみなす、あるいは、各風力発電装置のPCSまでをモデル化し、風車、ギアボックス、発電機といった機械的な要素を無視する、等である。2015年度は、洋上WF全体を1つの電流源とみなしたシミュレーションを実施した。

3 上位制御系

3.1 上位制御系の電力配分機能の基本的な考え方

3.1.1 上位制御の概論

多端子HVDCシステムでは、将来の各時刻において、各洋上風力発電所の発電事業者が計画する「洋上風力発電計画値」「洋上風力受電計画値」と陸上系統運用者（ISO等）が計画する「陸上端子間送受電計画値」の両計画値が存在する。

多端子HVDCシステム運用者は、これらの計画値および各設備容量、その時々各計画値の優先順位および各端子の運転状況等を考慮して各端子指令値を決定する。上位制御は、図3.1.1のとおり各端子に対して上記にて決定した各端子指令値に基づき運転指令を出し、各端子はその指令に従い運転する仕組みとする。

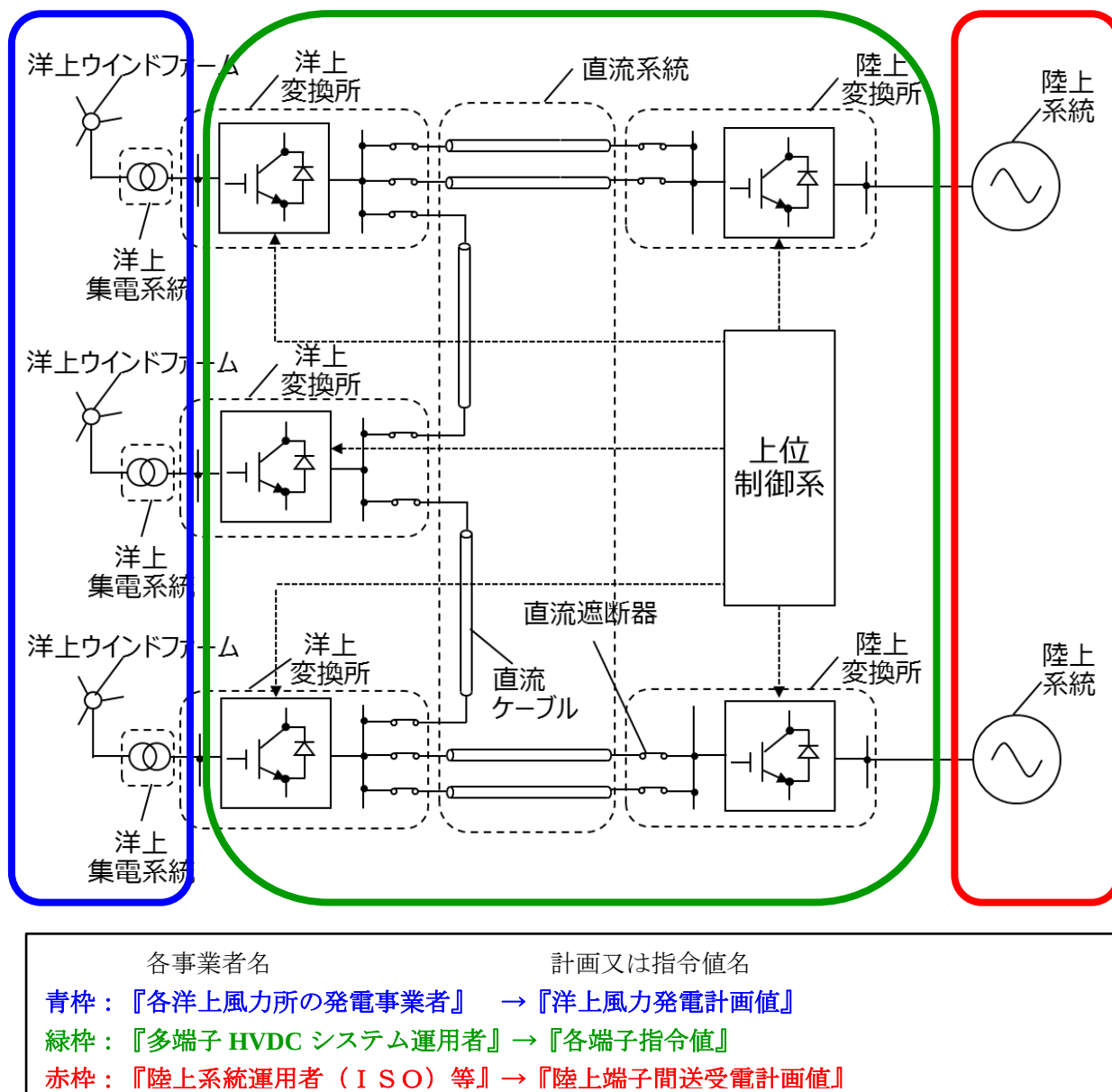


図3.1.1 多端子HVDCシステムの発電事業者、陸上系統運用者、および直流送電システム運用者の位置付け

3.1.2 定常時と過渡時における上位制御による電力配分

多端子HVDCシステムにおいて、各端子および各直流ケーブルの設備容量について、「超過しない場合」と「超過する場合」がある。各計画値について、多端子直流送電システム運用者と各事業者間での事前の取り決め等により、予め表3.1.1のような計画実施の優先順位が決められているものとする。この優先順位は、超過する場合における各計画値の調整時に必要となる。

超過しない場合、各端子指令値は各計画値の重ね合わせにより算出される。

超過する場合、始めに超過した分の設備容量を制約値に制限し、その制限した状態での各端子の電力量、各直流ケーブルの潮流量を多端子HVDCシステムの潮流方程式（詳細は7章を参照）により算出し、その算出された各端子電力量を各端子指令値とする。次にその端子指令値となるよう、各計画値のうち優先順位が低いものから順に計画値を調整する。

本算出のフロー図は3.2節の「上位制御系の電力配分機能のフローチャート」を参照し、算出事例は7章の「上位制御系による電力配分の検討事例」を参照のこと。

3.1.3 各計画値の優先順位

上記の超過しない場合、各計画値の優先順位が低い計画値の順から調整することで、超過した設備容量を制約値内に制限する。優先順位の例として、洋上3端子、陸上2端子の計5端子の場合を考えると、優先順位パターンは表3.1.1に示す6通りとなる。洋上風力受電は洋上風力発電が前提となるので、洋上風力受電計画が優先順位1になることはないものとする。

また各端子の運転状況等により調整不能なパターンが発生することもあり、そのようなパターンは採用不可となる。

表 3.1.1 各計画値の優先順位パターン

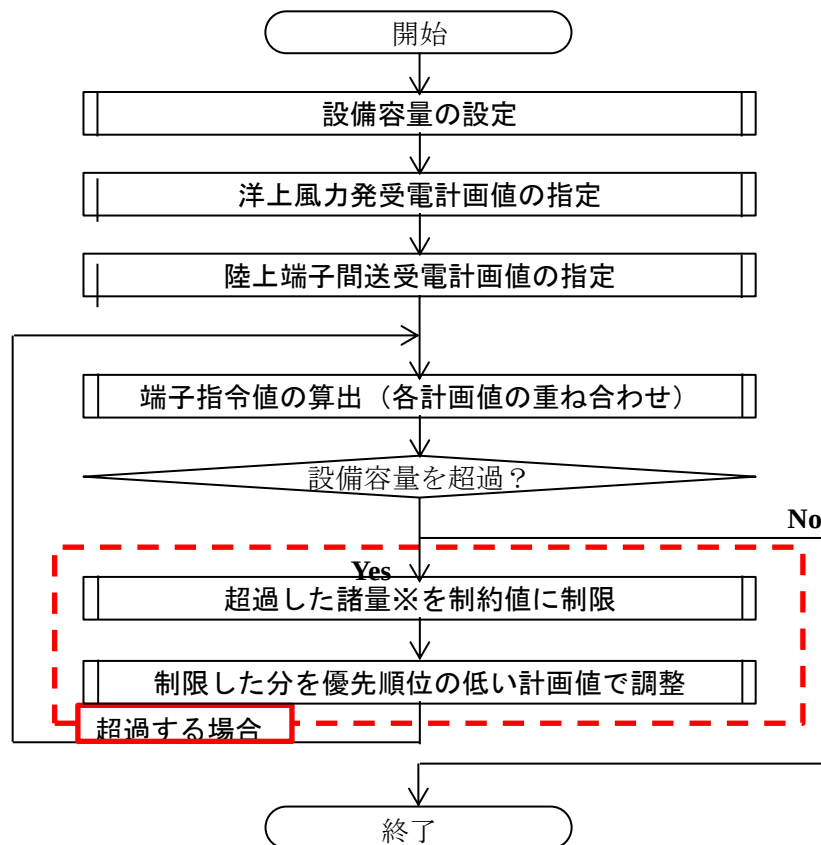
番号	優先順位1	優先順位2	優先順位3（調整対象）
パターン1	洋上風力発電計画	洋上風力受電計画（端子1）	陸上端子間送受電計画 洋上風力受電計画（端子2）
パターン2	洋上風力発電計画	洋上風力受電計画（端子2）	陸上端子間送受電計画 洋上風力受電計画（端子1）
パターン3	洋上風力発電計画	陸上端子間送受電計画	洋上風力受電計画（端子1） 洋上風力受電計画（端子2）
パターン4	陸上端子間送受電計画	洋上風力発電計画	洋上風力受電計画（端子1） 洋上風力受電計画（端子2）
パターン5	陸上端子間送受電計画	洋上風力受電計画（端子1）	洋上風力発電計画 洋上風力受電計画（端子2）
パターン6	陸上端子間送受電計画	洋上風力受電計画（端子2）	洋上風力発電計画 洋上風力受電計画（端子1）

※端子1：陸上端子1、端子2：陸上端子2

3.2 上位制御系の電力配分機能のフローチャート

前節にて上位制御系の電力配分機能の基本的な考え方を示した。本章では、その考え方を整理したフローチャートを示す。

前節より上位制御による電力配分について、超過しない場合、洋上風力発電計画値を指定、陸上端子間送受電計画値を指定し、各計画値の重ね合わせにより端子指令値を算出する。過渡時は、超過した諸量を制約値に制限し、制限した分を優先順位の低い計画値で調整する。この調整は、設備容量の超過が解消されるまで繰り返す。この超過しない場合および超過する場合の処理を一連の流れにまとめたフローチャートを図3.2.1に示す。



※諸量：送電線潮流または端子電力

図3.2.1 上位制御系の電力配分機能のフローチャート

3.3 上位制御系のインターフェース

表3.3.1に上位制御の機能一覧を示し、表3.3.3及び表3.3.4に上位制御のインターフェース(IF)を示す。ここでは、上位制御系と信号授受する端子制御系の特性としては、図3.3.1に示すUndead-bandドループ制御を想定している。また、上位制御系が表3.3.1に委細の機能を満たす上で、表3.3.3及び表3.3.4に記載した情報以外に必要な情報を表3.3.3に示す。

表 3.3.1 上位制御の機能一覧

上位制御の機能一覧	説明
端子起動機能	陸上側変換器立ち上げ後に洋上側変換器を立ち上げる。 (4章で規定)
端子停止機能	洋上側変換器立下げ後に陸上側変換器を立ち下げる。 (4章で規定)
端子起動中故障時の再起動機能	各変換器のステータスを元に故障時の再起動（再指令等）を実施する。
縮退運転継続機能	変換器の状態や回線状態によって洋上 WF に転送遮断を実施する
超過しない場合の電力配分機能	上位制御は電力配分の考え方に基づいて陸上変換器へのドループ指令値を算出する。陸上変換器はドループ指令値に従って電力を分担する。
交流系統への電圧変動抑制機能	端子の AC-AQR 又は AC-AVR を実施する。
交流系統の回線状態把握機能	陸上交流系統および洋上交流系統（集電系統）の回線状態や事故の状況の把握を行う。
直流線路の回線状態把握機能	直流遮断器の開閉状態を元に、回線状態を把握する。

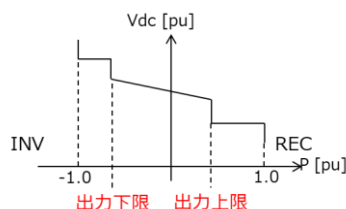


図 3.3.1 Undead-band ドループ制御

表 3.3.2 上位制御系が必要とする情報（表 3.3.3 及び表 3.3.4 以外の情報）

番号	項 目	説 明
1	変換器容量	運開時、変換器導入時
2	直流電圧変動範囲	運開時、機器耐量変更時、 もしくは可能な範囲で上位制御が決定する
3	直流線路の許容電流値	運開時、機器耐量変更時、 もしくは可能な範囲で上位制御が決定する
4	交流系統（陸上及び洋上）の情報 （故障、回線情報）	都度
5	直流系統の情報（故障、回線情報）	都度

表 3.3.3 上位制御系のインターフェース（出力信号）

大分類	小分類	出力先	入力元	関連する制御機能	備考
入力 信号	ステータス	-	変換器	-	0：回線休止 1：停止 2：立ち上げ状態 3：通常運転状態 4：立ち下げ状態 5：運転中故障 6：起動停止中故障
	変換器故障情報	-	変換器	-	0：故障なし 1：交流過電圧 2：交流不足電圧 3：アーム過電流 4：交流周波数異常 5：直流過電圧 6：直流不足電圧 7：直流過電流
	直流遮断器情報	-	直流遮断器	-	回線状態の把握のために必要
	交流遮断器情報	-	交流遮断器	-	
	洋上 WF 状態	-	洋上 WF	-	転送遮断する洋上 WF の状態把握のために必要
	洋上 WF 出力予測値	-	洋上 WF など	-	各変換器のドループ指令値算出のために必要
	陸上端子間送受電計画値		陸上交流系統など		

表 3.3.4 上位制御系のインターフェース（入力信号）

大分類	小分類	出力先	入力元	関連する制御機能	備考
	風力/本土側 端子設定切替え	変換器	-	-	0：風力側用（CVCF）
出力 信号					1：陸上側用（DC-AVR と AC-AVR, AC-AQR のいずれか）
	制御切替	変換器	-	AC-AQR、AC-AVR	0：AC-AQR, 1：AC-AVR
	起動／停止	変換器	-	-	0：回線休止 1：停止 2：立ち上げ状態 3：通常運転状態 4：立ち下げ状態
	ドループ指令値 D1 の Pref	変換器	-	DC-AVR	Undead-band ドループ特性のパラメータ
	ドループ指令値 D1 の Vdcref	変換器	-	DC-AVR	Undead-band ドループ特性のパラメータ
	ドループ指令値 D1 の傾き	変換器	-	DC-AVR	Undead-band ドループ特性のパラメータ
	ドループ指令値 D2 の傾き	変換器	-	DC-AVR	Undead-band ドループ特性のパラメータ
	ドループ指令値 VDClimH	変換器	-	DC-AVR	Undead-band ドループ特性のパラメータ
	ドループ指令値 VDClimL	変換器	-	DC-AVR	Undead-band ドループ特性のパラメータ
	ドループ指令値 PDClimH	変換器	-	DC-AVR	Undead-band ドループ特性のパラメータ
	ドループ指令値 PDClimL	変換器	-	DC-AVR	Undead-band ドループ特性のパラメータ
	無効電力指令値	変換器	-	AC-AQR	
	交流電圧指令値	変換器	-	CVCF、AC-AVR	本土側 AC-AVR 用の交流電圧指令値、 風力側の CVCF 電圧指令値
	周波数指令値	変換器	-	CVCF	風力側 CVCF 用の交流周波数指令値
	直流遮断器 投入指令	直流遮断器	-	-	
	交流遮断器 投入指令	交流遮断器	-	-	
	転送遮断	洋上 WF	-	-	洋上 WF への転送遮断信号
	風力出力上限値	洋上 WF	-	-	洋上 WF の出力上限値

4 定常状態における制御の案

本章では、まず、多端子HVDCシステムの運用・制御の基本的な考え方を4.1節で述べた後、各変換所を構成する交直変換回路であるMMCの制御ブロック図、およびMMCの交流側と直流側の制御機能について4.2節で整理する。さらに、各変換所の直流側の制御、つまり直流電圧と直流電力を協調させる制御手法を4.3節で述べた後、各変換所の協調について4.4節及び洋上WFとのインターフェースを4.5節で整理する。

4.1 多端子HVDCシステムの制御の基本的な考え方

多端子HVDCシステムにおいては、定常運転時にどのような方針で制御するかという基本的な考え方を定めておく必要がある。多端子HVDCシステムの制御の基本的な考え方の例を下記に示す。

(1) 発電機会損失の最小化

発電機会とは、洋上WFで発電した電力の送電時間を指す。多端子HVDCシステムの通常運転時において、洋上WFで発電された電力が陸上系統に送電されない時間を最小化することを基本的な考え方として、多端子HVDCシステムを制御するものである。

(2) 送電損失の最小化

送電損失とは、直流送電線路における損失を指す。多端子HVDCシステムの通常運転時において、送電損失を最小化することを基本的な考え方として、多端子HVDCシステムを制御するものである。

(3) 故障影響の最小化

故障とは、主に陸上系統事故、集電系統事故、直流系統事故、変換所の事故、変換器の故障のことを指す。これら各種の故障の影響を最小化することを基本的な考え方として、多端子HVDCシステムを制御するものである。必要に応じて故障の影響を除去するための機構を備え、故障を除去するまでの期間は影響を最小化することが望ましい。表4.1.1に多端子HVDCシステムの故障の例を示す。

表4.1.1 多端子HVDCシステムの故障の例

No.	項 目	備 考
1	平衡事故（陸上側）	3LG, 故障除去70ms, 再閉路300ms
2	不平衡事故（陸上側）	1LG, 故障除去70ms, 再閉路300ms
3	不平衡事故（洋上側）	1LG, 故障除去70ms
4	直流線路事故	故障箇所の際は5章参照
5	端子故障	故障箇所の際は5章参照

(4) 陸上系統への悪影響の最小化

陸上系統への悪影響とは、主に変換器の出力によって生じる周波数変動と電圧変動を指す。これらの陸上系統への悪影響を最小化することを基本的な考え方として、多端子HVDCシステムを制御するものである。例えば、多端子HVDCシステムが複数の陸上系統と連系している場合に、陸上端子間の有効電力配分を速やかに変更できる機能を設け、周波数急変した側の陸上系統の有効電力配分の急増を可能にすることが考えられる。または、陸上系統の電圧変動抑制のために、多端子HVDCシステムに無効電力を制御する機能（STATCOM機能）を付加することも考えられる。

4.2 MMCの制御ブロック線図の概略

図4.2.1に、交直変換所（極）の制御ブロック線図の例を示す。ブロック線図中の用語は概ね文献[1]に基づいている。ここで、 p^* は有効電力指令値、 v_C^* はコンデンサ電圧指令値、 q^* は無効電力指令値、 V_{PCC}^* は連系点電圧指令値、 v_{Cjk} はj相第kセルのコンデンサ電圧であり、アーム毎のセル数を N とすれば、MMC全体では $6N$ 個のコンデンサ電圧を検出する。

表4.2.1に、陸上変換所（DC-AVR端，APR端），洋上変換所での交流側，直流側のローカル制御のモードを示す。以下，各モードにおける制御を概説する。なお，表4.2.1に示した直流側の制御については4.3節にて述べる。また， P_{DC} - V_{DC} 特性のType I～IIIについては，表4.3.1に記載している。

4.2.1 電力制御

図4.2.1に示すように， P_{DC} - V_{DC} 特性，有効電力制御，コンデンサ電圧一括制御，無効電力制御，連系点電圧制御，アームバランス制御を総称して電力制御と称する。電力制御の後段に，後述する電流制御が繋がる。

P_{DC} - V_{DC} 特性とは，直流系統の電圧（より正確には，当該変換所が連系している直流母線の電圧 v_{DC} ）を維持（DC-AVR運転）するための直流電圧一定制御，および有効電力 p に依存して，ある傾きで直流電圧 v_{DC} を変化させるドループ特性等であり，詳細は3.3節で述べる。

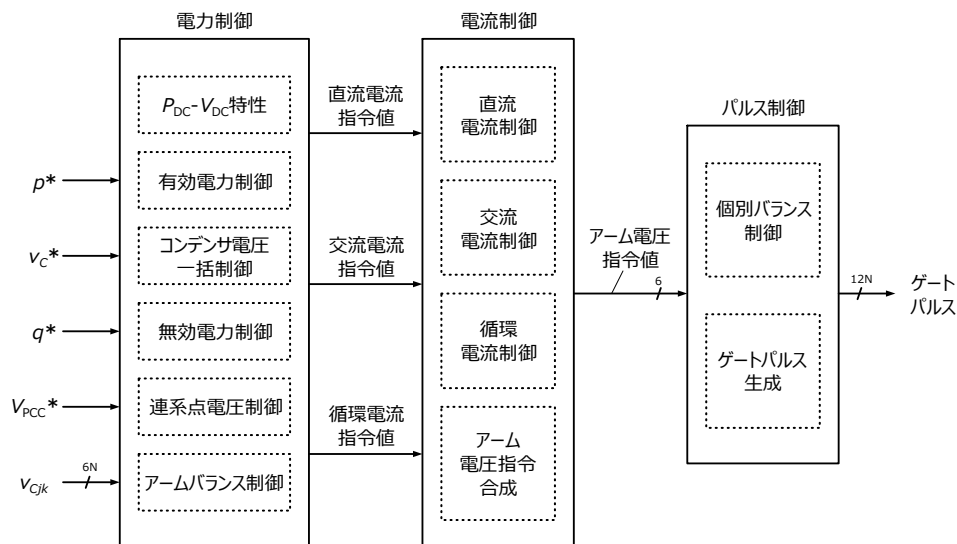


図4.2.1 交直変換器（極）制御ブロック線図の概略図

表4.2.1 各端子でのローカル制御モード

変換所	交流側		直流側
	有効電力	無効電力	
陸上変換所 (DC-AVR端)	コンデンサ電圧 一括制御	無効電力制御(AQR) または連系点電圧制御 (AC-AVR)	P_{DC} - V_{DC} 特性 Type I
陸上変換所 (APR端)	コンデンサ電圧 一括制御	無効電力制御(AQR) または連系点電圧制御 (AC-AVR)	P_{DC} - V_{DC} 特性 Type II
洋上変換所	CVCf制御（自立運転） （有効・無効電力制御は洋上WFにより決定）		コンデンサ電圧 一括制御 Type III

有効電力制御は、当該端子において交直変換する融通電力 p を制御する。 p は交流電流を用いて制御できる。コンデンサ電圧一括制御は、交直変換器（極）を構成するMMCのすべてのチョップセルのコンデンサ電圧の平均値 v_C を許容範囲内(概ね一定)に維持する制御である。 v_C を制御するには、交流側の有効電力と直流電力のいずれかを用いる。

無効電力制御は、交流母線と交直変換器（極）が授受する無効電力 q を制御する。連系点電圧制御は、交流母線の電圧（以下、「連系点電圧」と称す）の振幅 V_{AC} を制御する。アームバランス制御は、MMCの各アームを構成するすべてのコンデンサ電圧の平均値を、6つのアーム間でバランスさせる制御である。

電力制御はそれぞれの制御に必要な直流電流、交流電流、循環電流の指令値を生成し、以下で述べる電流制御に与える。

4.2.2 電流制御

図4.2.1に示すように、直流電流制御、交流電流制御、循環電流制御を総称して電流制御と称する。電流制御の後段に、後述するパルス制御が繋がる。

直流電流制御は、当該交直変換器(極)から直流母線に流れる電流をフィードバック制御する。交流電流制御は、交流母線から当該交直変換器(極)に流れる交流電流を例えば d - q 軸上でフィードバック制御する。

循環電流制御は、各アームを循環し、交流側にも直流側にも流出しない循環電流をフィードバック制御する。

アーム電圧指令値合成は、電流制御からの3つの電圧指令値を合成し、6つのアームに与える電圧指令を生成し、以下で述べるパルス制御に与える。

4.2.3 パルス制御

図4.2.1に示すように、個別バランス制御、ゲートパルス生成を総称してパルス制御と称する。

個別バランス制御は、各アームを構成する複数のチョップセルのコンデンサ電圧を当該アーム内でバランスする制御であるが、各チョップセルに与える電圧指令あるいはIGBTのゲートパルス进行操作するという観点で、ゲートパルス生成と一体・不可分となるアルゴリズムとなる場合がある。

4.3 直流系統側のローカル制御特性（ P_{DC} - V_{DC} 特性）

本章では、定常運転時の各変換所における P_{DC} - V_{DC} 特性、すなわち直流系統側のローカル制御特性について説明する。なお、直流電力 P_{DC} ではなく、直流電流 I_{DC} を主たる制御対象にする方式もある[4]。ローカル制御は、その変換所で整流・逆変換される電力 P_{DC} とその変換所の直流母線の電圧 V_{DC} との関係を制御する。各変換所のローカル制御特性を適切に設定することにより、多端子HVDCシステム全体の安定運転を期待できる*2。

4.3.1 陸上変換所と洋上変換所

陸上変換所は陸上系統に接続しているため、陸上系統の許容範囲内で、有効電力と無効電力を自由に制御できる。この特徴を活かして、陸上変換所の一部あるいはすべてを直流系統の電圧を維持するDC-AVR端として運転できる(複数のDC-AVR端が存在する場合はその協調、電力分担が課題となる)。

*2：なお、文献[2]においては、3端子の場合における「2段AVR方式」に関する説明が記載されており、その一部は本NEDO事業にも適用できると考えられるが、洋上変換所には洋上WFが接続しているという点で、新たな検討が必要となる。

一方、洋上変換所は洋上WFに接続しているため、その有効電力は天候に依存して常に変化しており、例えば一定の指令値どおりに運転することはできない。洋上WFの発電電力はMMCの各セルのコンデンサに流入する。MMCは、コンデンサ電圧を一定に維持するため、コンデンサ電圧一括制御を用いてWFからの発電電力を直流側に出力する。したがって、洋上変換所は、コンデンサ電圧一括制御から出力される指令値に従って運転するAPR端とすることができる。

DC-AVR端、APR端を含めて、変換所の直流側から見た制御特性は、以下で述べる「 P_{DC} - V_{DC} 特性」で説明できる。各変換所の直流側から見た制御特性は、横軸にその変換所で交流から直流に変換（整流）される直流電力 P_{DC} （または I_{DC} ），縦軸にその変換所の直流母線の電圧 V_{DC} をとって図示できる。これを「 P_{DC} - V_{DC} 特性（または I_{DC} - V_{DC} 特性）」と称する。以下、文献[3]に記載されている例を示す。

4.3.2 直流電圧一定制御

図4.3.1は、直流電圧一定制御の場合の P_{DC} - V_{DC} 特性の例であり、典型的なDC-AVR端の例である。電圧一定制御では、電力 P_{DC} がどのような値であっても、直流電流 I_{DC} の大きさが I_{DCmax} を超えない範囲、および直流電圧 V_{DC} が下限 V_{DCmin} と上限 V_{DCmax} の間にある限り、直流電圧 V_{DC} が一定の指令値 V_{DCref} と一致するように制御する（このため、文献[3]では“DC slack bus”と称している）。ただし、 I_{DC} の大きさが I_{DCmax} に達すると、移行は V_{DC} を制御するモードから電流 I_{DC} を制御するモードに移行する。

多端子HVDCシステムにおいては、通常、電圧一定制御となる端子は1つとする。すなわち、DC-AVR端として直流系統の電圧維持に貢献する端子は1つである。

4.3.3 直流電力制御

図4.3.2は、直流電力制御の場合の P_{DC} - V_{DC} 特性の例であり、典型的なAPR端の例である。電力制御では、直流電流 I_{DC} の大きさが I_{DCmax} を超えない範囲、および直流電圧 V_{DC} が下限 V_{DCmin} と上限 V_{DCmax} の間にある限り、直流電力 P_{DC} が任意の指令値 P_{ref} に一致するように制御する。例えば、洋上変換所ではMMCのコンデンサ電圧を一定に維持するために P_{DC} を制御する。

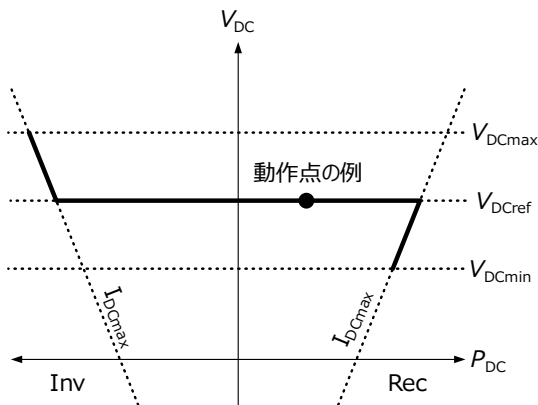


図4.3.1 直流電圧一定制御

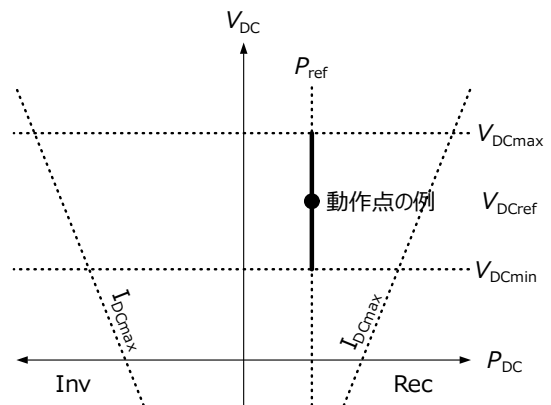


図4.3.2 直流電力制御

4.3.4 ドループ制御

図4.3.3は、ドループ制御の P_{DC} - V_{DC} 特性の例であり、DC-AVR端の一種とみなすことができる。直流電圧 V_{DC} が下限 V_{DCmin} と上限 V_{DCmax} の間にある限り、 P_{DC} と V_{DC} の関係に一定の傾き D を持たせるように制御する。実際には、 P_{DC} がAPR端他の端子によって決定し、 P_{DC} と D に従って V_{DC} を制御する。ドループ特性を用いることにより、DC-AVR端として直流電圧の制御に貢献する端子を2つ以上とすることもできる。また、DC-AVR端となる各変換所が異なる D を持つことによって、直流電圧の制御への貢献度を変えることができる。

4.3.5 2段AVR

図4.3.4は、2段AVRの P_{DC} - V_{DC} 特性の例である。2段AVRは文献[1]で提案された特性であり、通常時はAPR端として動作するが、直流系統に擾乱が発生し、直流電圧が V_{DCrefH} と V_{DCrefL} の範囲を逸脱した場合には電圧一定制御に移行するような端子に適用する。複数の端子に2段AVR特性を持たせることが可能であり、その場合、2つの直流電圧指令値 V_{DCrefH} と V_{DCrefL} の差が小さい端子から優先的にDC-AVR端に移行する。

4.3.6 不感帯ドループ制御

図4.3.5は、不感帯ドループ制御の P_{DC} - V_{DC} 特性の例であり、定常運転時にはAVR端とみなせる。図4.3.4の2段AVRに類似しているが、直流電圧が V_{DCrefH} と V_{DCrefL} の範囲を逸脱した場合に、電圧一定制御ではなくドループ制御に移行する。

4.3.7 緊急時直流電圧一定制御

図4.3.6は、緊急時直流電圧一定制御の P_{DC} - V_{DC} 特性の例である。図4.3.4の2段AVR、図4.3.5の不感帯ドループ制御に類似しているが、直流電圧が V_{DCrefH} と V_{DCrefL} の範囲内ではドループ制御となり、直流系統の擾乱等により、 V_{DCrefH} と V_{DCrefL} に達した後は電圧一定制御に移行する。したがって、大きな直流系統擾乱が発生した場合には、電圧一定制御するDC-AVR端子として可能な限り直流電圧維持に貢献する端子となる。

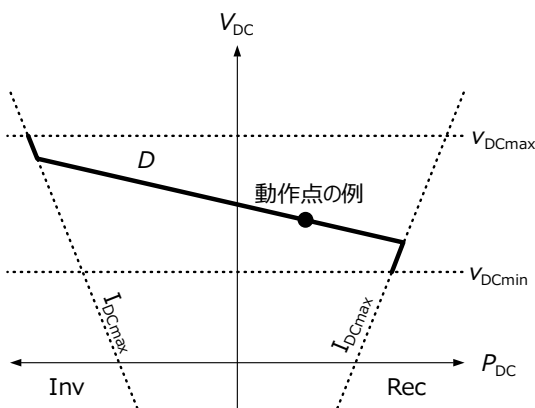


図4.3.3 ドループ制御

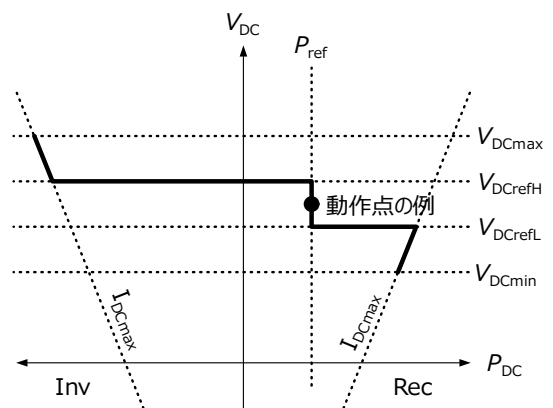


図4.3.4 2段AVR

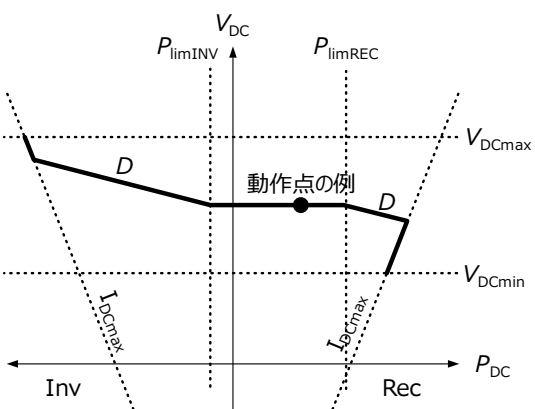


図4.3.5 不感帯ドループ制御

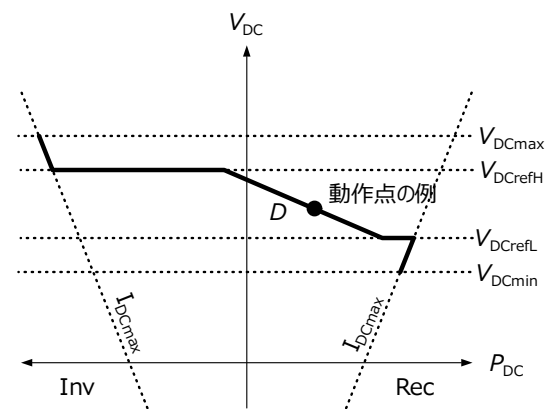


図4.3.6 緊急時直流電圧一定制御

4.3.8 緊急時ドループ制御

図4.3.7は、緊急時ドループ制御の P_{DC} - V_{DC} 特性の例である。図4.3.6の緊急時電圧一定制御とは逆に、定常運転時に電圧一定制御しており、電力が P_{limINV} と P_{limREC} の範囲を逸脱するとドループ制御に移行する。したがって、大きな直流系統擾乱が発生した場合には、ドループ制御に移行してしまうため、直流電圧維持への貢献は小さくなる。

図4.3.8は、Undead-bandドループ制御の P_{DC} - V_{DC} 特性の例である。図4.3.8は、動作点に近い範囲を傾き D_1 のドループ制御として運転し、直流電圧 V_{DC} が下限 V_{DCmin} と上限 V_{DCmax} の範囲を逸脱したら、傾き D_2 のドループ制御に移行する制御である。

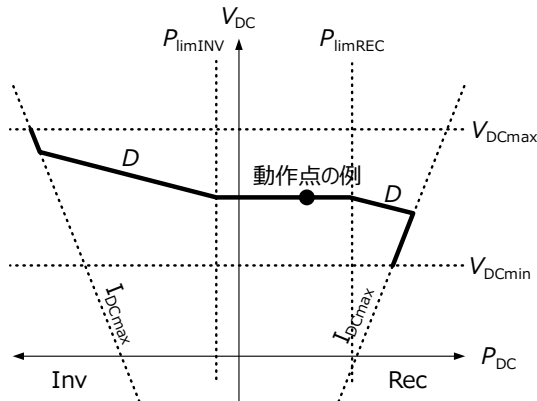


図4.3.7 緊急時ドループ制御

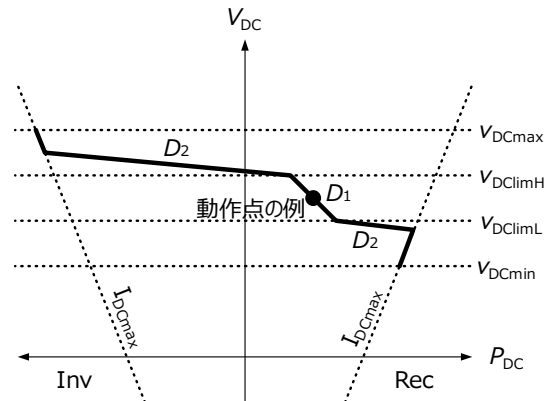


図4.3.8 Undead-bandドループ制御

4.3.9 P_{DC} - V_{DC} 特性の分類

表4.3.1は、前述の P_{DC} - V_{DC} 特性を、DC-AVR端となる陸上変換所に適したもの(Type I)、APR端となる陸上変換所に適したもの(Type II)、洋上変換所に適したもの(Type III)に分類したものである。

Type IIは、定常運転時に直流電圧を一定に制御する機能を有する。したがってDC-AVR端となる陸上変換所に適している。直流電圧維持への貢献度に応じて、直流電圧一定制御、ドループおよびその傾き、緊急時直流電圧一定制御の V_{DCrefH} と V_{DCrefL} の範囲などを設定する。なお、緊急時ドループ制御は、緊急時に直流電圧維持への貢献度がドループにより低減してしまうため、緊急時ドループ制御を適用した変換所の挙動には注意する必要がある。

Type IIは、定常運転時には電力を任意に制御しているが、緊急時には直流電圧を一定に制御する機能を有する。したがって、定常運転時にはAPR端として運転しており、緊急時に直流電圧の維持に貢献するAPR端となる陸上変換所に適している。ただし、直流電力制御に設定される変換所があってもよい。

Type IIIは、MMCのコンデンサ電圧を一定に維持するために、直流側の電力をコンデンサ電圧一括制御に活用する機能をいう。

表4.3.1 直流側制御の分類

分類	変換所	適する P_{DC} - V_{DC} 特性
Type I	DC-AVR端となる陸上変換所	・ 直流電圧一定制御 (図4.3.1) ・ ドループ制御 (図4.3.3) ・ 緊急時直流電圧一定制御 (図4.3.6) ・ (緊急時ドループ制御) (図4.3.7) ・ Undead-bandドループ制御 (図4.3.8)
Type II	APR端となる陸上変換所	・ 2段AVR (図4.3.4) ・ 不感帯ドループ制御 (図4.3.5) ・ 直流電力制御 (図4.3.2)
Type III	洋上変換所	・ コンデンサ電圧一定制御

4.4 各変換所の協調

本節では、多端子HVDCシステムにおいて各端子に設定するローカル制御特性に関して、直流電圧集中制御と直流電圧分散制御の2種類を例として示す。

4.4.1 直流電圧集中制御

表3.4.1は直流電圧集中制御の例である。陸上変換所のうちの1ヶ所を直流電圧一定制御（図4.3.1）に設定し、他の陸上変換所を2段AVR（図4.3.4）、不感帯ドループ制御（図4.3.5）、あるいは直流電力制御（図4.3.2）に設定する。また、すべての洋上変換所を直流電力制御（図4.3.2）に設定する。

この場合、定常運転時には直流電圧一定制御（図4.3.1）に設定された1つの陸上変換所（端子）のみがDC slack busとして直流系統の電圧維持に貢献（DC-AVR運転）し、他の陸上変換所は上位制御系等から与えられた、あるいは自身で生成した指令値にしたがって直流電力を制御する。また、洋上変換所は洋上WFの発電電力に応じて変動する電力に対応するため、直流側ではコンデンサ電圧一括制御を行う。

DC-AVR端が何らかの理由で脱落した場合、陸上変換所のうち2段AVRあるいは不感帯ドループ制御に設定されている変換所が新たなDC-AVR端として直流系統の電圧維持に貢献する。

表4.4.1 直流電圧集中制御の例

変換所		適する P_{DC} - V_{DC} 特性
DC-AVR端となる陸上変換所	1つの陸上変換所	・ 直流電圧一定制御（図4.3.1）
APR端となる陸上変換所	他の陸上変換所	・ 2段AVR（図4.3.4） ・ 不感帯ドループ制御（図4.3.5） ・ 直流電力制御（図4.3.2）
洋上変換所	すべての洋上変換所	・ コンデンサ電圧一定制御

4.4.2 直流電圧分散制御

表4.4.2は直流電圧分散制御の例である。陸上変換所のうちの N ヶ所（すべてでもよい）をドループ制御（図4.3.3）、緊急時直流電圧一定制御（図4.3.6）、Undead-bandドループ制御（図4.3.8）に設定し、他の陸上変換所（零ヶ所でもよい）を2段AVR（図4.3.4）、不感帯ドループ制御（図4.3.5）、あるいは直流電力制御（図4.3.2）に設定する。また、洋上変換所は洋上WFの発電電力に応じて変動する電力に対応するため、直流側ではコンデンサ電圧一括制御を行う。

この場合、定常運転時には N ヶ所の陸上変換所（端子）が例えばドループ制御の傾き D の大きさに概ね反比例した割合で、複数のDC-AVR端として協調して直流系統の電圧維持に貢献し、他の陸上変換所は与えられた、あるいは自身で生成した指令値にしたがって直流電力を制御する。また、洋上変換所は洋上WFの発電電力に応じた直流電力を制御する。

DC-AVR端のうち1端子が何らかの理由で脱落した場合、他のDC-AVR端が直流系統の電圧維持に貢献する。また、直流系統への擾乱が大きい場合は、APR端となる陸上変換所のうち直流電力制御（図4.3.2）以外に設定されている変換所が、新たにDC-AVR端として直流電圧維持に貢献する。

表4.4.2 直流電圧分散制御の例

変換所		適する P_{DC} - V_{DC} 特性
DC-AVR端となる陸上変換所	N ヶ所の陸上変換所（すべてでもよい）	・ ドループ制御（図4.3.3） ・ 緊急時直流電圧一定制御（図4.3.6） ・ Undead-bandドループ制御（図4.3.8）
APR端となる陸上変換所	他の陸上変換所（零ヶ所でもよい）	・ 2段AVR（図4.3.4） ・ 不感帯ドループ制御（図4.3.5）
洋上変換所	すべての洋上変換所	・ コンデンサ電圧一定制御

5 多端子HVDCシステムの運転状態とシーケンス

本章では、停止時から通常運転までの立ち上げや、各構成要素の故障時・故障後における特殊な運転状態など、多端子HVDCシステムの運転状態について、概ね、停止から運転の流れに沿って説明する。また、図5.1.1に各部遮断器の名称を記載した変換所の概略図（図2.3.1を再掲）、図5.1.2に状態遷移図の概略をそれぞれ示す。なお、本章で定義した多端子HVDCシステムの状態の内部に、さらに各構成要素の複数の状態が含まれることがあり、これについては各構成要素の仕様書にて規定する。

なお、以下では帰線あり双極構成を前提に説明しているが、対称単極の場合は極が1つしかないこと、帰線がないことを除き、概ね双極と同様のシーケンスである。

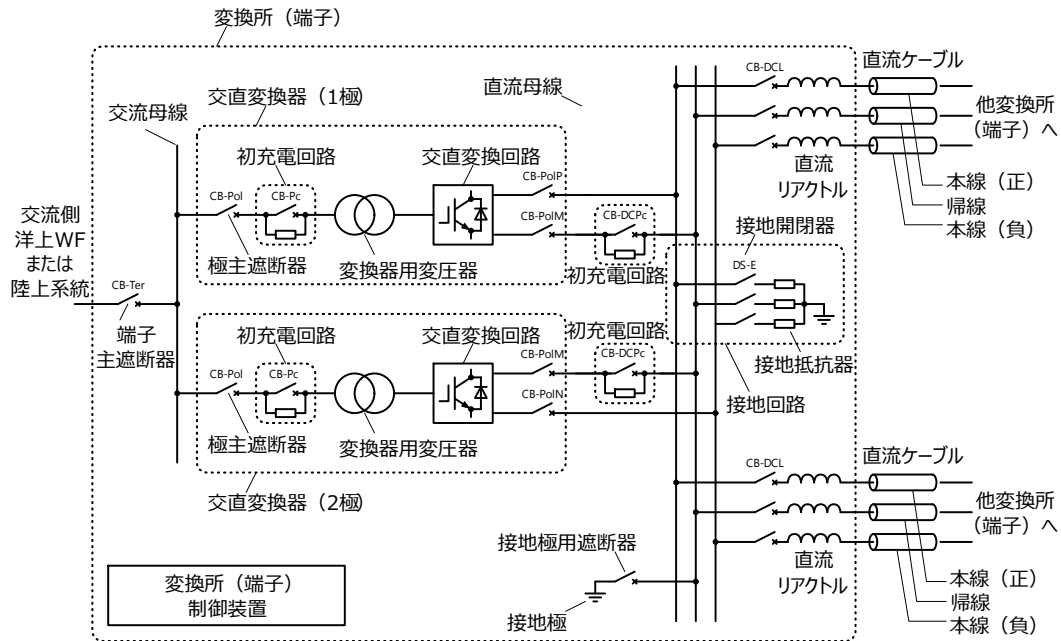


図5.1.1 双極変換所（端子）の概略図（帰線あり双極、遮断器名称参照用に図2.3.1を再掲）

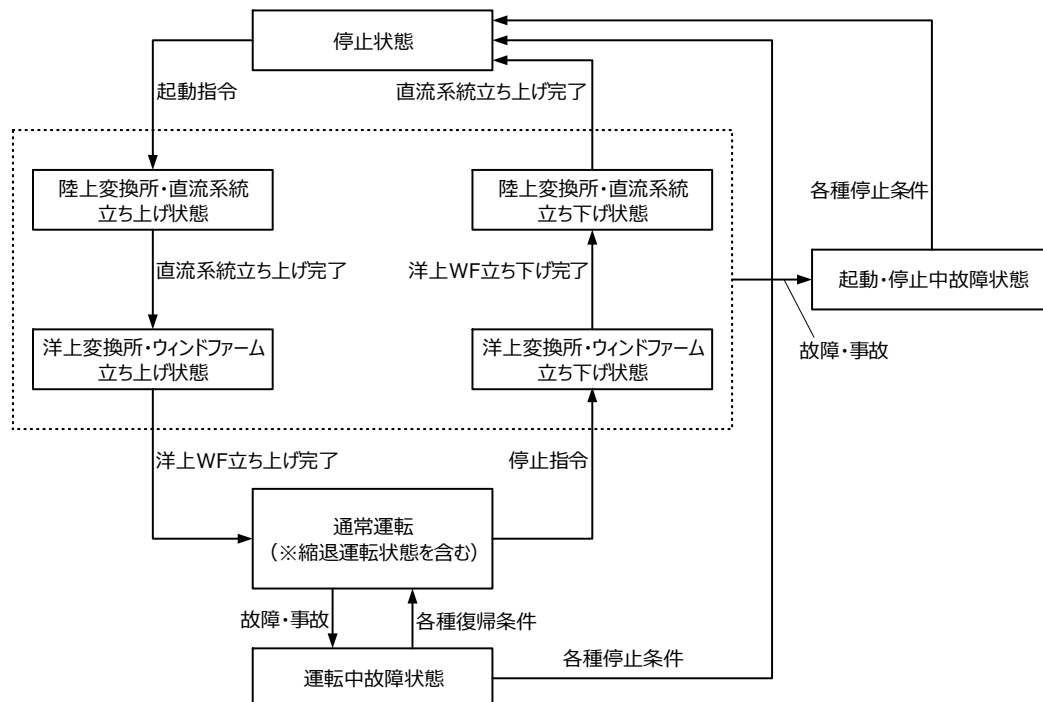


図5.1.2 状態遷移図の概略

5.1 回線休止状態

回線休止状態とは、変換所が停止状態にあるだけでなく、直流線路接地開閉器DS-Eが投入されており、かつ直流遮断器CB-DCLが開放されている状態である。このとき、直流線路は変換所から切り離された状態にある。

5.2 停止状態

本状態においては、各変換所の交直変換回路を構成するすべてのチョッパセルのIGBTがオフしており（以下、「ゲートブロック」と称す）、端子主遮断器CB-Ter、極主遮断器CB-Polがともに開放している。また、各変換所の接地回路の接地開閉器DS-Eが投入されており、直流系統を構成する各直流ケーブルの浮遊静電容量の充電電荷はすべて放電されている（大地電位にある）状態である。さらに、洋上WFを構成するすべての風力発電装置のPCS遮断器CB-PCSが開放している。

5.3 陸上変換所・直流系統立ち上げ状態

5.3.1 初充電

1つ、あるいは複数の予め決められた陸上変換所において、直流母線と直流ケーブルの間の遮断器CB-DCL、直流母線と各極の間の遮断器CB-PolP、CP-PolM、CP-PolNを投入しておく。さらに、接地回路の設置開閉器DS-Eを開放しておく。また、初充電回路のCB-ACPcを開放しておく。各変換所の交直変換回路を構成するすべてのチョッパセルのIGBTがオフしている。

この状態で、端子主遮断器CB-Ter、極主遮断器CB-Polを投入すると、初充電回路の抵抗器（初充電抵抗器）を介して、当該陸上変換所の各チョッパセルのコンデンサが、定格には至らないものの、ある電圧まで充電される他、当該陸上変換所に接続している各直流ケーブルも、同じく定格には至らないものの、ある電圧まで充電される。

各チョッパセルのコンデンサ電圧や直流ケーブルの電圧が予め設定した値を超えた場合、あるいは予め設定した一定時間を経過した場合、初充電回路のCB-ACPcを投入する。CP-Ter、CB-Polの投入からCB-Pcの投入までの運転を「初充電」と称する。

5.3.2 直流電圧確立

さらに、各チョッパセルのIGBTのスイッチングを開始し（以下、「ゲートデブロック」と称す）、交直変換器制御装置（極制御装置）の働きにより、各チョッパセルのコンデンサ電圧と直流ケーブルの電圧を定格まで立ち上げる。この際、コンデンサを充電するエネルギーを陸上系統から得る。このように、IGBTのスイッチングによってコンデンサ電圧と直流ケーブルの電圧を定格まで立ち上げる運転をそれぞれ「コンデンサ電圧確立」、「直流電圧確立」と称する。

5.3.3 本状態における注意点と検討課題

なお、例えば1つの陸上変換所のみを以上のように動作させた場合、直流系統を構成するすべての直流ケーブルが充電されるとは限らない（当該陸上変換所に接続していない直流ケーブルも存在するため）。また、他の交直変換所の各チョッパセルのコンデンサも充電されない。これに対して、例えばすべての洋上・陸上変換所のCB-PolP、CP-PolM、CP-PolNを投入しておけば、1つの陸上変換所が初充電と直流電圧確立を行えば、すべての直流ケーブルと他の洋上・陸上変換所のチョッパセルのコンデンサを充電できる。

5.4 洋上変換所・洋上WF立ち上げ状態

前節の「陸上変換所・直流系統立ち上げ状態」によって、洋上変換所のチョップセルのコンデンサが、定格には至らないものの、ある電圧まで充電されたとする。この状態で、洋上変換所の各チョップセルをゲートデブロックし、交直変換器制御装置（極制御装置）の働きによって、各チョップセルのコンデンサ電圧を定格まで立ち上げる。この際、コンデンサを充電するエネルギーを直流系統から得る。このように、IGBTのスイッチングによってコンデンサ電圧と直流ケーブルの電圧を定格まで立ち上げる運転を、陸上変換所の場合と同様に「コンデンサ電圧確立」と称する。なお、コンデンサ電圧確立に十分な容量の補助電源装置や非常用電源装置が洋上変換所に設けられている場合には、これらを用いてコンデンサを充電する方式も考えられる。コンデンサ電圧確立後、一旦、各チョップセルをゲートブロックする。

コンデンサ電圧確立した洋上変換所において、極主遮断器CB-Pol、端子主遮断器CB-Terを投入し、IGBTを再びゲートデブロックし、変換器用変圧器、昇圧変圧器を介して洋上WFに供給する交流電圧を供給する。洋上WFに交流電圧を供給する運転を「洋上WFの立ち上げ」あるいは「ブラックスタート」と称する。

洋上WFを構成する各風力発電装置は、自身のPCS遮断器の上位側に交流電圧が供給されるとPCS遮断器を投入し、パワーコンディショナ(PCS)の運転を開始する。以降、風力発電装置としての通常運転に以降する。

5.5 通常運転状態

通常運転状態とは、5.3, 5.4節で説明した一連の動作によって、多端子HVDCシステムのすべての変換所が直流系統に連系した後、洋上変換所においては洋上WFからの発電電力を直流系統に出力し、陸上変換所においては洋上WFからの発電電力を直流系統から受電して陸上系統に出力している状態である。また、陸上変換所が複数ある場合には、それらの間でも電力を融通する。

本状態において、洋上WFを構成する各風力発電装置は、最大電力点追従(maximum power point tracking: MPPT)制御に従って電流源として電力を出力（注入）し、洋上変換所は洋上WFから受電した電力を直流系統に電流源として出力（注入）する。

洋上WFからの電力は、洋上変換所を構成する各チョップセルのコンデンサを充電する。洋上変換所は、各チョップセルのコンデンサ電圧を概ね一定に維持するため、直流側に電流源として電力を出力する。まとめると、洋上変換所は交流側（洋上WF側）に対してはCVCF運転する。陸上変換所の1つまたは複数、直流系統の電圧を概ね一定に維持する。

5.6 洋上変換所・洋上WF立ち下げ状態

本状態は、通常運転状態から洋上WF、洋上変換所を立ち下げる運転状態である。上位制御系等から洋上WFに停止指令が送られると、洋上WFを構成する各風力発電装置のPCSがゲートブロックし、さらにPCS遮断器が開放となる。その後、洋上変換所をゲートブロックし、極主遮断器CB-Pol、端子主遮断器CB-Ter、および直流側のCB-PolP、CP-PolM、CP-PolNを開放する。これによって、洋上変換所は交流側（洋上WF側）、直流側（直流系統側）ともに切り離される（解列する）。

5.7 陸上変換所・直流系統立ち下げ状態

本状態は、前節の動作によって洋上WFと洋上変換所が停止、切り離された後、陸上変換所を停止、切り離し、直流ケーブルの浮遊静電容量の電荷を放電する運転状態である。

陸上変換所をゲートブロックし、極主遮断器CB-Pol、端子主遮断器CB-Terを開放する。これによって、洋上変換所は交流側（陸上系統）と切り離される（解列する）。なお、複数の陸上変換所が存在する場合には、順次、これらを解列するが、APR端を先に解列し、DC-AVR端を後から解列する。

すべての陸上変換所が交流側（陸上系統側）から解列した後、任意の1つまたは複数の陸上変換所において、接地回路の設置開閉器を投入する。これによって、直流回路の各直流ケーブルに蓄積されていた電荷を放電し、各直流ケーブルの電位を大地電位とする。

以上の一連の動作により、多端子HVDCシステムは5.2節に示した停止状態となる。

5.8 運転中故障状態

本状態は、通常運転状態において、陸上系統の地絡・短絡事故、直流系統の地絡・短絡事故等に起因する過電圧、過電流、その他機器の故障に伴う異常を検出した場合に相当する。この状態においては、予め定義された手順に従って、各変換所の交直変換器、遮断器、開閉器等を動作させる（これを「保護連動」と称する）。

例えば陸上系統での地絡・短絡事故が除去され、交流母線の電圧が回復し、かつ、各変換所の構成要素、直流系統の直流ケーブルに異常（故障）がない場合、各変換所の運転を再開する。また、時変換所（端子）、交直変換器（極）、直流ケーブル等に異常（故障）が発生している場合、健全な端子、極、直流ケーブルのみを用いて、後述する縮退運転に移行する。

5.9 起動停止中故障状態

本状態は、陸上変換所・直流系統立ち上げ/立ち下げ状態、洋上変換所・洋上WF立ち上げ/立ち下げ状態において、陸上系統の地絡・短絡事故、直流系統の地絡・短絡事故等に起因する過電圧、過電流、その他機器の故障に伴う異常を検出した場合に相当する。この状態においては、予め定義された手順に従って、各変換所の交直変換器、遮断器、開閉器等を動作させる（これを「保護連動」と称する）。この状態からは、故障や事故が除去された際にも、通常運転状態には移行せず、停止状態に移行する。

5.10 縮退運転状態

本節では、通常の運転状態をはじめとする各状態から、いずれかの構成要素が故障によって失われた際に、残された健全な部分を用いた運転、すなわち縮退運転状態を説明する。

なお、本仕様書では、縮退運転状態は通常運転状態の内部状態と扱う。

5.10.1 直流ケーブル断線

図5.10.1に、直流ケーブルが断線した場合の例を示す。直流ケーブルが断線した場合、その直流ケーブルを用いた送電は当然不可能になるが、直流系統の構成によっては、他のルートで送電を継続できる場合がある。これを迂回送電と称する。この場合、図5.10.1中に「※」で記した直流ケーブル（以下、「迂回ルート」と称す）には、2つの洋上WFの発電電力が共に流れることになる。したがって、気象条件によっては、迂回ルートが過負荷となってしまう恐れがある。このため、上位制御系から各洋上WFに出力制限指令を与える等の措置が必要となる。なお、直流ケーブルの点検等に伴って、本状態になることもあり得る。

5.10.2 端子脱落

変換所（端子）が脱落する場合、それが洋上変換所か陸上変換所かで、多端子HVDCシステムの運転の様相（応動）は異なる。特に、DC-AVR端が脱落した場合、直流系統の電圧が変動し、許容範囲を逸脱してしまう恐れがある。また、直流系統の電力潮流が変化するため、一部の直流ケーブルや陸上変換所が過負荷となる恐れもある。したがって、各変換所でのローカルな制御、あるいは上位制御系の働きによって、直流系統の電圧や直流ケーブルの電流を許容範囲内に維持する必要が生じる。

図5.10.3に、洋上変換所が脱落した場合の例を示す。図5.10.3では左上の洋上変換所が脱落しており、これに伴って1つの洋上WFも停止している。この場合においても、青矢印で示した通り、脱落した洋

上変換所の母線を解した2つ（あるいはそれ以上の）直流ケーブル間での送電は可能である。上位制御系は、何らかの方法で変換所の脱落を検出し、以後の多端子HVDCシステムの制御に反映する。

図5.10.2に、陸上変換所が脱落した場合の例を示す。図5.10.2では右上の陸上変換所が脱落している。陸上変換所が脱落した場合、この場合においても、青矢印で示した通り、脱落した陸上変換所の母線を解した2つ（あるいはそれ以上の）直流ケーブル間での送電は可能である。脱落した陸上変換所がDC-AVR運転によって直流系統の電圧維持に参加していた場合、健全な陸上変換所の負担が増加する可能性がある。また、脱落した陸上変換所のみがDC-AVR運転していた場合、直流系統の電圧維持ができなくなってしまう。したがって、各変換所は、ローカル制御において、ドループ特性等、DC-AVR運転をしていた陸上変換所の脱落に備えておく必要がある。また、上位制御系は、何らかの方法で変換所の脱落を検出し、以後の多端子HVDCシステムの制御に反映する。

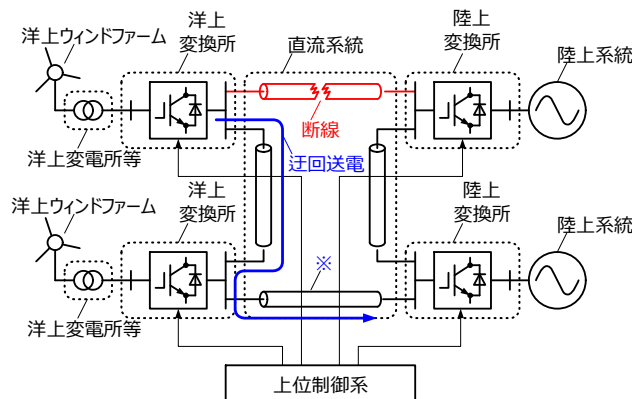


図5.10.1 直流ケーブル断線

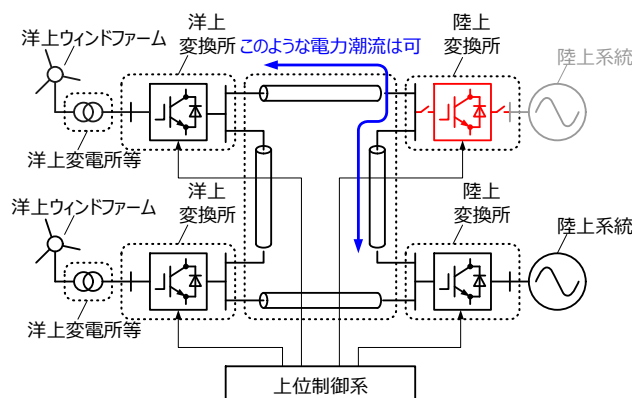


図5.10.2 端子脱落（陸上）

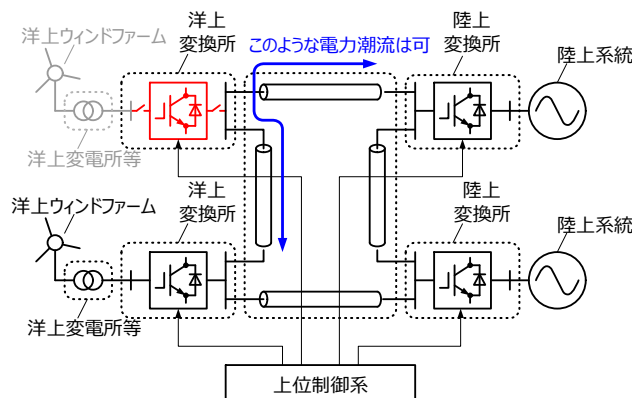


図5.10.3 端子脱落（洋上）

5.10.3 極脱落

極脱落は、帰線あり双極の場合のみ発生する縮退運転状態である。図5.10.4に、ある変換所の1つの極が脱落した場合の例を示す。極脱落が発生した場合においても、変換所（端子）としては双極合計の定格容量の50%まで電力を融通できる。また、直流母線に接続されている直流ケーブルは直流系統と連系を維持しているため、当該変換所を電力が通過することはできる。

洋上変換所で極脱落が発生した場合、風況によっては洋上WFの全発電電力を交直変換することはできない。したがって、上位制御、あるいは端子制御の働きにより、洋上WFの発電電力を抑制する、あるいは一部の風力発電装置を停止する等の措置が必要になる。

AVR端で極脱落した場合、当該変換所の交直変換容量が50%に低減するため、直流系統の電圧が変動し、許容範囲を逸脱してしまう恐れがある。また、直流系統の電力潮流が変化するため、一部の直流ケーブルや陸上変換所が過負荷となる恐れもある。各変換所でのローカルな制御、あるいは上位制御の働きによって、直流系統の電圧や直流ケーブルの電流を許容範囲内に維持する必要がある。

当該変換所が第1極、第2極のいずれか片方のみの運転となるため、直流系統の正、負本線の電流に差が生じ、帰線（中性線）に電流が流れる。中性線に電流が流れると、送電損失の増加につながるため、他の変換所で中性線の電流を低減するように制御する等の措置が考えられる。

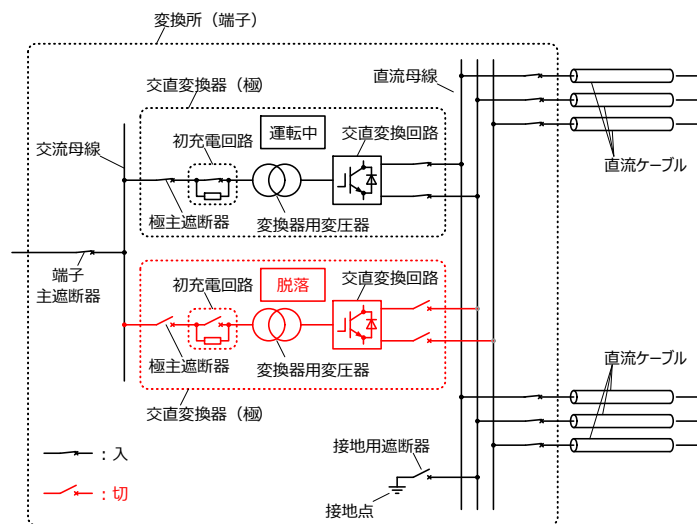


図5.10.4 極脱落の概略図

5.10.4 直流系統分離

図5.10.5に、直流系統分離の概略図を示す。図5.10.5では、2つの直流ケーブルが断線した結果、直流系統が図の上半分と下半分に分離し、それぞれがpoint-to-pointのHVDCシステムとなっている。なお、本資料では4端子を例示しているが、5端子以上であれば、直流系統が分離してもなお3端子以上となる場合があり得る。図5.10.1の状態からさらに別の直流ケーブルが断線した場合に、図5.10.5のような状態となる。また、直流ケーブルの点検等に伴って、図5.10.5の状態になることもあり得る。

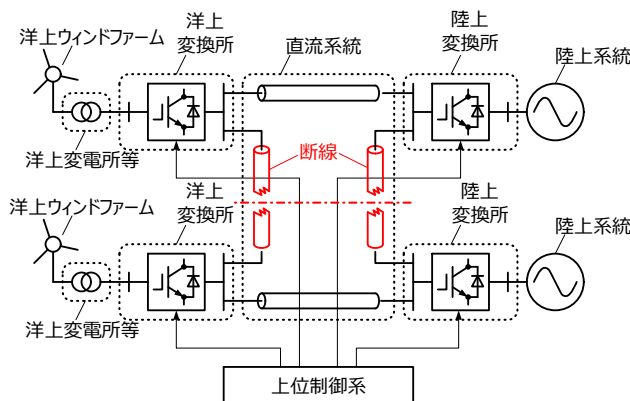


図5.10.5 直流系統分離の概略図

5.11 再連系

5.11.1 端子再連系

図5.11.1に双極変換所（端子）の概略図を示す。端子脱落状態においては、各変換所の交直変換所はゲートブロックしており、端子主遮断器CB-Ter、極主遮断器CB-Pol、直流母線と各極の間の遮断器CB-PolP・CB-PolM・CB-PolN、直流母線と直流リアクトルの間の遮断器CB-DCL、交流側初充電回路CB-Pc、直流側初充電回路CB-DCPcは全て開放状態であるとする。

端子再連系とは、系統事故や変換器故障などによって端子脱落に至った変換所が、再び多端子HVDCシステムの通常運転に復帰するまでの一連の動作である。

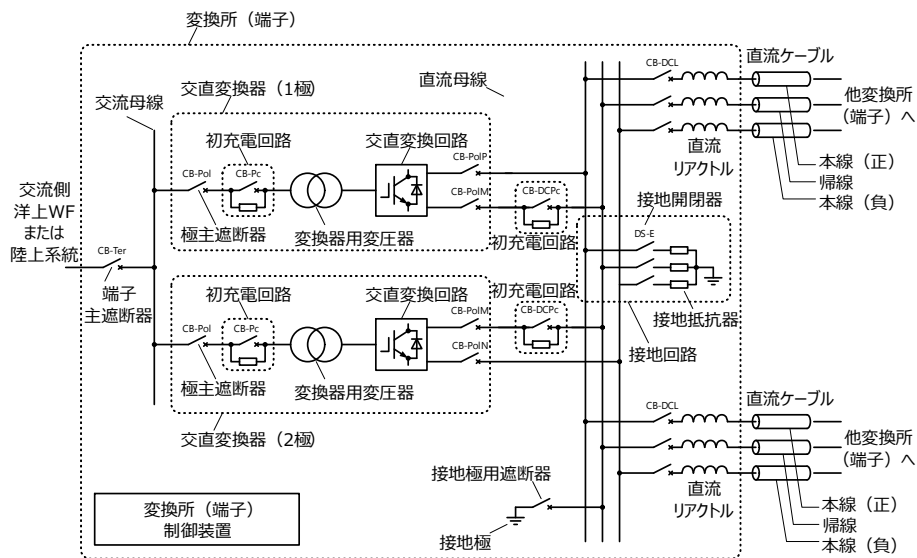


図5.11.1 双極変換所（端子）の概略図（図5.1.1を再掲）

上位制御系より再連系指令を受けた端子は、チョップセルのコンデンサを定格まで確立した後、多端子HVDCシステムに再連系する。コンデンサの電圧を確立するのに必要なエネルギーを、交流側（洋上WFまたは陸上系統）から授受する方法と、直流系統から授受する方法がある。

交流側から充電してコンデンサ電圧を確立する場合には、初充電およびコンデンサ電圧確立を行う。コンデンサ電圧確立後、直流母線と各極の間の遮断器CB-PolP・CB-PolM・CB-PolN、直流母線と直流リアクトルの間の遮断器CB-DCLを投入する。なお、初充電の開始時点で、各チョップセルのコンデンサが予め設定した値を超えている場合は、初充電を省略してもよい。

直流側から充電してコンデンサ電圧を確立する場合には、追加初充電およびコンデンサ電圧確立を行う。コンデンサ電圧確立後、端子主遮断器CB-Ter、極主遮断器CB-Polを投入する。なお、追加初充電の開始時点で、各チョップセルのコンデンサが予め設定した値を超えている場合は、追加初充電を省略してもよい。

5.11.2 極再連系

極再連系の場合も、端子再連系と同様に、交流側ないし直流系統からコンデンサの電圧を確立するのに必要なエネルギーを授受する。チョップセルのコンデンサを定格まで確立した後、多端子HVDCシステムに再連系する。

6. 多端子HVDCシステムにおける想定事故と構成機器の事故時応動

洋上WFに接続された多端子HVDCシステムにおいて想定される各種の事故は次ページ以降に示すとおりである。また、多端子HVDCシステムの構成機器の事故時応動をあわせて示す。

なお、多端子HVDCシステムにおける交直変換器、交流遮断器、直流遮断器、直流母線、直流ケーブルなど機器にはさまざまな構成方法が考えられるため、以降に示す想定事故および構成機器の事故時応動はある一例を示すものである。

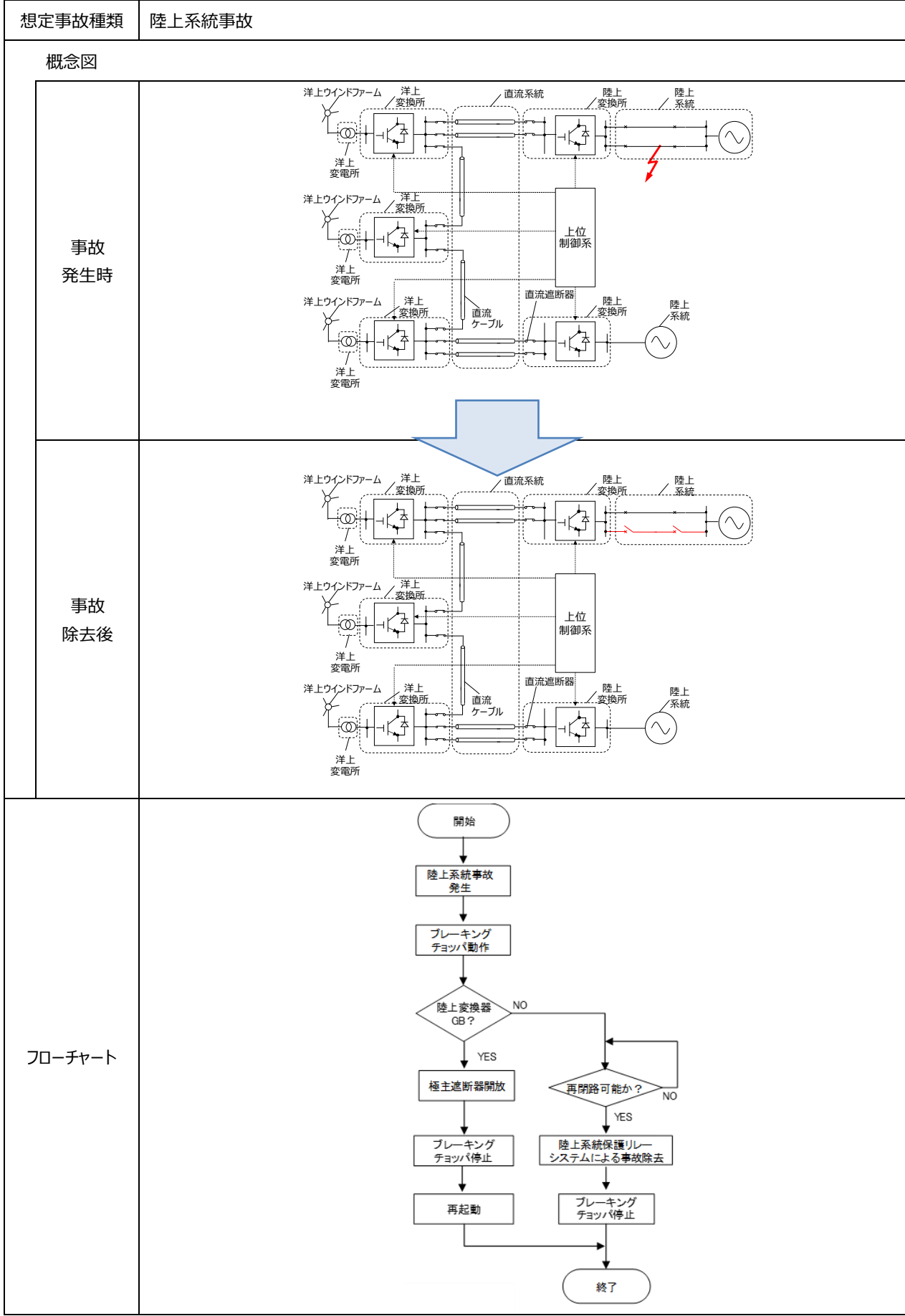
<想定した事故種類>

- * 陸上系統事故
- * 直流系統事故（本線地絡）
- * 直流母線事故
- * 洋上高圧集電系統（送電ケーブル）事故
- * 洋上中圧集電系統（ストリング）事故
- * 風力発電装置内部故障
- * 陸上変換所脱落
- * 洋上変換所脱落
- * 上位制御系故障

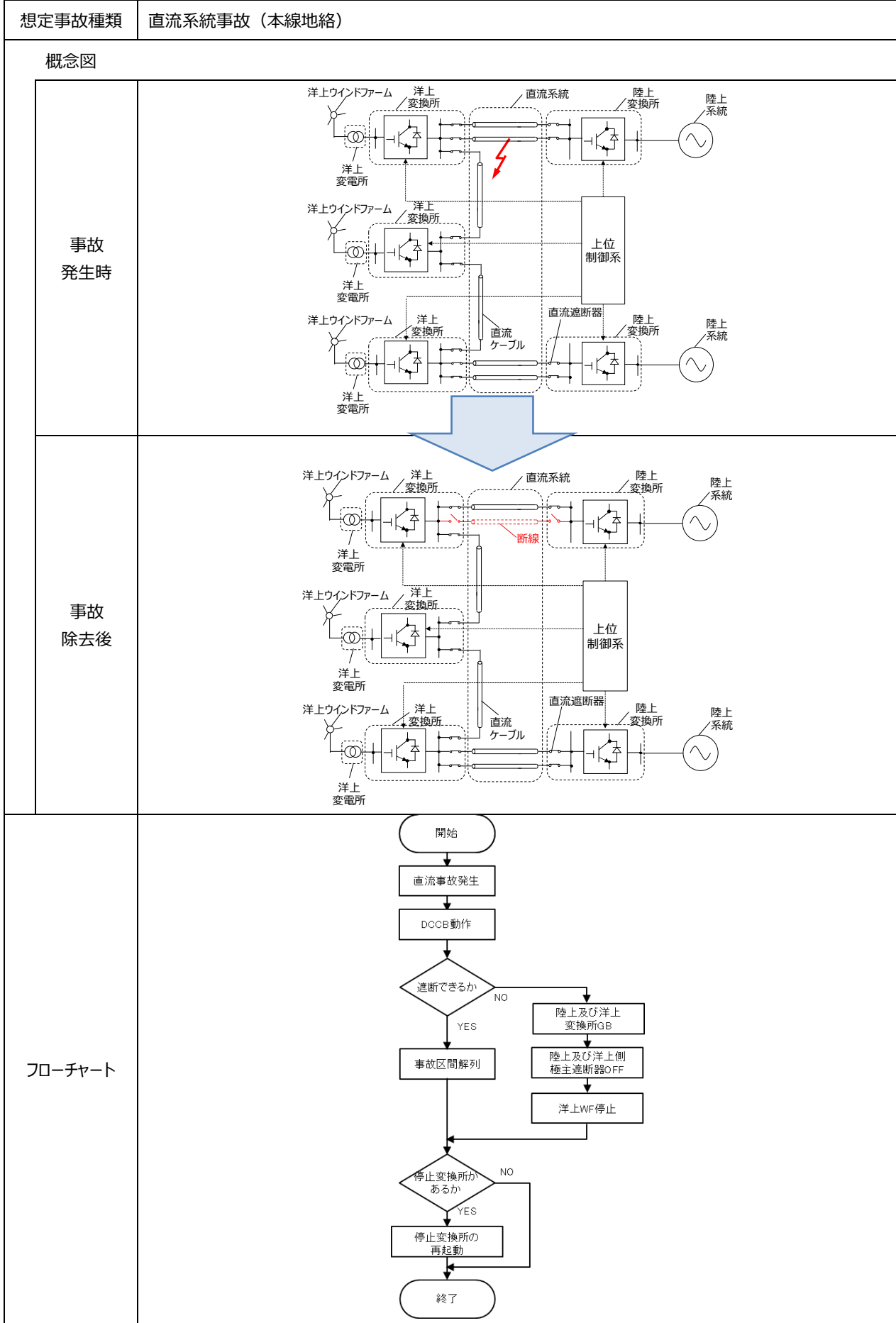
<構成機器>

- * 洋上WF（発電機，PCS）
- * 洋上変換所 交流遮断器（中圧集電系統）
- * 洋上変換所 交流遮断器（高圧集電系統）
- * 洋上変換所 交直変換回路
- * 洋上変換所 交直変換回路～直流母線間 直流遮断器（※）
- * 洋上変換所 直流母線～直流ケーブル間 直流遮断器（※）
- * 陸上変換所 直流母線～直流ケーブル間 直流遮断器（※）
- * 陸上変換所 交直変換回路～直流母線間 直流遮断器（※）
- * 陸上変換所 交直変換回路
- * 陸上変換所 交流遮断器
- * 陸上系統 送電線交流遮断器

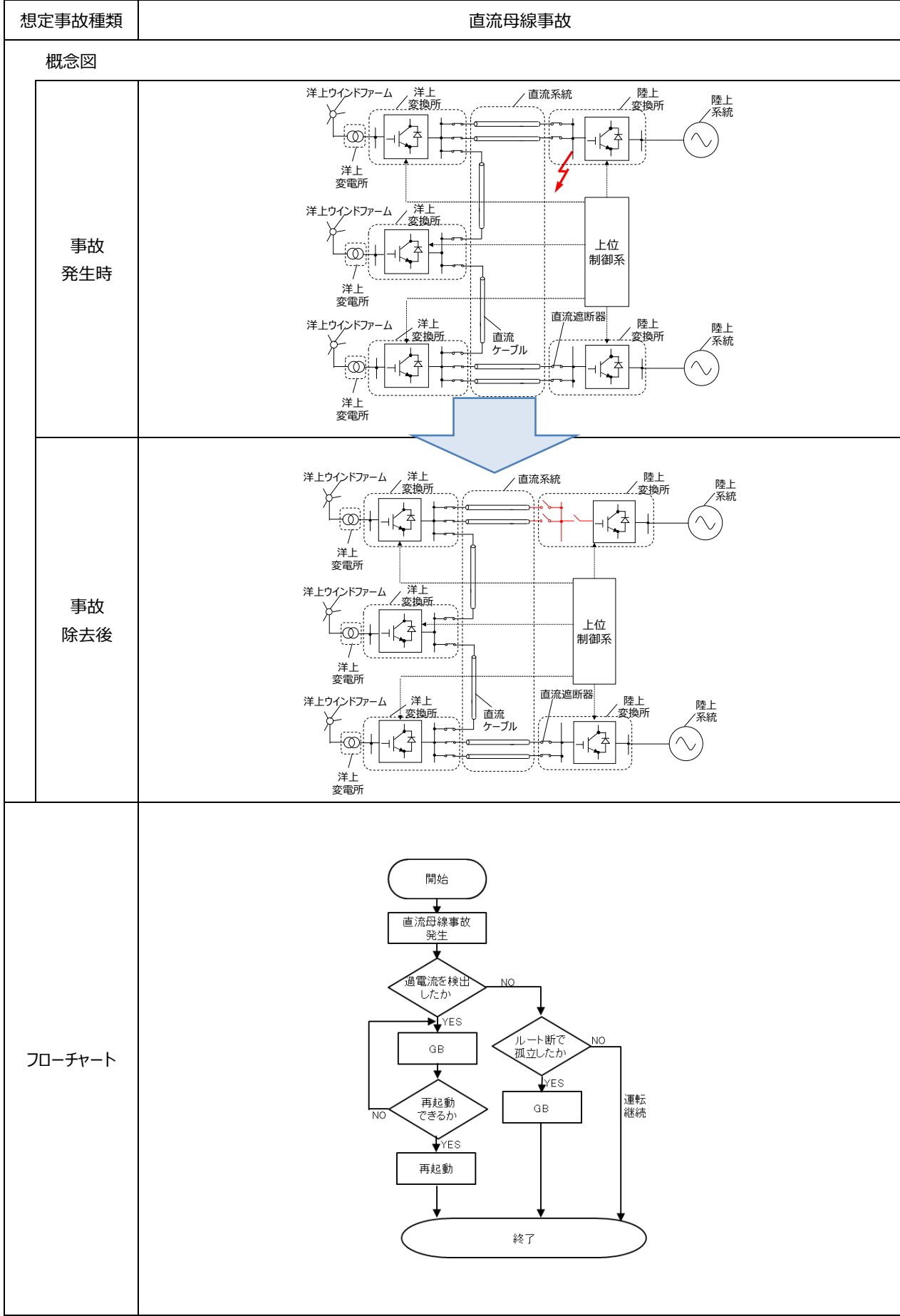
（※）ここでの直流遮断器は構成方法の一例であり、直流遮断器ではなく直流断路器などの開閉装置を用いることも考えられる。



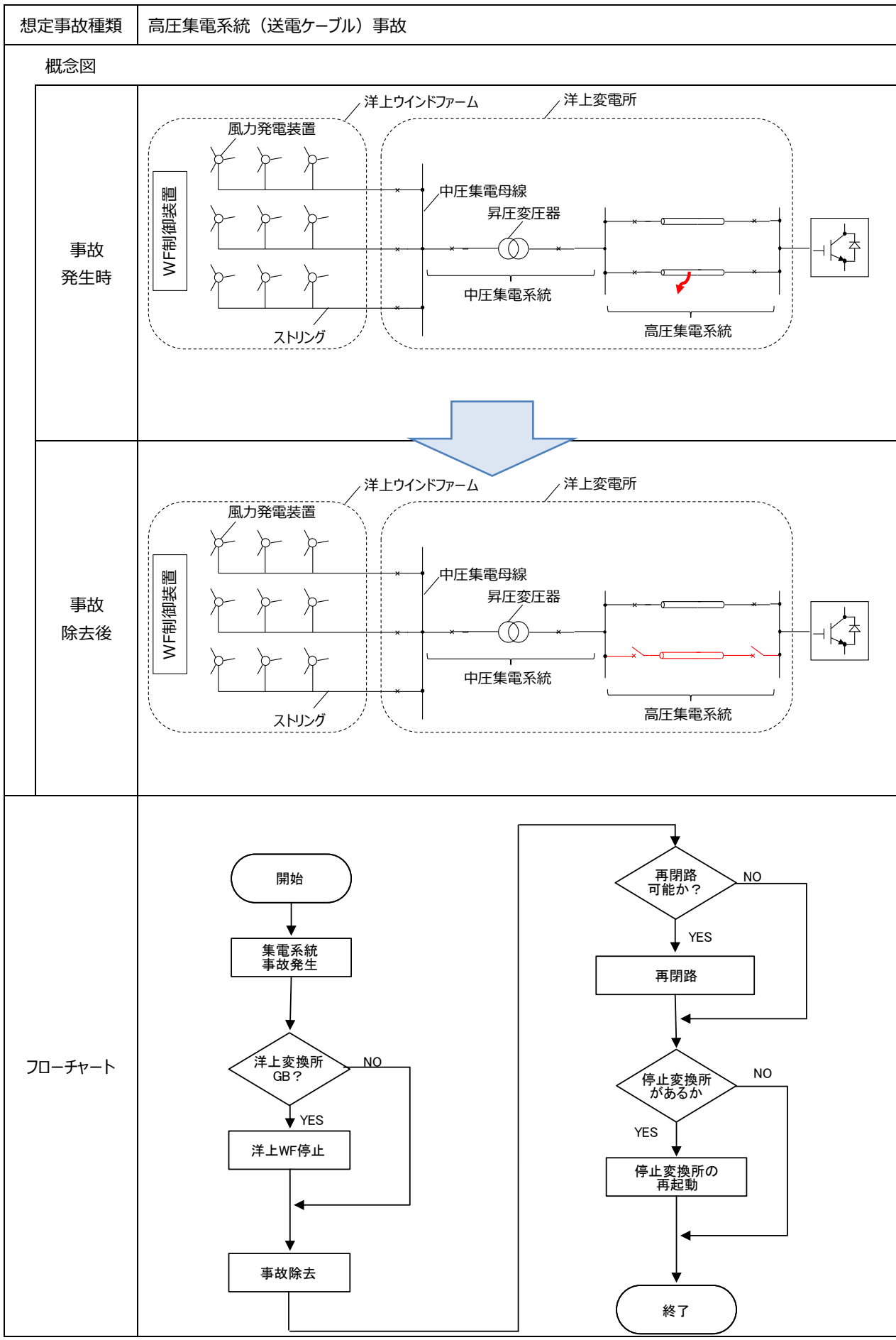
想定事故種類	陸上系統事故
事故発生直後の応動	・事故が発生した陸上系統に連系する陸上変換所は極力ゲートブロックすることなく運転継続（FRT: Fault Ride Through）することが望ましい。ただし、過電流、過電圧を検出した場合には一時的にゲートブロックしてもよいものとする。 ・陸上系統で事故が発生したことを上位制御に通知する。 ・当該変換所が、事故直前にインバータ運転していた場合には、必要に応じてブレーキングチョップを動作させる。 ・事故は、一定時間内に陸上系統の保護リレー及び遮断器開放によって除去される。 ・交流側保護リレーシステムと遮断器は、事故除去後再閉路を行う。
事故除去の方法	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器によって事故点が切り離される。一定時間後、事故点を含む送電線は再閉路される。
事故除去後の応動	
陸上変換所	陸上変換所のブレーキングチョップは動作時間以内に動作を終了する。事故によってゲートブロックした場合は、極主遮断器をOFFにする。変換所が再起動できる場合は、再起動を行う。
洋上変換所	事故前の運転状態を継続する。
陸上系統	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器による。
集電系統	事故前の運転状態を継続する。
洋上WF	事故前の運転状態を継続する。
上位制御	変換所が運転継続する場合は、事故前の運転状態を継続する。
備 考	



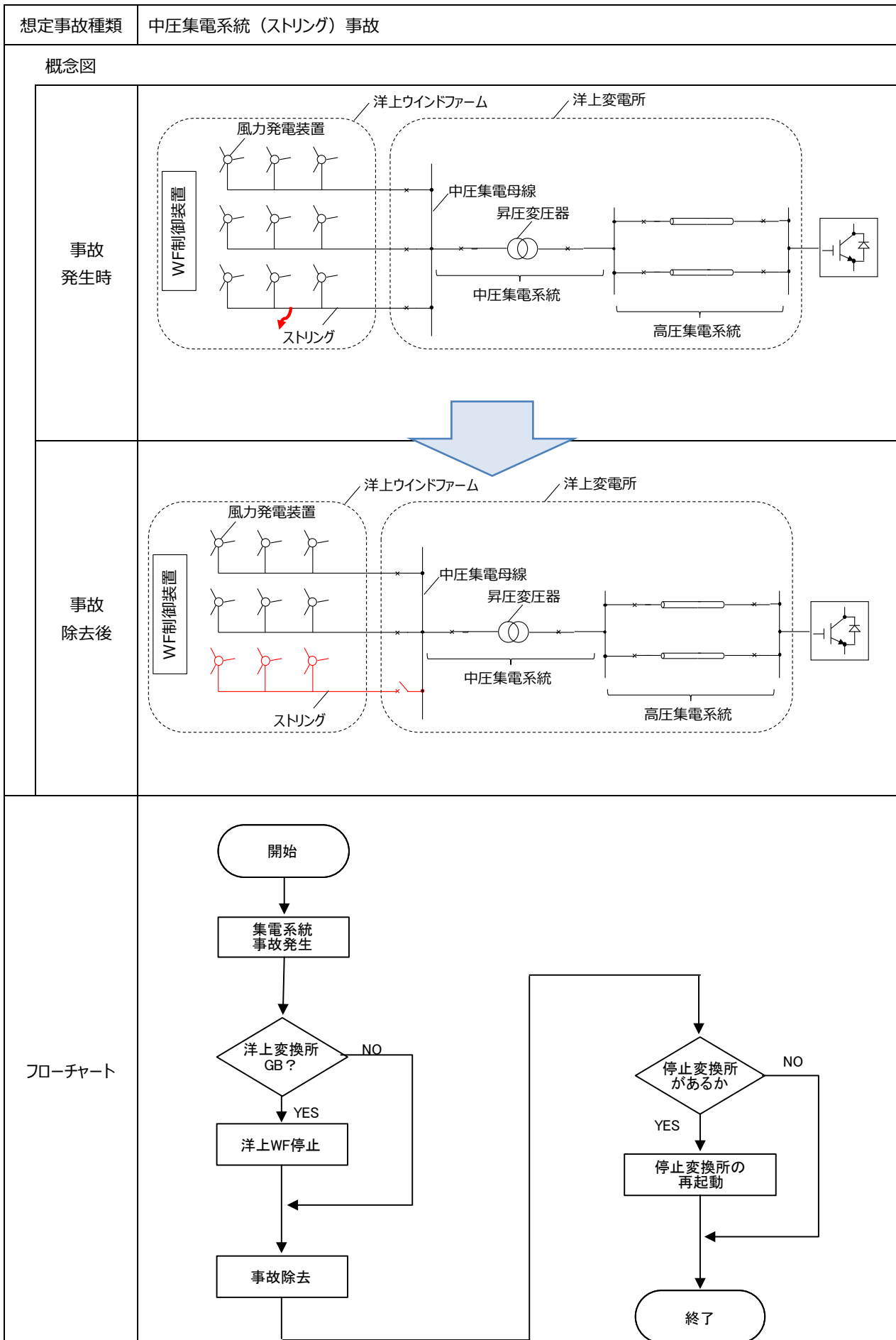
想定事故種類	直流系統事故（本線地絡）
事故発生直後の応動	・直流遮断器を開極することにより事故電流を遮断し、直流系統から事故区間を解列する。 ・事故直後も各変換所は運転を継続することが望ましいが、過電流を検出した陸上変換所および洋上変換所はゲートブロックしてもよい。この場合、ゲートブロックする時間は短時間が望ましい。 ・双極あるいは非対称単極の場合、ゲートブロック後も陸上系統から事故電流が流入し続けるため、極主遮断器を開放する。対称単極の場合、健全極の対地電位が理論上、2puまで上昇する。対地電位の上昇が許容できない場合、サージアレスタによって過電圧を抑制するなどの対策が必要である。 ・洋上変換所がゲートブロックした場合、洋上WFは交流電圧異常等を検出（FRT要件を逸脱）して停止する。
事故除去の方法	直流遮断器を開極することによって、直流系統から地絡したケーブルを切り離す。永久事故であるため、再閉路は想定しない。直流遮断器の開極によって他変換所とルート断となる変換所は脱落する。
事故除去後の応動	
陸上変換所	事故によってゲートブロックとなった後に、再起動できる場合はなるべく速やかに再起動（ゲートデブロック）を行う。他の変換所とルート断になって孤立した場合には変換所脱落に至る。脱落后、交流系統に対してSTATCOMとして運転してもよい。
洋上変換所	事故によってゲートブロックとなった後に、再起動できる場合はなるべく速やかに再起動を行う。他の変換所とルート断になって孤立した場合には変換所脱落に至る。
陸上系統	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器による。
集電系統	集電系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
洋上WF	連系している洋上変換所がゲートブロックしている場合、停止し続ける。その後、当該変換所が再起動した場合、交流電圧の復帰をもって運転を再開する。ただし、出力制限指令を受けた場合には、各風力発電装置の出力を絞り込むか、あるいは一部の風力発電装置を停止する。
上位制御	直流遮断器の投入・開放情報や変換器故障情報等を用いて直流事故の発生箇所と停止端子を把握した上で、ドループ指令値を更新。陸上変換所の脱落により洋上WFの発電電力が送電可能電力を超える場合、各洋上WFに出力制限指令を与えることが考えられる。
備 考	事故後も変換所が運転継続し、事故前の潮流状態をできる限り維持することが望ましいが、多端子HVDCシステムの運用者の保護思想に従って保護協調を検討する。上位制御がドループ指令を更新するまでの間、一部のケーブルで過負荷となる可能性があるが、ダイナミックレイティング等で回避できる可能性もある。



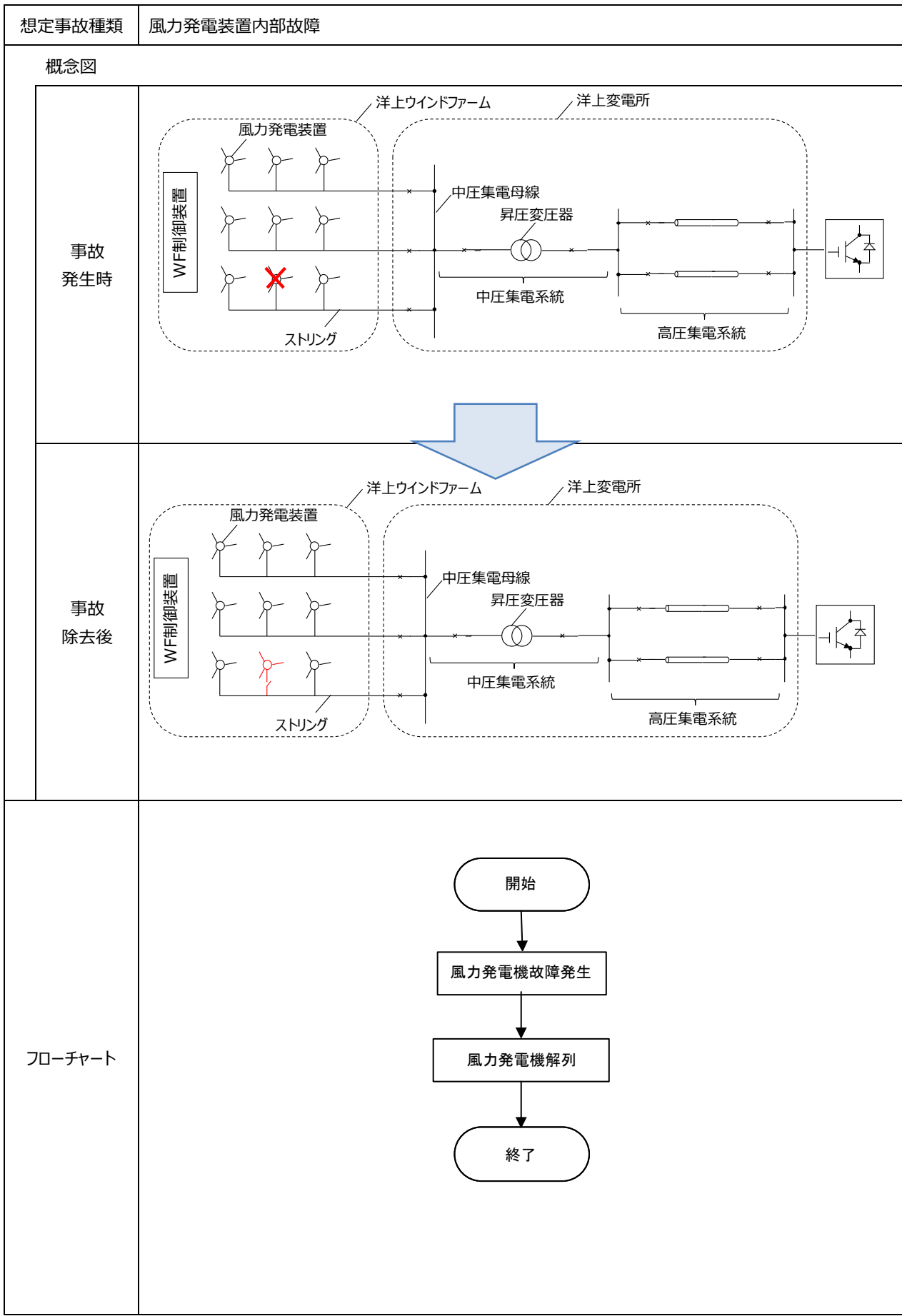
想定事故種類	直流母線事故
事故発生直後の応動	・事故電流を適切に遮断可能な直流遮断器を開極し、直流系統から事故母線を切り離す。この直流遮断器は事故が発生した変換所至近のものとは限らない。 ・直流遮断器の開極により他の変換所とルート断となり孤立する変換所（事故母線近傍の変換所を含む）は即時ゲートブロックし、変換所脱落に至る。 ・事故直後も各変換所は運転を継続することが望ましいが、過電流を検出した陸上変換所および洋上変換所はゲートブロックしてもよい。この場合、ゲートブロックする時間は短時間が望ましい。 ・双極あるいは非対称単極の場合、ゲートブロック後も陸上系統から事故電流が流入し続けるため、極主遮断器を開放する。対称単極の場合、健全極の対地電位が理論上、2puまで上昇する。対地電位の上昇が許容できない場合、サージアレスタによって過電圧を抑制するなどの対策が必要である。 ・洋上変換所がゲートブロックした場合、洋上WFは交流電圧異常等を検出（FRT要件を逸脱）して停止する。
事故除去の方法	事故電流を適切に遮断可能な直流遮断器を開極することによって、直流系統から事故母線を切り離す。単一母線で冗長性がなく、永久故障である場合には直流遮断器の再開路は想定しない。したがって、事故母線の変換所は脱落となる。
事故除去後の応動	
陸上変換所	事故によってゲートブロックした後に、再起動できる場合はなるべく速やかに再起動（ゲートデブロック）を行う。当該変換所が脱落した場合は、交流系統に対してSTATCOMとして運転してもよい。
洋上変換所	事故によってゲートブロックした後に、再起動できる場合はなるべく速やかに再起動を行う。当該変換所が脱落した場合には再起動せずに停止状態へ移行する。
陸上系統	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器による。
集電系統	集電系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
洋上WF	連系している洋上変換所がゲートブロックしている場合、停止し続ける。その後、当該変換所が再起動した場合、交流電圧の復帰をもって運転を再開する。ただし、出力制限指令を受けた場合には、各風力発電装置の出力を絞り込むか、あるいは一部の風力発電装置を停止する。
上位制御	直流遮断器の投入・開放情報や変換器故障情報等を用いて直流事故の発生箇所と停止端子を把握し、トループ指令値を更新する。陸上変換所の脱落により洋上WFの発電電力が送電可能電力を超える場合、各洋上WFに出力制限指令を与えることが考えられる。
備 考	事故点が切り離される前に事故母線以外の変換所が脱落することがないように保護協調の検討が必要である。陸上変換所の脱落によって洋上WFの発電電力が送受電可能な量を超過した状態が継続すると、運転継続している変換所が過電圧による長時間停止に至る可能性がある。これを回避できるよう上位制御から各洋上WFに出力制限指令を与える等の対策の検討が必要である。



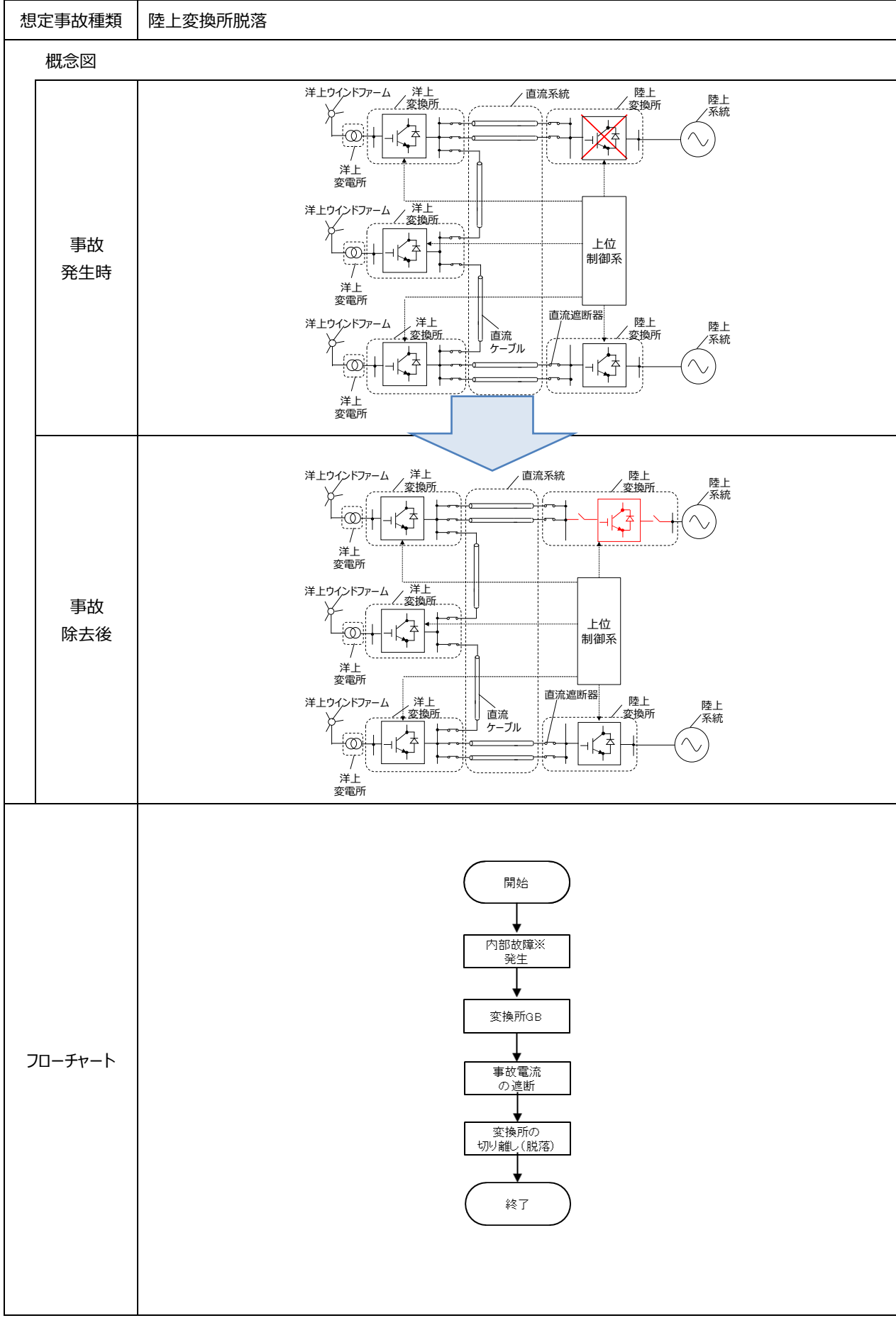
想定事故種類	高圧集電系統（送電ケーブル）事故
事故発生直後の応動	洋上WFおよび/または洋上変換所から事故点に事故電流が流入する。洋上WFおよび洋上変換所は極力ゲートブロックすることなく運転継続する(FRT)が、それぞれの要件を逸脱した場合は、ゲートブロックしてもよいものとする。
事故除去の方法	集電系統の保護リレーシステムと遮断器によって事故を生じているケーブルを切り離す。2回線などの冗長性がない場合、これによって、洋上変換所と洋上WFの間がルート断となる場合には、当該洋上変換所は脱落する。
事故除去後の応動	
陸上変換所	通常運転を継続する。
洋上変換所	当該変換所が脱落した場合を除いて、事故中にゲートブロックした場合はゲートデブロックして運転を再開する。
陸上系統	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
洋上系統	集電系統の保護リレーシステムと遮断器によって事故を生じているケーブルを切り離す。
洋上風力	連系している洋上変換所がゲートブロックし、その後ゲートデブロックし、集電系統の電圧が確立した場合、運転を再開する。連系している洋上変換所が脱落した場合は停止する。
上位制御	回線数の減少に伴い、集電系統の過負荷が想定される場合には、洋上風力への出力上限指令ないし停止指令を送信する。
備 考	本事故はCIGRÉ Technical Brochure 619のFigure 4.5に相当する。集電系統での事故検出の方法についての検討が必要である（事故電流の供給源や電流差動リレーの採否等）。



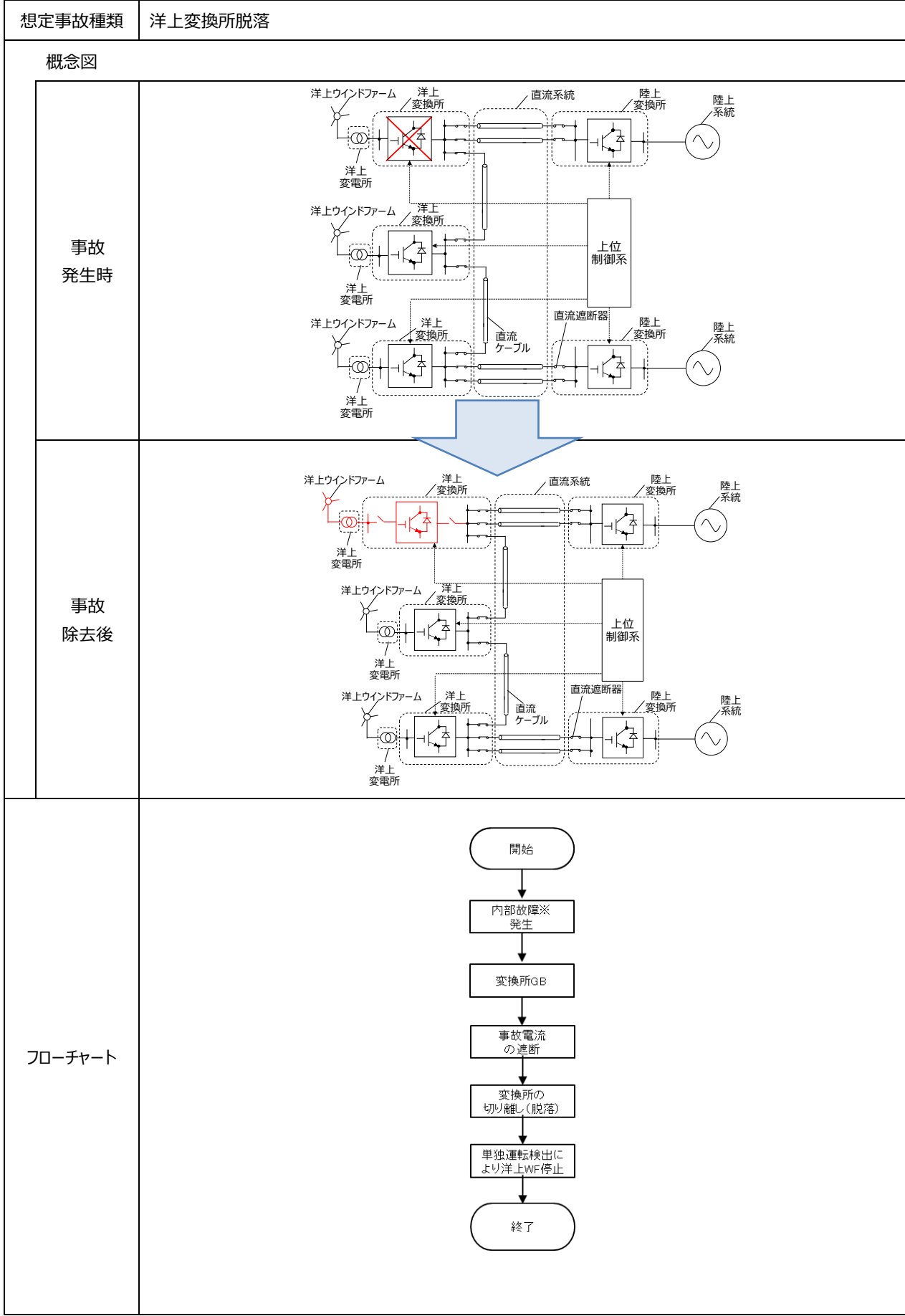
想定事故種類	中圧集電系統（ストリング）事故
事故発生直後の応動	洋上WFを構成する他のストリングおよび/または洋上変換所から事故点に事故電流が流入する。洋上WFおよび洋上変換所は極力ゲートブロックすることなく運転継続する(FRT)が、それぞれの要件を逸脱した場合は、ゲートブロックしてもよいものとする。
事故除去の方法	集電系統の保護リレーシステムと遮断器によって事故を生じているケーブルを切り離す。当該中圧ケーブル（ストリング）に属する風力発電装置（風車）は停止する。
事故除去後の応動	
陸上変換所	通常運転を継続する。
洋上変換所	当該変換所が脱落した場合を除いて、事故中にゲートブロックした場合はゲートデブロックして運転を再開する。
陸上系統	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
洋上系統	集電系統の保護リレーシステムと遮断器によって事故を生じているケーブルを切り離す。
洋上風力	当該中圧ケーブル（ストリング）に属する風力発電装置（風車）は停止する。その他の風力発電装置（風車）は通常運転を継続する。
上位制御	洋上風力の一部が停止したことをWF制御装置から上位制御に通知する。
備 考	本事故はCIGRÉ Technical Brochure 619のFigure 4.4に相当する。事故点検出のためのリレー構成についての検討が必要であると考えられる。



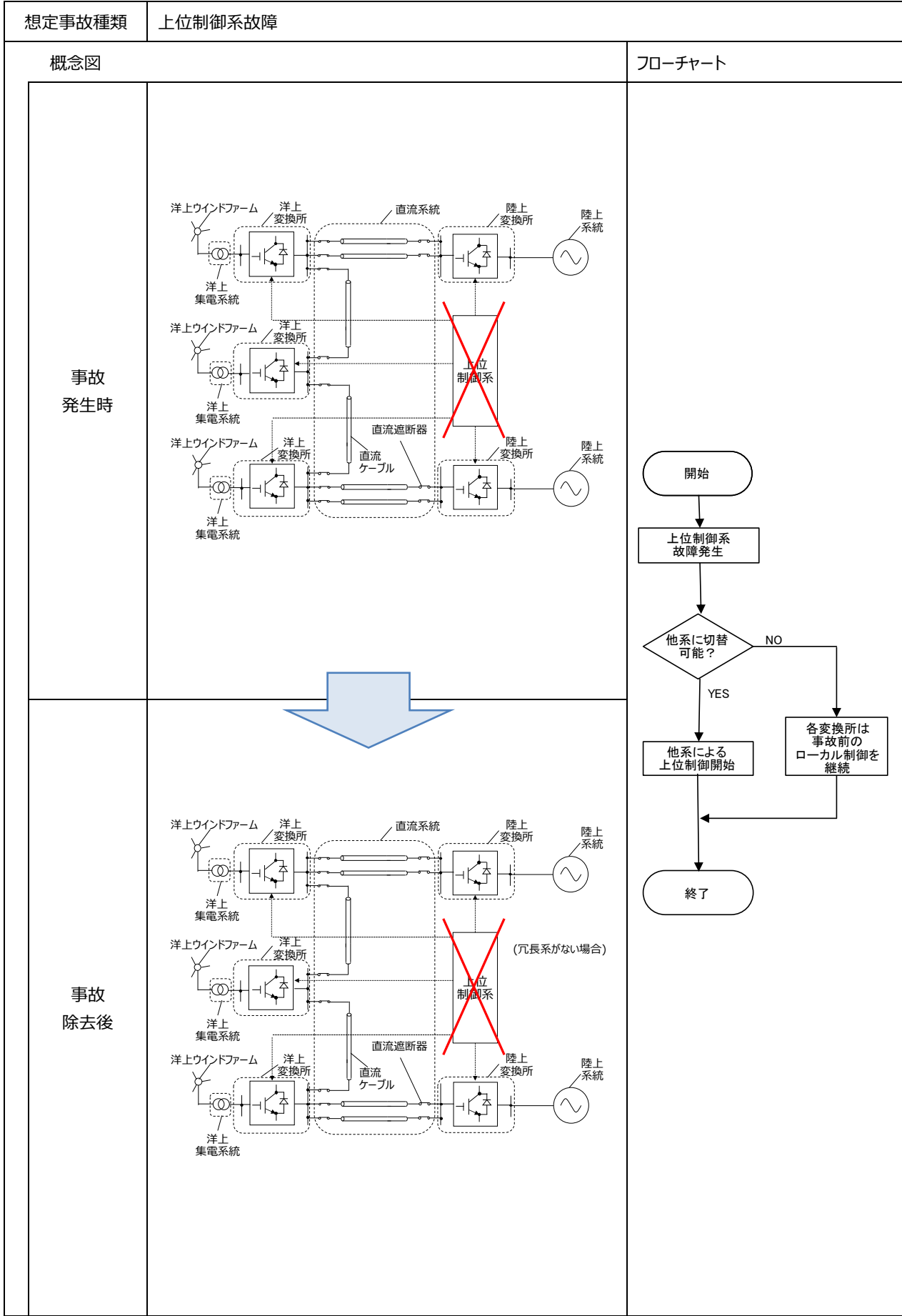
想定事故種類	風力発電装置内部故障
事故発生直後の応動	内部故障によって、風力発電装置がトリップするが、その際に、内部故障の様相によっては集電系統から事故電流が流入する。
事故除去の方法	風力発電装置（風車）の保護システムとPCS遮断器によって当該風力発電装置（風車）を切り離す。
事故除去後の応動	
陸上変換所	通常運転を継続する。
洋上変換所	通常運転を継続する。
陸上系統	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
洋上系統	通常運転を継続する。
洋上風力	風力発電装置（風車）の保護システムとPCS遮断器によって当該風力発電装置（風車）を切り離す。
上位制御	洋上風力の一部が停止したことをWF制御装置から上位制御に通知する。
備 考	



想定事故種類	陸上変換所脱落
事故発生直後の応動	・内部故障※によって陸上変換所がゲートブロックし、脱落に至る。 ・内部故障の様相によっては、交流、直流系統から事故電流が流入する。 ・事故電流を適切に遮断可能な交流、直流遮断器を開放する。直流遮断器については、事故が発生した変換所至近のものとは限らない。 ・変換所内の交流側、直流側それぞれの遮断器を開放し、当該変換所は交流、直流系統から切り離される。
事故除去の方法	変換所の保護リレーシステムと交流、直流側それぞれの遮断器によって当該変換所を切り離す。
事故除去後の応動	
陸上変換所	当該変換所が脱落した場合を除いて、通常運転を継続する。上位制御系から新しい電圧指令やドループ指令を与えられた場合には、新しい指令に従って運転を継続する。
洋上変換所	通常運転を継続する。
陸上系統	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
集電系統	通常運転を継続する。
洋上WF	通常運転を継続する。ただし、出力制限指令を受けた場合には、各風力発電装置の出力を絞り込むか、あるいは一部の風力発電装置を停止する。
上位制御	ドループ指令値を更新する。陸上変換所の脱落によって、洋上WFの発電電力が送受電可能な量を超える場合には洋上WFの転送遮断を実施する。陸上変換所の脱落により洋上WFの発電電力が送電可能電力を超える場合、各洋上WFに出力制限指令を与えることが考えられる。
備 考	陸上変換所のうちDC-AVR端が1ヶ所しかなく、かつ、その陸上変換所が脱落した場合には直流系統の電圧制御機能が失われてしまうため、ドループ制御等により、DC-AVR端としての機能を他の陸上変換所が肩代わりするようにシステムを構成する必要があると考えられる。 ※変換所脱落の要因は内部故障以外にもあるが、直流系統事故や直流母線事故による変換所脱落は説明済みのため、ここでは内部故障を例に説明する。



想定事故種類	洋上変換所脱落
事故発生直後の応動	・内部故障※によって洋上変換所がゲートブロックし、脱落に至る。 ・内部故障の様相によっては、交流、直流系統から事故電流が流入する。 ・事故電流を適切に遮断可能な交流、直流遮断器を開放する。直流遮断器については、事故が発生した変換所至近のものとは限らない。 ・変換所内の交流側、直流側それぞれの遮断器を開放し、当該変換所は交流、直流系統から切り離される。 ・集電系統は洋上WFのみの単独系統となる。
事故除去の方法	変換所の保護リレーシステムと交流、直流側それぞれの遮断器によって当該変換所を切り離す。
事故除去後の応動	
陸上変換所	通常運転を継続する。
洋上変換所	当該変換所が脱落した場合を除いて通常運転を継続する。
陸上系統	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
集電系統	洋上変換所が脱落した場合を除いて、通常運転を継続する。洋上変換所が脱落した場合は、集電系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
洋上WF	洋上変換所が脱落した場合を除いて、通常運転を継続する。洋上変換所が脱落した場合は洋上WFのみの単独系統となるため、洋上WFを構成するパワーコンディショナの単独運転検出機能によって停止する。
上位制御	ドループ指令値を更新する。
備 考	※変換所脱落の要因は内部故障以外にもあるが、直流系統事故や直流母線事故による変換所脱落は説明済みのため、ここでは内部故障を例に説明する。



想定事故種類	上位制御系故障
事故発生直後の応動	（冗長性がない場合）各変換所のローカル制御のみに依存して直流系統の電圧と潮流が決定することになり、場合によっては過電圧や過電流が生じる可能性がある。過電圧・過電流を検出した場合、各変換所や直流系統の保護リレーシステムによって連鎖的に変換所脱落やルート断が発生する可能性がある。 （冗長性がある場合）待機系に切り替える。
事故除去の方法	（冗長性がない場合）各変換所や直流系統の保護リレーシステムに依る（ただし、上位制御系には十分な冗長性を持たせることにより、上位制御系なしでHVDCシステムが運転継続することが極力ないようにする必要があると考える）。 （冗長性がある場合）待機系に切り替える。
事故除去後の応動	
陸上変換所	通常運転を継続するが、過電圧、過電流を検出した場合は停止（脱落）する。
洋上変換所	通常運転を継続するが、過電圧、過電流を検出した場合は停止（脱落）する。
陸上系統	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
洋上系統	洋上系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
洋上風力	連系している洋上変換所が脱落した場合は停止する。この場合、各風力発電装置（風車）は単独運転検出機能によって運転を停止する。
上位制御	（冗長性がない場合）各変換所や直流系統の保護リレーシステムに依る。 （冗長性がある場合）待機系に切り替える。
備 考	上位制御系が故障した場合、各変換所は直前に与えられた指令値に基づいたローカル制御での運転となるため、風況や陸上系統の状態によっては過負荷や過電圧となって脱落する恐れがある。上位制御系には冗長性を設け、機能の喪失を防止することが望ましいと思われる。

洋上多端子直流送電システムにおける想定事故と機器別事故時応動

	洋上側						
	A. 洋上WF (発電機, PCS)	B. 洋上変換所 交流遮断器 (中圧集電系統)	C. 洋上変換所 交流遮断器 (高圧集電系統)	D. 洋上変換所 交流遮断器	E. 洋上変換所 交直変換回路	F. 洋上変換所・ 直流母線間 直流遮断器	G. 直流母線・ 直流ケーブル間 直流遮断器
1. 陸上系統事故	－	－	－	－	－	－	－
2. 直流系統事故 (本線地絡)	洋上変換所がGBの場合 は、交流電圧異常を検 出して停止する。	－	－	洋上変換所がGBの場合 は開放する。	事故でGBの場合は、 GDBして再起動。他変換 所とルート断になって孤立 した場合は直流系統から 脱落。	洋上変換所脱落の場合 は開放する。	当該直流ケーブルの直流 遮断器を開放する。永久 事故のため再閉路は想定 しない。
3. 直流母線事故	洋上変換所がGBの場合 は、交流電圧異常を検 出して停止する。	－	－	洋上変換所がGBの場合 は開放する。	事故でGBの場合は、 GDBして再起動。他変換 所とルート断になって孤立 した場合は直流系統から 脱落。	当該母線の遮断器を開放 する。再閉路は想定しな い。(永久事故)	当該ケーブルの遮断器を 開放する。再閉路は想定 しない。(永久事故)
4. 高圧集電系統 (送電ケーブル) 事故	連系している洋上変換所 が脱落した場合は停止す る。	－	当該ケーブルの遮断器を 開放する。	－	極力GBすることなく運転 継続(FRT)するが、FRT 要件逸脱時はGBしてもよ い。	－	－
5. 中圧集電系統 (ストリング) 事故	当該ストリングに属する WFは停止する。連系して いる洋上変換所が脱落し た場合は停止する。	当該ストリングの遮断器を 開放する。	－	－	極力GBすることなく運転 継続(FRT)するが、FRT 要件逸脱時はGBしてもよ い。	－	－
6. 風力発電装置 内部故障	風車発電装置の保護シス テムとPCS遮断器によって 当該風車発電機を切り離 す。	－	－	－	－	－	－
7. 陸上変換所脱落	－	－	－	－	－	－	－
8. 洋上変換所脱落	連系している洋上変換所 が脱落した場合は停止す る。	－	－	当該変換所の遮断器を開 放する。	当該変換所が脱落した場 合を除き、運転継続す る。	当該変換所の遮断器を開 放する。	－
9. 上位制御系脱落	連系している洋上変換所 が脱落した場合は停止す る。	－	－	洋上変換所脱落の場合 は開放する。	上位制御に冗長性が無い 場合は、変換所ローカル 制御に切替。過電圧、過 電流検出の場合は脱落。	洋上変換所脱落の場合 は開放する。	－

GB：ゲートブロック

GDB：ゲートデブロック

洋上多端子直流送電システムにおける想定事故と機器別事故時応動

	陸上側				
	H. 直流母線・ 直流ケーブル間 直流遮断器	I. 陸上変換所・ 直流母線間 直流遮断器	J. 陸上変換所・ 交直変換回路	K. 陸上変換所・ 交流遮断器	L. 陸上系統送電線 交流遮断器
1. 陸上系統事故	—	—	極力GBすることなく運転継続(FRT)。ただし、過電流、過電圧検出の場合は一時的にGBしてもよい。	陸上変換所がGBの場合は開放する。	当該送電線の遮断器を開放。事故除去後に再閉路する。
2. 直流系統事故 (本線地絡)	当該直流ケーブルの直流遮断器を開放する。永久事故のため再閉路は想定しない。	陸上変換所脱落の場合は開放する。	GBの場合は、GDBして再起動。他変換所とルート断になって孤立した場合は直流系統から脱落。	陸上変換所GBの場合は、事故電流流入を防止するため交流遮断器を開放する。	—
3. 直流母線事故	当該ケーブルの遮断器を開放する。再閉路は想定しない。(永久事故)	当該母線の遮断器を開放する。再閉路は想定しない。(永久事故)	GBの場合は、GDBして再起動。他変換所とルート断になって孤立した場合は直流系統から脱落。	陸上変換所GBの場合は、事故電流流入を防止するため交流遮断器を開放する。	—
4. 高圧集電系統 (送電ケーブル) 事故	—	—	—	—	—
5. 中圧集電系統 (ストリング) 事故	—	—	—	—	—
6. 風力発電装置 内部故障	—	—	—	—	—
7. 陸上変換所脱落	—	当該変換所の遮断器を開放する。	当該変換所が脱落した場合を除き、運転継続する。	当該変換所の遮断器を開放する。	—
8. 洋上変換所脱落	—	—	—	—	—
9. 上位制御系脱落	—	陸上変換所脱落の場合は開放する。	上位制御に冗長性がない場合は、変換所ローカル制御に切替。過電圧、過電流検出の場合は脱落。	陸上変換所脱落の場合は開放する。	—

GB : ゲートブロック

GDB : ゲートデブロック

7 上位制御系による電力配分の検討事例

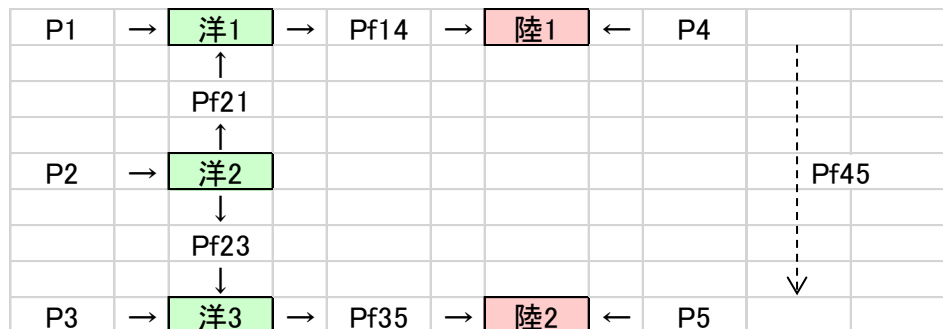
3.1節にて上位制御系の電力配分機能の基本的な考え方を示した。本章では、その考え方を適用した検討事例として、5端子HVDCシステムの超過しない場合および超過する場合について示す。

本章での5端子HVDCシステムの各設備定格容量を表7.1、系統構成を図7.1に示す。また本章での端子指令値の符号は、正值は発電（送電）、負値は受電とする。陸上端子間送受電計画値は、陸1から陸2の方向を正（送電）とする。

表7.1 5端子HVDCシステムの端子指令値および線路潮流

No.	端子指令値および 線路潮流	略称	記号	上下限 [MW]
1	洋上端子1指令値	洋1	P1	0～1500
2	洋上端子2指令値	洋2	P2	0～1500
3	洋上端子3指令値	洋3	P3	0～1500
4	陸上端子1指令値	陸1	P4	-3000～3000
5	陸上端子2指令値	陸2	P5	-3000～3000
6	洋2洋1直流ケーブル潮流	洋2洋1	Pf21	-1500～1500
7	洋2洋3直流ケーブル潮流	洋2洋3	Pf23	-1500～1500
8	洋1陸1直流ケーブル潮流	洋1陸1	Pf14	-3000～3000
9	洋3陸2直流ケーブル潮流	洋3陸2	Pf35	-3000～3000
10	陸1陸2送受電潮流	陸1陸2	Pf45	-1500～1500

符号の定義	端子指令値	・ 交流から直流へ送電する向きを正
	直流ケーブル潮流	・ 洋2から洋1へ送電する向きを正 ・ 洋1から陸1へ送電する向きを正 ・ 洋2から洋3へ送電する向きを正 ・ 洋3から陸2へ送電する向きを正
	陸上端子間送受電	・ 陸1から陸2へ送電する向きを正



※矢印→は正の向きを示す。（例）P4 = -3000は陸1の3000MW受電を示す。

図7.1 5端子HVDCシステムの系統構成および符号の定義

7.1 超過しない場合

超過しない場合の潮流状態として洋上風力発電、洋上風力受電、および陸上端子間送受電のパターンは無数に考えられるが、本節では超過する場合に送電容量超過が発生する可能性が高いと考えられる洋上風力発電フル出力、陸上端子均等受電の潮流状態を検討する。

この潮流状態となるよう、超過しない場合の各計画値を以下のとおり設定する。

- ・洋 1 風力発電計画値 : 1500MW
- ・洋 2 風力発電計画値 : 1500MW
- ・洋 3 風力発電計画値 : 1500MW
- ・陸 1 風力受電計画値 : -3000MW
- ・陸 2 風力受電計画値 : -1500MW
- ・陸上端子間送受電計画値 : 750MW

各端子指令値は、各計画値の重ね合わせにより、以下の通り算出される。洋上の計画値は洋上風力発電のみのため、洋上端子指令値は洋上風力発電計画値と一致する。

- ・洋 1 端子指令値 : 1500MW＝洋 1 風力発電計画値 1500MW
- ・洋 2 端子指令値 : 1500MW＝洋 2 風力発電計画値 1500MW
- ・洋 3 端子指令値 : 1500MW＝洋 3 風力発電計画値 1500MW
- ・陸 1 端子指令値 : -2250MW＝洋上風力受電計画値-3000MW
+ 陸上端子間送受電計画値 750MW
- ・陸 2 端子指令値 : -2250MW＝洋上風力受電計画値-1500MW
+ 陸上端子間送受電計画値-750MW

上記の設定による超過しない場合の各計画値および端子指令値を図 7.2 に示す。

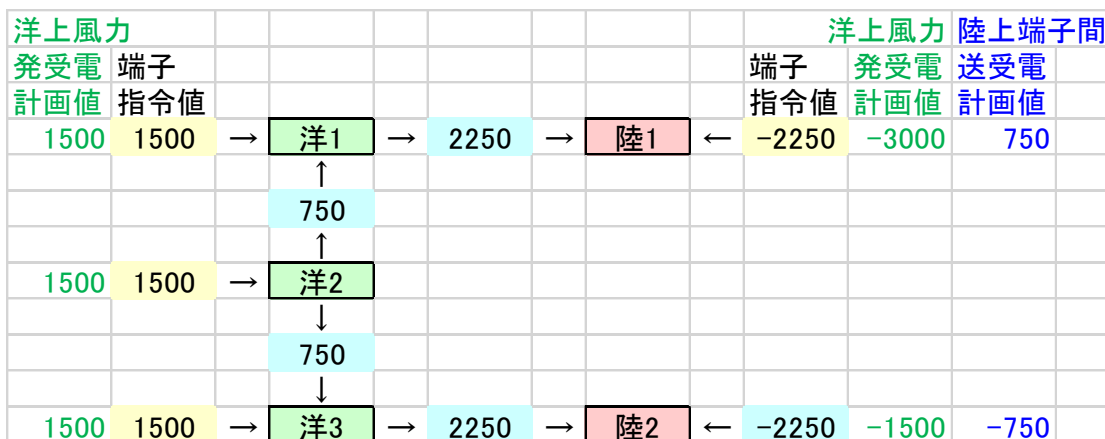


図 7.2 超過しない場合の各計画値および端子指令値

7.2 超過する場合

超過しない場合の潮流状態を基準として、設備容量超過が発生する超過する場合を検討する。本節では超過する場合として、洋上端子 1 脱落および陸上端子 1 脱落の 2 ケースを検討する。

【5 端子 HVDC システムの潮流方程式】

ケース検討の準備として、超過する場合の電力配分に必要な潮流方程式について説明する。設備容量超過が発生したとき、超過した分の設備容量を制約値に制限した潮流状態を算出するため、多端子 HVDC システムの潮流方程式が必要となる。ここでは本章で検討の対象とする 5 端子 HVDC システムの潮流方程式（以下「潮流方程式」という）を図 7.3 に示す。図 7.3 で使用している記号は、表 7.1 で示したものである。

$Pf21 + P1 = Pf14$	: 洋1母線
$P2 = Pf21 + Pf23$	: 洋2母線
$Pf23 + P3 = Pf35$	: 洋3母線
$Pf14 + P4 = 0$	: 陸1母線
$Pf35 + P5 = 0$	: 陸2母線

（上記5式を足し合わせると「 $P1 + P2 + P3 + P4 + P5 = 0$ 」の需給バランス式となる）

図7.3 5端子HVDCシステム潮流方程式（9元5連立方程式）

図 7.3 の潮流方程式に、既知の諸量（端子指令値、脱落設備の電力量「0」、制約値に制限された電力量等）を入力することにより、未知の諸量が出力される。

例えば、洋 1、洋 2、洋 3、陸 1 の端子指令値（ $P1$ 、 $P2$ 、 $P3$ 、 $P4$ ）は既知として、潮流方程式（9 元 5 連立方程式）に入力すると、方程式は 5 元 5 連立方程式となり、送電線潮流および陸 2 端子指令値は図 7.4 に示す通り求まる。この例での潮流方程式の入力と出力を図 7.5 に示す。

$Pf14 = -P4$	: 洋1陸1直流ケーブル潮流（出力）
$Pf21 = -P1 - P4$	: 洋2洋1直流ケーブル潮流（出力）
$Pf23 = P1 + P2 + P4$	: 洋2洋3直流ケーブル潮流（出力）
$Pf35 = -P5$	: 洋3陸2直流ケーブル潮流（出力）
$P5 = -P1 - P2 - P3 - P4$	: 陸2端子指令値（出力）

$P1$ 、 $P2$ 、 $P3$ 、 $P4$	: 洋1、洋2、洋3、陸1の端子指令値（入力）
---------------------------	-------------------------

図7.4 5端子HVDCシステム潮流方程式（5元5連立方程式）

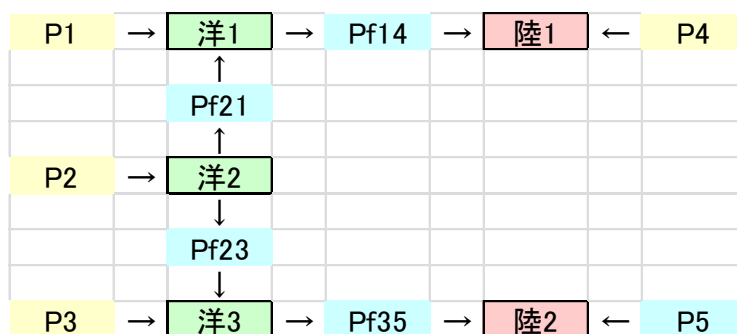


図7.5 潮流方程式の入力と出力（黄色：入力、水色：出力）

7.2.1 洋上端子1脱落ケース

超過しない場合に対して洋上端子1（1500MW 発電）が脱落したケースを検討する。

本ケースでは、洋上端子1脱落により発電合計が4500MW から3000MW に減少するため、受電合計を4500MW から3000MW に減少（1500MW 減少）する必要がある。

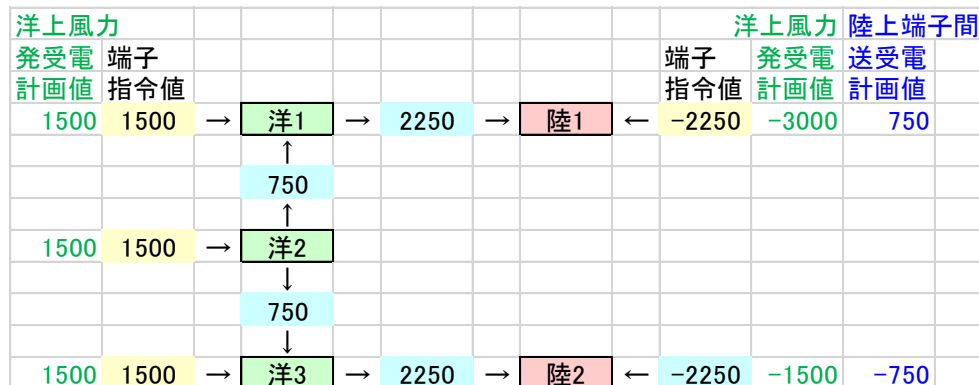


図7.6 超過しない場合

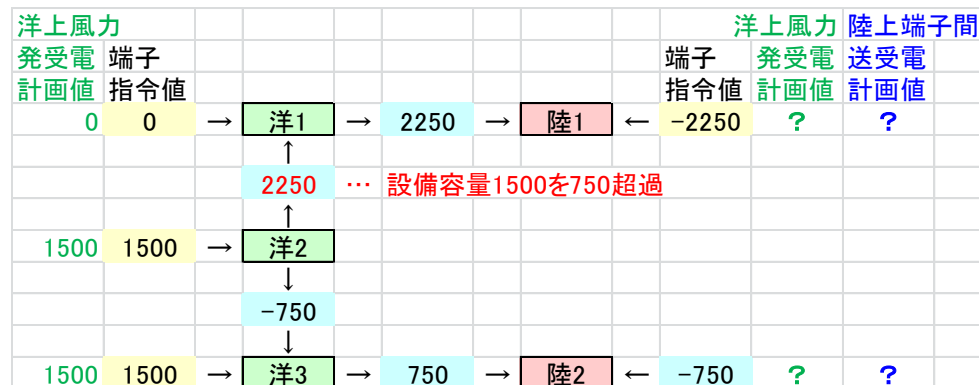


図7.7 洋上端子1脱落ケース（設備容量を制約値に制限前）

図7.7に対して、潮流方程式（図7.3）を用いて超過した分の設備容量を制約値に制限した潮流状態を算出する。算出した潮流状態を図7.8に示す。

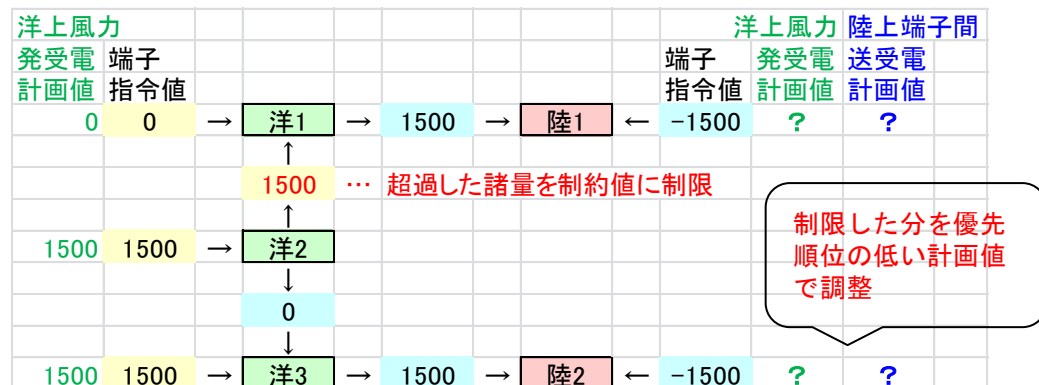


図7.8 洋上端子1脱落ケース（設備容量を制約値に制限後）

この後、制限した分を優先順位の低い計画値で調整する。計画値の調整について、表3.1.1で示したパターン毎に示す。

パターン1：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画（端子1）優先による調整

洋上風力発電計画と洋上風力受電計画（端子1）は優先（固定）のため、陸上端子間送受電計画を1500MWに変更することで、端子1指令値を-1500MWとする。そして陸上端子間送受電計画を変更した上で端子2指令値を-1500MWとするため、洋上風力受電計画（端子2）を-1500MWに変更する。

洋上風力											洋上風力			陸上端子間	
発受電	端子										端子	発受電	送受電		
計画値	指令値										指令値	計画値	計画値		
0	0	→	洋1	→	1500	→	陸1	←	-1500	-3000	1500				
			↑												
			1500												
			↑												
1500	1500	→	洋2												
			↓												
			0												
			↓												
1500	1500	→	洋3	→	1500	→	陸2	←	-1500	0	-1500				

図7.9 パターン1：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画（端子1）優先

パターン2：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画（端子2）優先による調整

洋上風力発電計画と洋上風力受電計画（端子2）は優先（固定）のため、陸上端子間送受電計画を0MWに変更することで、端子2指令値を-1500MWとする。そして陸上端子間送受電計画を変更した上で端子1指令値を-1500MWとするため、洋上風力受電計画（端子1）を-1500MWに変更する。

洋上風力											洋上風力			陸上端子間	
発受電	端子										端子	発受電	送受電		
計画値	指令値										指令値	計画値	計画値		
0	0	→	洋1	→	1500	→	陸1	←	-1500	-1500	0				
			↑												
			1500												
			↑												
1500	1500	→	洋2												
			↓												
			0												
			↓												
1500	1500	→	洋3	→	1500	→	陸2	←	-1500	-1500	0				

図7.10 パターン2：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画（端子2）優先

パターン3：洋上風力発電計画および陸上端子間送受電計画優先による調整

洋上風力発電計画と陸上端子間送受電計画は優先（固定）のため、洋上風力受電計画（端子1）を-2250MWに変更することで端子1指令値を-1500MWとし、洋上風力受電計画（端子2）を-750MWに変更することで端子1指令値を-1500MWとする。

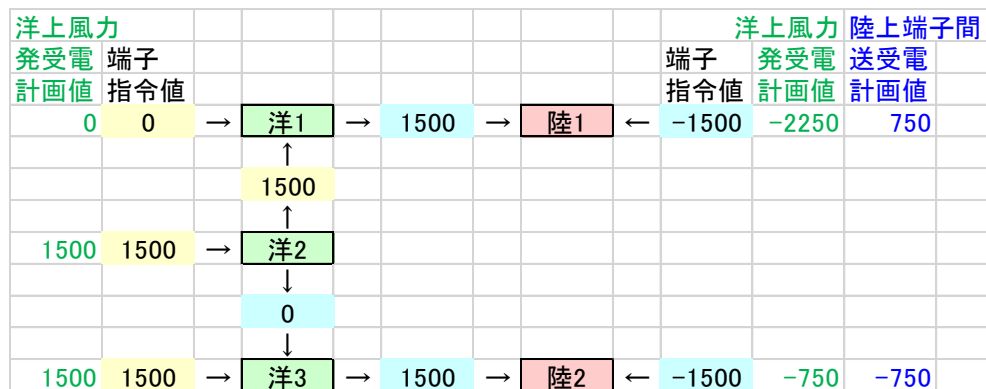


図7.11 パターン3：洋上風力発電計画および陸上端子間送受電計画優先

パターン4：陸上端子間送受電計画および洋上風力発電計画優先による調整

上記のパターン3と同様の調整のため省略する。

パターン5：陸上端子間送受電計画および洋上風力受電計画（端子1）優先による調整

陸上端子間送受電計画と洋上風力受電計画（端子1）を優先（固定）とすると、端子1指令値は-2250MWとなり-1500MWに調整できないため、この計画は調整不能である。



図7.12 パターン5：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画（端子1）優先

パターン6：陸上端子間送受電計画および洋上風力受電計画（端子2）優先による調整

上記のパターン5と同様に、端子1指令値を調整できないため、この計画は調整不能である。

7.2.2 陸上端子1脱落ケース

超過しない場合に対して陸上端子1（3000MW受電）が脱落したケースを検討する。

本ケースでは、陸上端子1脱落により受電合計が4500MWから3000MWに制限（1500MW制限）されるため、風力発電合計を4500MWから3000MWに抑制する必要がある。

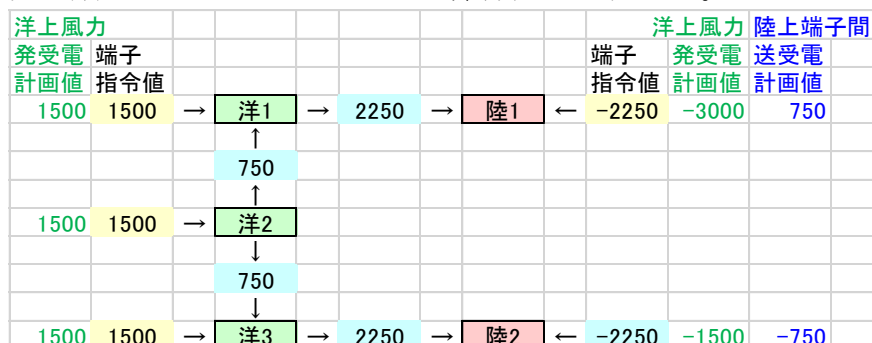


図7.13 超過しない場合

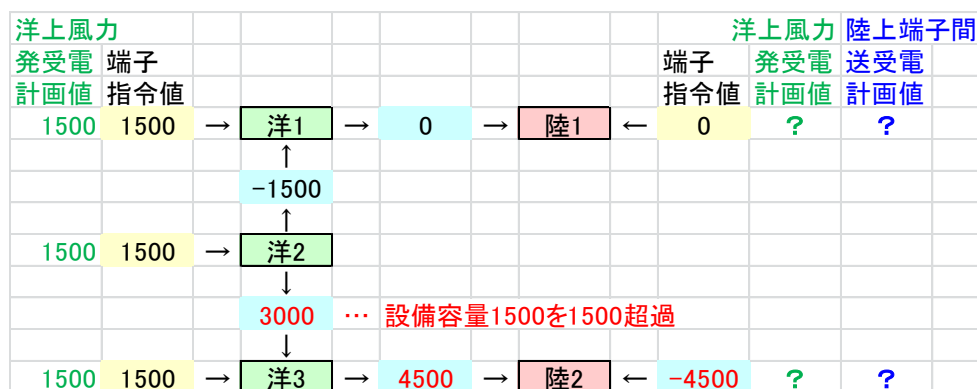


図7.14 陸上端子1脱落ケース（設備容量を制約値に制限前）

図7.14に対して、潮流方程式（図7.3）を用いて超過した分の設備容量を制約値に制限した潮流状態を算出する。算出した潮流状態を図7.15に示す。

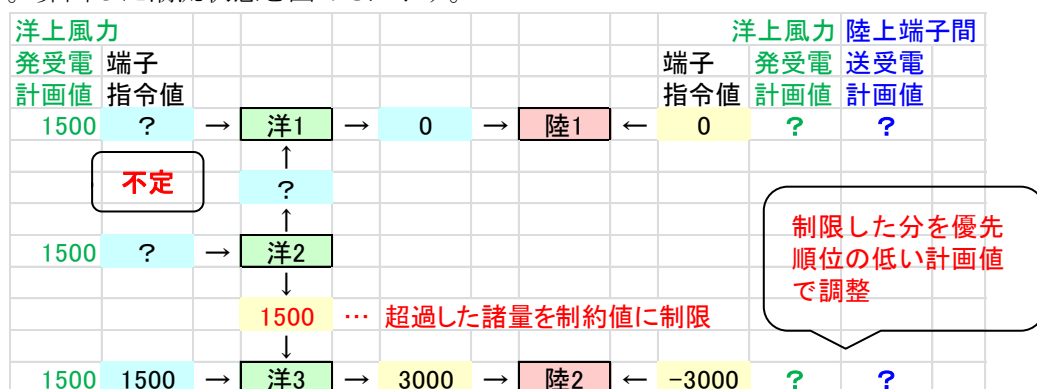


図7.15 陸上端子1脱落ケース（設備容量を制約値に制限後）

図 7.15 のケースでは、潮流方程式で不定が発生し解が求まらず潮流方程式だけでは設備超過を調整できない。このような場合は、計画の優先順位を基に調整する。

ただし洋上風力発電計画優先の場合、洋上風力発電が 3 か所あることから、どの洋上風力を優先するかのルールも必要になる。ここでは、このルールを「風力発電抑制ルール」として、以下 3 つの案を挙げる。

【前提条件】潮流方程式で解が求まる風力は、抑制の対象外とする。

例：図7.15で洋3（P3）は抑制の対象外

a. 固定順抑制：抑制する順番を事前に固定で決めておく。

例：洋3→洋2→洋1の順番で抑制。

b. 脱落設備近傍順抑制：脱落した設備に近い順番で抑制する。

例：陸1が脱落した場合、洋1→洋2→洋3の順番で抑制

c. 均等抑制：すべての風力を均等に抑制する。

例：洋1、洋2、洋3で均等に抑制

図7.16 風力発電抑制ルール（案）

「風力発電抑制ルール」を導入した上で、計画値の調整について、表3.1.1で示したパターン毎に示す。

パターン1：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画（端子1）優先による調整

洋上風力受電計画（端子1）は優先（固定）のため、端子1指令値を0MWとするには、陸上端子間送受電計画を3000MWに変更する必要がある。しかし陸上端子間送受電容量は1500MWのため、3000MWに変更はできない。風力発電抑制ルールに関わらず、この計画は調整不能である。今回は検討ケースとして示したが、脱落した設備の計画値は、優先から外すのが妥当と考える。

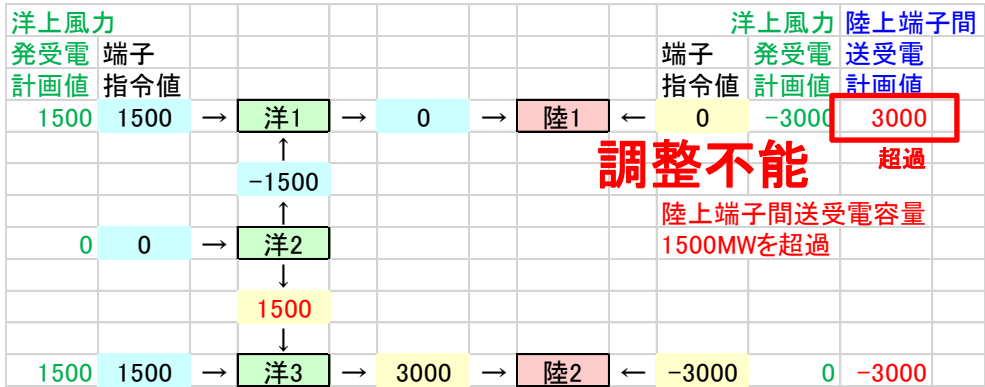


図7.17 パターン1：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画(端子1)優先（固定順抑制）

パターン2：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画（端子2）優先による調整

a. 固定順抑制（洋2→洋1）

洋上風力発電計画は固定順抑制に従い洋2を抑制する。洋上風力受電計画（端子2）は優先（固定）のため、陸上端子間送受電計画を1500MWに変更することで、端子2指令値を-3000MWとする。そして陸上端子間送受電計画を変更した上で端子1指令値を0MWとするため、洋上風力受電計画（端子1）を-1500MWに変更する。

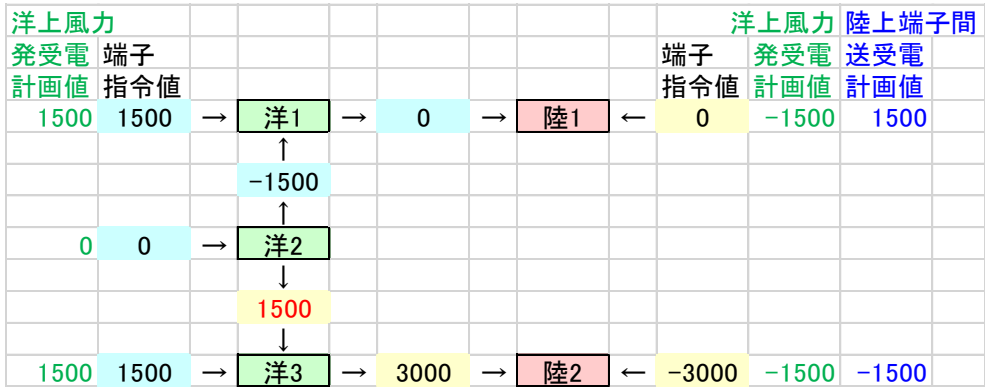


図7.18 パターン2：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画(端子2)優先（固定順抑制）

b. 脱落設備近傍順抑制

発電は脱落設備近傍順抑制に従い洋1を抑制する。洋上風力受電計画および陸上端子間送受電計画は図7.18と同様である。

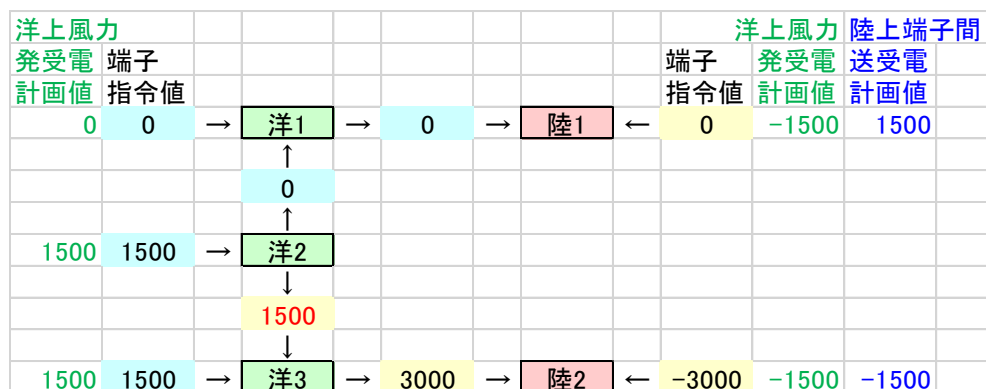


図7.19 パターン2：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画(端子2)優先（脱落設備近傍順抑制）

c. 均等抑制

発電は均等抑制に従い洋1と洋2を均等に抑制する。洋上風力受電計画および陸上端子間送受電計画は図7.18と同様である。

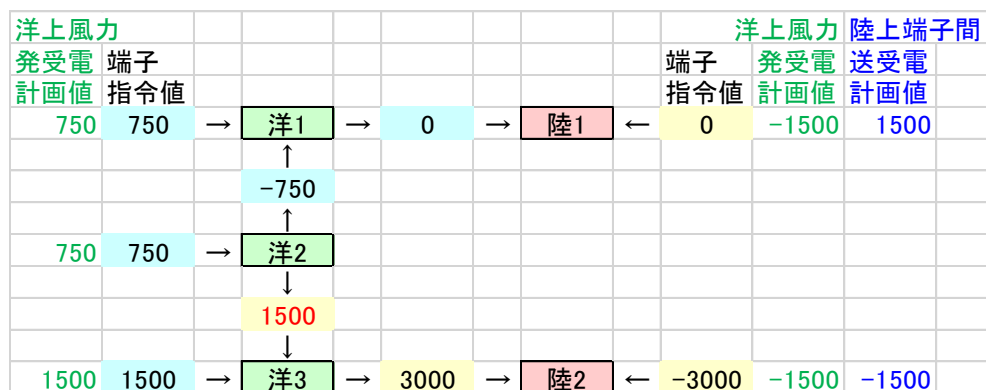


図7.20 パターン2：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画（端子2）優先（均等抑制）

パターン3：洋上風力発電計画および陸上端子間送受電計画優先による調整

a. 固定順抑制（洋2→洋1）

洋上風力発電計画は固定順抑制に従い洋2を抑制する。陸上端子間送受電計画は優先（固定）のため、洋上風力受電計画（端子1）を-750MWに変更することで端子1指令値を0MWとし、洋上風力受電計画（端子2）を-2250MWに変更することで端子2指令値を-3000MWとする。

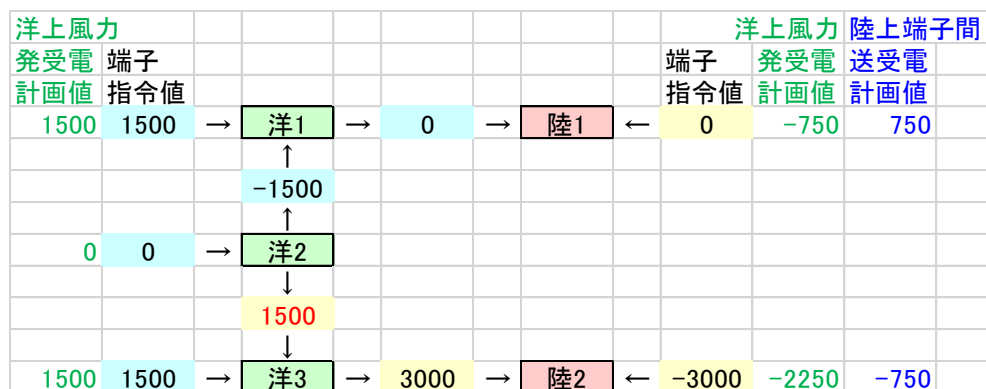


図7.21 パターン3：洋上風力発電計画および陸上端子間送受電計画優先（固定順抑制）

b. 脱落設備近傍順抑制

洋上風力発電計画は脱落設備近傍順抑制に従い洋1を抑制する。洋上風力受電計画および陸上端子

間送受電計画は図 7.21 と同様である。

洋上風力											洋上風力		陸上端子間	
発受電	端子										端子	発受電	送受電	
計画値	指令値										指令値	計画値	計画値	
0	0	→	洋1	→	0	→	陸1	←			0	-750	750	
			↑											
			0											
			↑											
1500	1500	→	洋2											
			↓											
			1500											
			↓											
1500	1500	→	洋3	→	3000	→	陸2	←			-3000	-2250	-750	

図7.22 パターン3：洋上風力発電計画および陸上端子間送受電計画優先（脱落設備近傍順抑制）

c. 均等抑制

洋上風力発電計画は均等抑制に従い洋1と洋2を均等に抑制する。洋上風力受電計画および陸上端子間送受電計画は図7.21と同様である。

洋上風力												洋上風力	陸上端子間
発受電	端子											端子	送受電
計画値	指令値											指令値	計画値
750	750	→	洋1	→	0	→	陸1	←	0	←	0	-750	750
			↑										
			-750										
			↑										
750	750	→	洋2										
			↓										
			1500										
			↓										
1500	1500	→	洋3	→	3000	→	陸2	←	-3000	←	-2250	-750	

図7.23 パターン3：洋上風力発電計画および陸上端子間送受電計画優先（均等抑制）

パターン4：陸上端子間送受電計画および洋上風力発電計画優先による調整

上記のパターン3と同様の調整のため省略する。

パターン5：陸上端子間送受電計画および洋上風力受電計画（端子1）優先による調整

陸上端子間送受電計画と洋上風力受電計画（端子1）を優先（固定）とすると、端子1指令値は-2250MWとなり0MWに調整できないため、この計画は調整不能である。

洋上風力												洋上風力	陸上端子間
発受電	端子											端子	送受電
計画値	指令値											指令値	計画値
1500	1500	→	洋1	→	2250	→	陸1	←	-2250	←	-3000	750	
			↑										
			750										
			↑										
1500	1500	→	洋2										
			↓										
			750										
			↓										
1500	1500	→	洋3	→	2250	→	陸2	←	-2250	←	-1500	-750	

調整不能

固定

図7.24 パターン5：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画（端子1）優先

パターン6：陸上端子間送受電計画および洋上風力受電計画（端子2）優先による調整

上記のパターン5と同様に、端子1指令値を調整できないため、この計画は調整不能である。

7.2.3 まとめ

前述で示した過渡時ケースより、上位制御系の電力配分機能のフローチャート（※諸量：送電線潮流または端子電力

図3.2.1）を適用することにより、設備超過を解消する端子指令値および各計画値を算出できたことを確認した。過渡時ケースの各優先順位パターンによる調整可否結果を表7.2に示す。

また設備脱落の条件によっては、事前に決めている優先順位では調整不能となるケースが発生することも確認した（陸上端子1脱落ケースのパターン1）。優先している計画に直結する設備が脱落した場合、その計画は優先順位から外すのが妥当と考える。

表7.2 各優先順位パターンによる調整可否結果（○：調整可能、×：調整不可能）

パターン	優先順位 1	優先順位 2	調整 対象	洋上端子1 脱落ケース	陸上端子1 脱落ケース	備考
パターン1	発電	陸1受電	陸上間 陸2受電	○	×	陸上間 容量超過
パターン2	発電	陸2受電	陸上間 陸1受電	○	○	—
パターン3	発電	陸上間	陸1受電 陸2受電	○	○	—
パターン4	陸上間	発電	陸1受電 陸2受電	○	○	—
パターン5	陸上間	陸1受電	発電 陸2受電	×	×	調整不能
パターン6	陸上間	陸2受電	発電 陸1受電	×	×	調整不能

※発電：洋上風力発電計画、陸1受電：洋上風力受電計画（端子1）、陸2受電：洋上風力受電計画（端子2）、陸上間：陸上端子間送受電計画

8. 縮退運転状態の具体例（5端子HVDCシステム）

図8.1.1に縮退運転状態を想定した5端子のHVDCシステムを示す。また、表8.1.1に端子停止時における縮退運転状態を示す。表8.1.1において、陸上端子のNo.1～3と洋上端子のNo.1～2はそれぞれ陸上端子のA～Cおよび洋上端子のA～Bのどの端子であるかは区別していない。陸上の端子のみが運転する場合においても、陸上交流系統の地域間融通に活用可能であることから縮退運転に含めることとした。また、風力側端子の運転台数が陸上側の端子の運転台数を超える場合、一時的にWFの定格発電電力を陸上側に送電できない状態になるが、上位制御によりWFへの転送遮断等を実施することを前提とし、縮退運転は可能とした。表8.1.2に直流母線の回線停止を想定した縮退運転状態を示す。図8.1.1における対象システムの（図の上下の）対称性を考慮して記載する状態数を限定した。例えば、直流母線①と直流母線③の回線停止は同一の状態とみなすため、①と③の状態を入れ替えても表中の“端子状態”と“縮退運転の可否”については変わりがない。また、表中の状態の項目中に（送電に寄与する洋上側端子数：送電に寄与する陸上側端子数）を示した。直流母線の複数の停止を考慮した場合、縮退運転が可能な状態はA～Nの14種類があることが想定される。

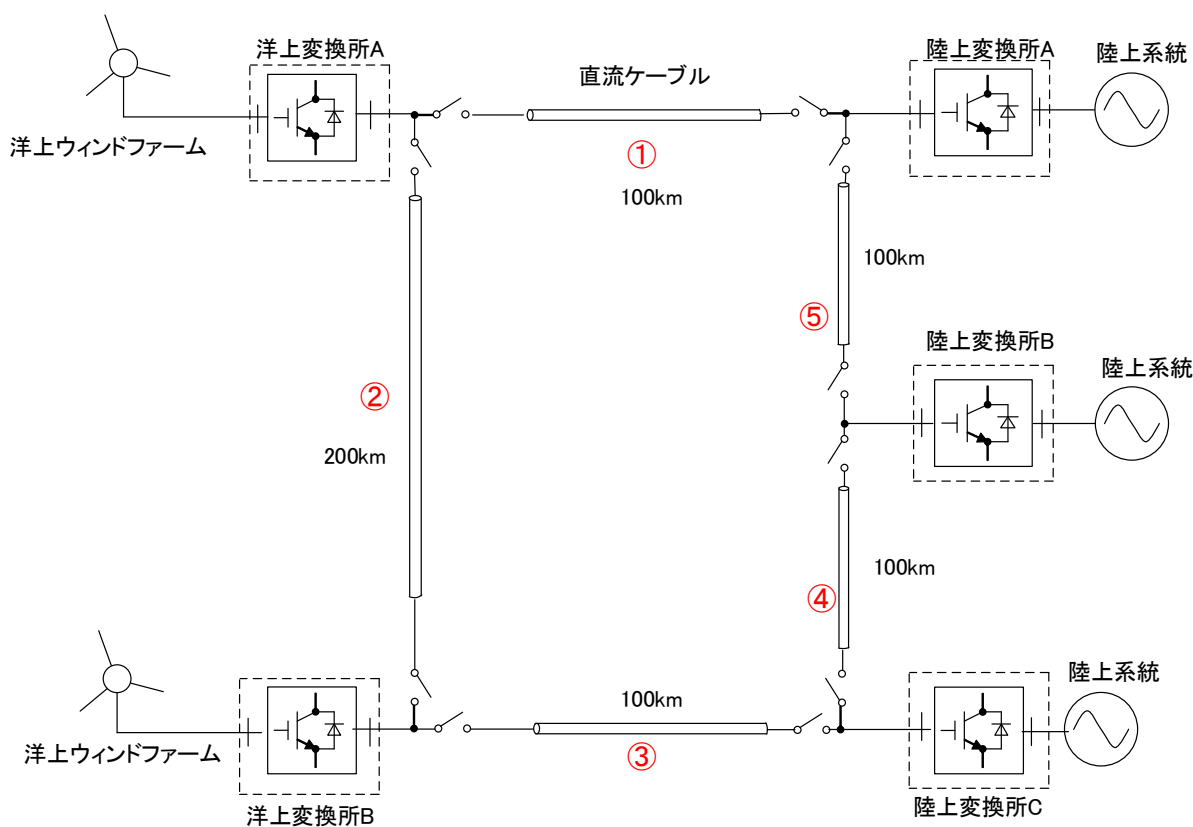


図8.1.1 縮退運転状態を想定した5端子HVDCシステム

表8.1.1 端子停止時における縮退運転状態

状態 番号	停止 端子 数	洋上 端子 A	洋上 端子 B	陸上 端子 A	陸上 端子 B	陸上 端子 C	端子状態	縮退運転 可否
0	0	○	○	○	○	○	通常運転	可
1	1	○	○	×	○	○	陸上1端子停止	可
2	1	×	○	○	○	○	洋上1端子停止	可
3	2	×	○	×	○	○	陸上1端子停止 洋上1端子停止	可
4	3	×	○	×	×	○	陸上2端子停止 洋上1端子停止	可
5	3	×	×	×	○	○	陸上2端子のみ停止	可 陸上端子間で地 域間融通を想定
6	2	×	×	○	○	○	陸上3端子のみ停止	可 陸上端子間で地 域間融通を想定
7	2	○	○	×	×	○	陸上2端子停止	可 発電電力が送電 可能電力を超える 可能性があるため 洋上WFへの転送遮 断/出力抑制等が必 要
8	4	×	○	×	×	×	洋上1端子のみ停止	不可
9	3	○	○	×	×	×	陸上3端子停止	不可
10	4	×	×	×	×	○	陸上1端子のみ停止	不可
11	5	×	×	×	×	×	全端子停止	不可

表8.1.2 直流線路の回線停止を想定した縮退運転状態

状態 番号	停止 線路 数	直流 線路 ①	直流 線路 ②	直流 線路 ③	直流 線路 ④	直流 線路 ⑤	端子状態	縮退 運転 可否
--	0	○	○	○	○	○	通常回線状態	可
A	1	×	○	○	○	○	1回線停止	可
B	1	○	×	○	○	○	洋上端子間1回線停止	可
C	1	○	○	○	×	○	陸上端子間1回線停止	可
D	2	×	×	○	○	○	洋上1端子～陸上3端子間有	可
E	2	○	×	○	×	○	洋上1端子～陸上2端子間有 洋上1端子～陸上1端子間有	可
F	2	×	○	○	○	×	2回線停止	可
G	3	×	×	○	×	○	2端子運転相当	可
H	3	×	×	○	○	×	洋上1端子～陸上2端子間有	可
I	3	○	×	○	×	×	洋上1端子～陸上1端子間有	可
J	4	○	×	×	×	×	洋上1端子～陸上1端子間有	可
K	2	×	○	○	×	○	洋上2端子～陸上1端子間有 (洋上WFの遮断/抑制は必要) 陸上2端子間の地域間融通	可
L	2	×	○	×	○	○	洋上～陸上間線路無	可
M	3	×	×	×	○	○	洋上～陸上間線路無	可
N	4	×	×	×	○	×	洋上～陸上間線路無	可
O	4	×	○	×	×	×	洋上～陸上間線路無	不可
P	5	×	×	×	×	×	全回線停止(0:0)	不可

