

泊発電所 3号機 審査会合における指摘事項に対する 回答について

【保安電源設備】

平成25年10月8日
北海道電力株式会社

- ディーゼル発電機は独立に2台設置し、各々独立した非常用高圧母線に接続する。
- ディーゼル発電機のいずれか1台が起動に失敗しても、外部電源が喪失した場合に、原子炉を安全に停止するために必要な電力を供給し、さらに工学的安全施設を作動させるために必要な電力も供給できる設計とする。
- 最大所要負荷は、外部電源喪失時に必要な負荷及び工学的安全施設作動時に必要な負荷の集計より、5,600kWとする。
- 集計に用いる各負荷の容量は、外部電源喪失時及び工学的安全施設作動時において必要となる最大の容量とする。

a. 内燃機関の出力は、以下のとおり5,800kWとする。

$$P_E \geq \frac{P}{\eta} = \frac{5,600}{0.966} = 5,798$$

P_E : 内燃機関の出力(kW)

P: 最大所要負荷(kW) = 5,600

η : 発電機の効率 = 0.966

b. 発電機の容量は、以下のとおり7,000kVAとする。

$$Q \geq \frac{P}{P_f} = \frac{5,600}{0.8} = 7,000$$

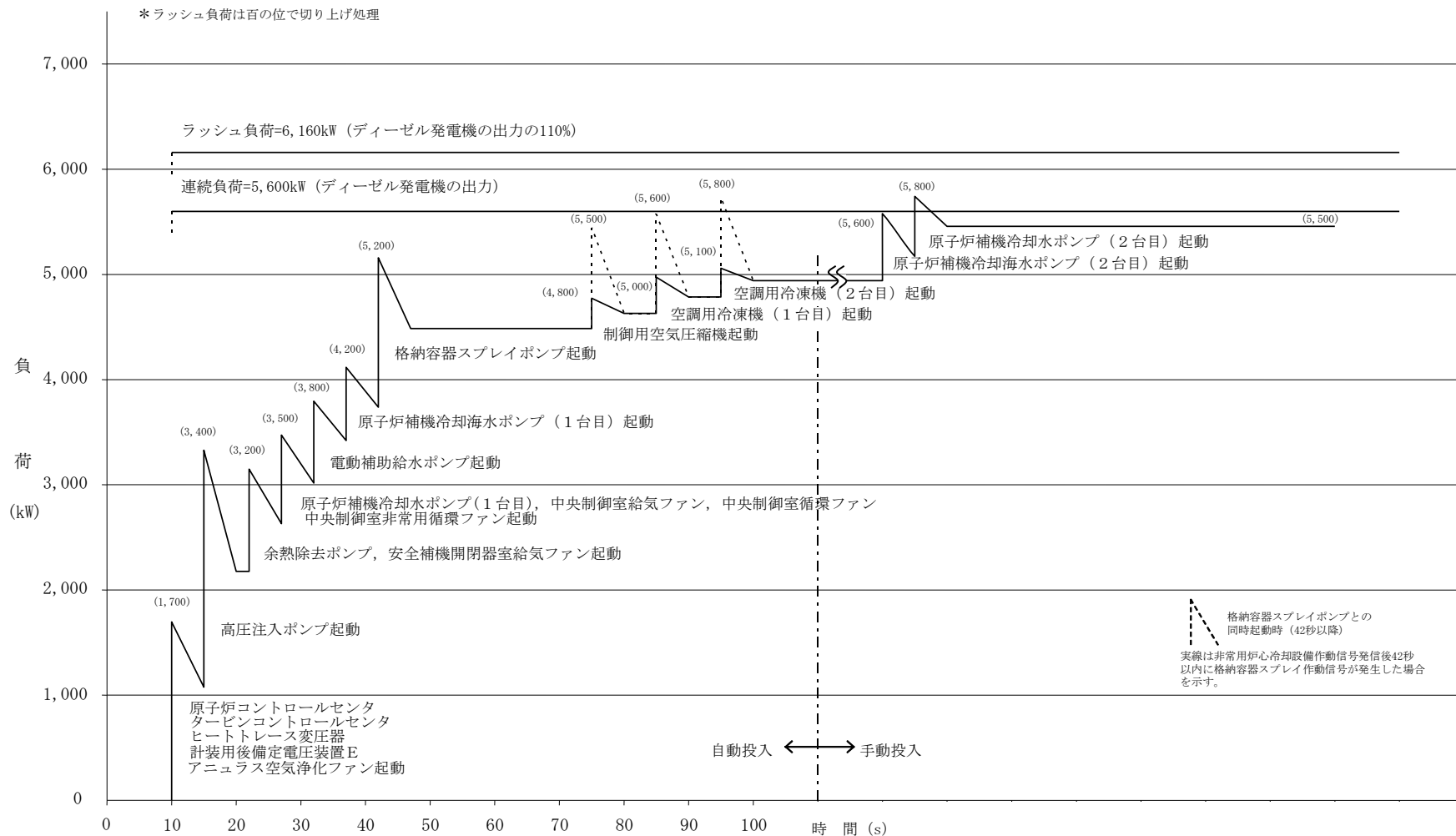
Q: 発電機の容量(kVA)

P: 最大所要負荷(kW) = 5,600

Pf: 力率 = 0.8

工学的安全施設作動時にディーゼル発電機に自動的に負荷する主要補機

・アニュラス空気浄化ファン	1台
・中央制御室循環ファン	1台
・中央制御室給気ファン	1台
・中央制御室非常用循環ファン	1台
・高圧注入ポンプ	1台
・余熱除去ポンプ	1台
・安全補機開閉器室給気ファン	1台
・原子炉補機冷却水ポンプ	1台
・電動補助給水ポンプ	1台
・原子炉補機冷却海水ポンプ	1台
・制御用空気圧縮機	1台
・空調用冷凍機	2台
他	



△
非常用炉心冷却設備作動信号
ディーゼル発電機起動

図1 ディーゼル発電機負荷曲線 (B-DG工学的安全施設作動時の例)

- 非常用蓄電池は、2系列の非常用直流母線に分離独立して接続している。
- 外部電源喪失時に1つの系列が作動しないと仮定した場合でも、残りの1系列で原子炉の安全性は確保できる。
- 非常用蓄電池の容量は、全交流動力電源が喪失した場合において原子炉を安全に停止し、かつ停止後の冷却を行うために必要な直流負荷に対して2時間給電できる容量を基に設定する。
- これは、全交流動力電源喪失時、代替非常用発電機を起動し非常用所内電源に給電を行うが、給電までの時間はSBO+RCPシールLOCAの有効性評価において約35分と評価しており、交流電源復旧時間までに十分な容量である。
- 全交流動力電源喪失時の負荷電流から、非常用蓄電池の必要容量は、1,615Ahとなる。
- 非常用蓄電池の容量は、1,615Ahを上回る2,400Ahを設置している。

主な負荷

- ・制御弁駆動用電磁弁
- ・タービン動補助給水ポンプ起動盤
(駆動蒸気制御弁、補助油ポンプ等)
- ・計装用電源
- 他

第1表 外部電源喪失時に必要な負荷

負 荷		A-DG負荷 (6.6kV 6-3A母線)		B-DG負荷 (6.6kV 6-3B母線)	
		個数	負荷容量 ^(注1) (kW)	個数	負荷容量 ^(注1) (kW)
自動 起動 する もの	原子炉コントロールセンタ	2	822	2	655
	タービンコントロールセンタ	1	425	1	334
	ヒートトレース変圧器	1	71	1	71
	計装用後備定電圧変圧器	—	—	1	180
	充てんポンプ	1	518	1	518
	制御用空気圧縮機	1	145	1	145
	安全補機開閉器室給気ファン	1	174	1	174
	中央制御室給気ファン	1	20	1	20
	中央制御室循環ファン	1	9	1	9
	原子炉補機冷却水ポンプ	1	285	1	285
	原子炉補機冷却水ポンプ	1	285	1	285
	電動補助給水ポンプ	1	404	1	404
	原子炉補機冷却海水ポンプ	1	300	1	300
	原子炉補機冷却海水ポンプ	1	300	1	300
	空調用冷凍機	1	155	1	155
	空調用冷凍機	1	155	1	155
	格納容器再循環ファン	1	136	1	136
	格納容器再循環ファン	1	136	1	136
	制御棒駆動装置冷却ファン	1	112	1	112
	原子炉容器室冷却ファン	1	22	1	22
軸受冷却水ポンプ	1	245	1	245	
手動 起動 に よる もの	加圧器後備ヒータ	1	270	1	270
	2次系補給水ポンプ	1	106	—	—
	加圧器逃がし弁元弁	1	—	1	—
合 計		—	5,095	—	4,911

第2表 工学的安全施設作動時に必要な負荷

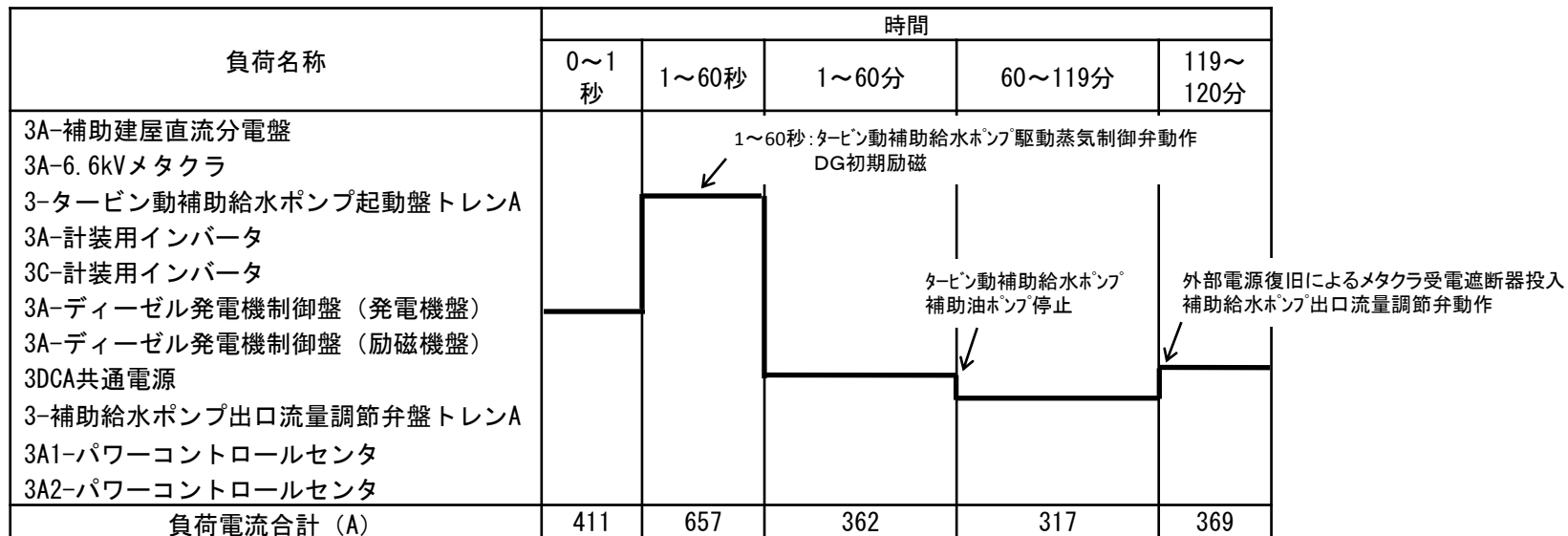
負 荷		A-DG負荷 (6.6kV 6-3A母線)		B-DG負荷 (6.6kV 6-3B母線)		
		個数	負荷容量 ^(注1) (kW)	個数	負荷容量 ^(注1) (kW)	
自動 起動 する もの	原子炉コントロールセンタ	2	740	2	573	
	タービンコントロールセンタ	1	241	1	239	
	ヒートトレース変圧器	1	71	1	71	
	計装用後備定電圧変圧器	—	—	1	180	
	アニュラス空気浄化ファン	1	36	1	36	
	中央制御室給気ファン	1	20	1	20	
	中央制御室循環ファン	1	9	1	9	
	中央制御室非常用循環ファン	1	5	1	5	
	高圧注入ポンプ	1	1,100	1	1,100	
	余熱除去ポンプ	1	280	1	280	
	安全補機開閉器室給気ファン	1	174	1	174	
	原子炉補機冷却水ポンプ	1	283	1	283	
	電動補助給水ポンプ	1	404	1	404	
	原子炉補機冷却海水ポンプ	1	300	1	300	
	格納容器スプレイポンプ ^(注2)	1	746	1	746	
	制御用空気圧縮機	1	145	1	145	
	空調用冷凍機	1	155	1	155	
	空調用冷凍機	1	155	1	155	
	手動 起動 に よる もの	原子炉補機冷却海水ポンプ	1	300	1	300
		原子炉補機冷却水ポンプ	1	283	1	283
合 計		—	5,447	—	5,458	

(注1) 負荷容量は建設工認時の数値

(注2) 原子炉格納容器スプレイ作動信号が発信した場合に起動する。

●非常用蓄電池の容量算出

【3A蓄電池負荷電流パターン(2時間給電)】(電流値の大きいA側を示す)



* 電流値は建設工認時の数値

上記負荷パターンにおける2時間給電に必要な蓄電池容量は以下のとおりである。

$$\begin{aligned}
 C &= \frac{1}{L} \{K_1 \cdot I_1 + K_2(I_2 - I_1) + K_3(I_3 - I_2) + K_4(I_4 - I_3)\} \\
 &= \frac{1}{0.9} \{4.13 \times 657 + 4.11 \times (362 - 657) + 2.93 \times (317 - 362) + 1.62 \times (369 - 317)\} \\
 &= 1,615\text{Ah}
 \end{aligned}$$

C	必要容量 (Ah)	—
L	保守率	0.9
K ₁	容量換算時間 (時)	4.13
K ₂	容量換算時間 (時)	4.11
K ₃	容量換算時間 (時)	2.93
K ₄	容量換算時間 (時)	1.62
I ₁	負荷電流 (A)	657
I ₂	負荷電流 (A)	362
I ₃	負荷電流 (A)	317
I ₄	負荷電流 (A)	369

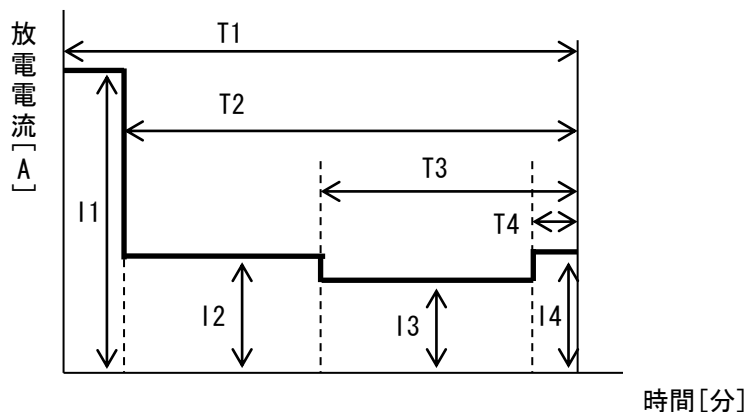
(参考文献:「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2001))

【蓄電池容量計算方法の補足】

● 計算式

蓄電池容量算出に当たっては、「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2001)を参考文献とし、以下の式を用いている。

$$C = \frac{1}{L} \{K_1 \cdot I_1 + K_2(I_2 - I_1) + K_3(I_3 - I_2) + \dots + K_n(I_n - I_{n-1})\}$$



● 保守率(L)

使用年数や使用条件の変化による蓄電池容量の変化を補償し、所定の負荷特性を満足するために用いる補正值。

● 容量換算時間(K)

放電時間Tに対応する容量換算時間。

- ◆ 泊発電所の275kV開閉所は、泊3号機増設時期に合わせて従前の標高10mの海岸沿いから標高85mの高台に移設し、平成19年10月から使用を開始している。
- ◆ 移設に伴い、旧開閉所及び現開閉所位置の塩害(汚損量)調査並びに遮風建屋模型を用いた風洞実験を行った。
- ◆ これらの結果を踏まえ、屋根付き遮風建屋を設置し、送電線との接続部には耐汚損特性に優れ軽量で耐震上も有利であるポリマー碍管(500kV仕様)を採用した。
- ◆ さらに、ポリマー碍管の汚損及び劣化程度の常時監視を行うため、漏れ電流監視装置を設置した。

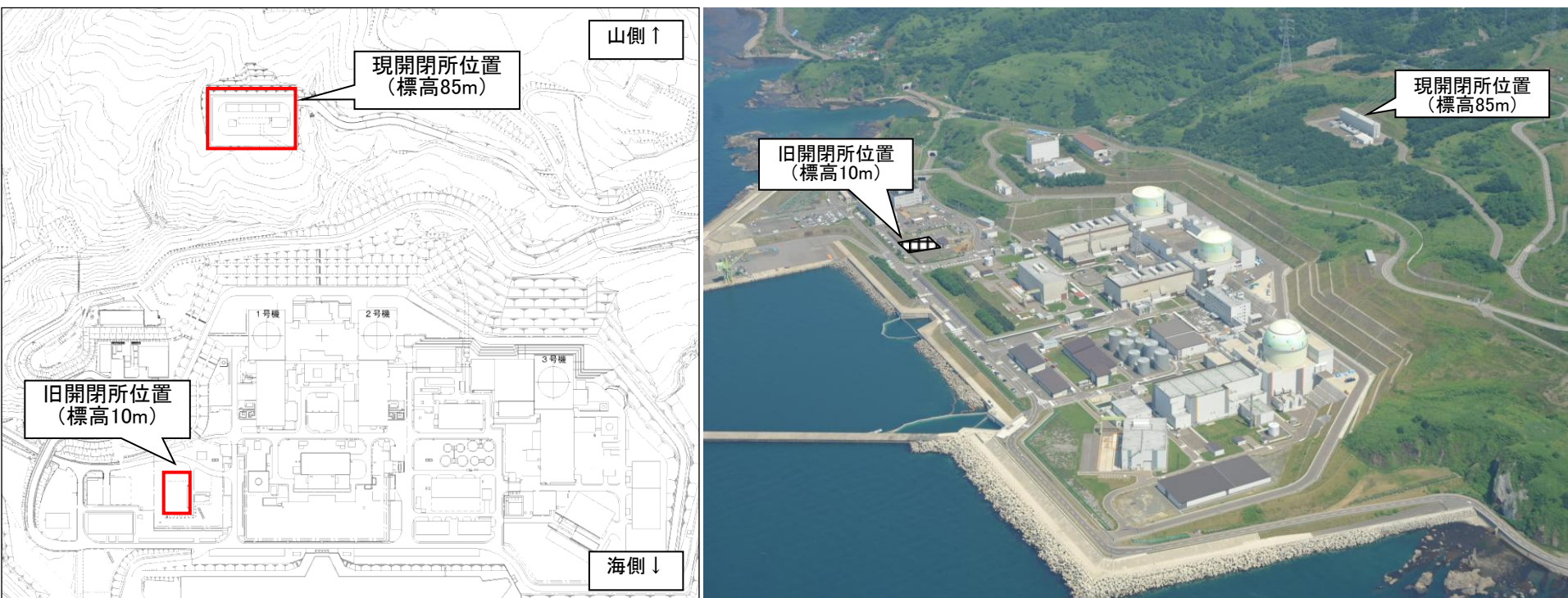
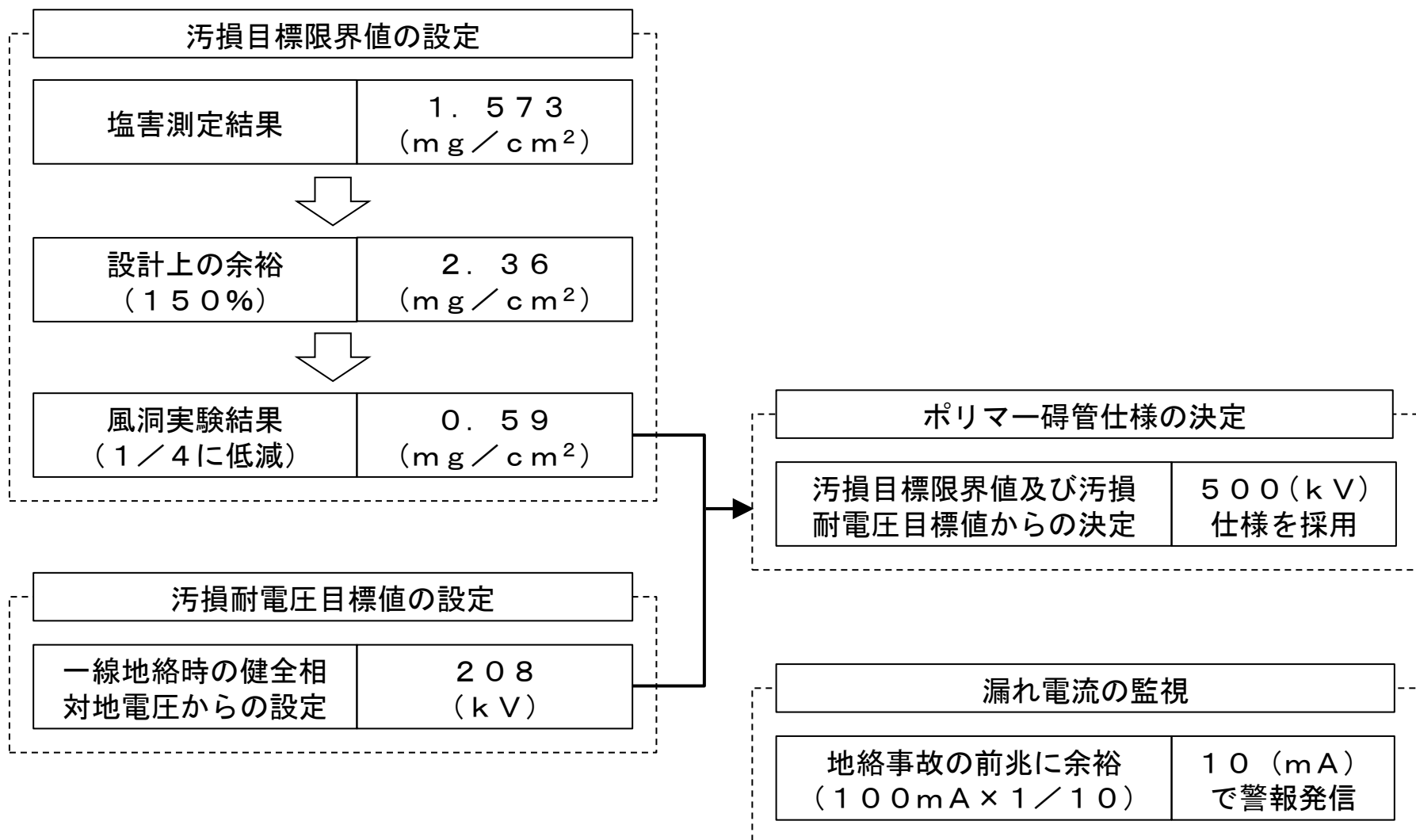


図1 旧開閉所と現開閉所位置

- ◆ 塩害調査の結果、汚損量の多い冬季において、現開閉所位置の汚損量は旧開閉所位置の3%程度であり、著しく塩害の影響が小さいことが分った。
 - 現開閉所の位置を標高85mの高台に設置することを決定
- ◆ 風洞実験の結果、遮風建屋設置により汚損量は少なくとも1/4に低減されることが分った。
 - 汚損低減効果が大きい屋根付き遮風建屋を設置することを決定
- ◆ 塩害調査及び風洞実験結果から、汚損目標限界値を0.59 mg/cm²と設定した。
また、送電線一線地絡時の健全相対地電圧から、汚損耐電圧を208kVと設定した。
 - 送電線との接続部は、0.59 mg/cm²の汚損があっても、汚損耐電圧が208kV以上の500kV仕様のポリマー碍管を採用することを決定



- ◆ ポリマー碍管の汚損及び劣化程度の常時監視を行うため、漏れ電流監視装置を設置しているが、平成19年10月のポリマー碍管使用開始以降、汚損、劣化の兆候は見られていない。
- ◆ このことから、開閉所移設に伴い実施した塩害対策は有効なものであったと考える。



1. 前回審査会合（8月13日）での送電線ルートに関するコメント

「泊幹線と後志幹線の距離50m、高さ50mとのことだが、詳細な位置関係を図面で詳しく確認したい。共通要因で共倒れにならないか、詳細に見るため。泊幹線と66kVの交差箇所についても同様」

2. 上記コメントを踏まえた北海道電力としての泊発電所電力供給対策の更なる信頼性向上の考え方

【送電線交差箇所について（現状）】（参照頁 3-2, 3-3）

275kV泊幹線・後志幹線、66kV泊支線・茅沼線に3箇所の交差箇所が存在するが、いずれの交差箇所において事故が発生した場合でも、残る健全な275kV送電線より供給が可能である。

【送電線近接区間について（現状）】（参照頁 3-2, 3-4, 3-5, 3-6）

- ・275kV泊幹線・後志幹線については、経済産業省原子力安全・保安院指示文書「原子力発電所の外部電源の信頼性確保について（指示）」（平成23・04・15原院第3号）に基づき送電鉄塔基礎の安定性評価を行い問題のないことを平成24年2月に確認しているが、双方が近接して設置されている近接区間については、土砂崩壊等による共倒れの危険性の有無を評価するため、平成25年8月に現地調査を実施した。
- ・調査の結果、鉄塔の多くは尾根の稜線上に立地し、火成岩を中心とした堅硬な地盤上に基礎を設置していること等から、土砂崩壊等に起因する共倒れの発生リスクは極めて低いと判断している。

【更なる信頼性向上について】（参照頁 対策1：3-7, 3-8, 3-9 対策2：3-10）

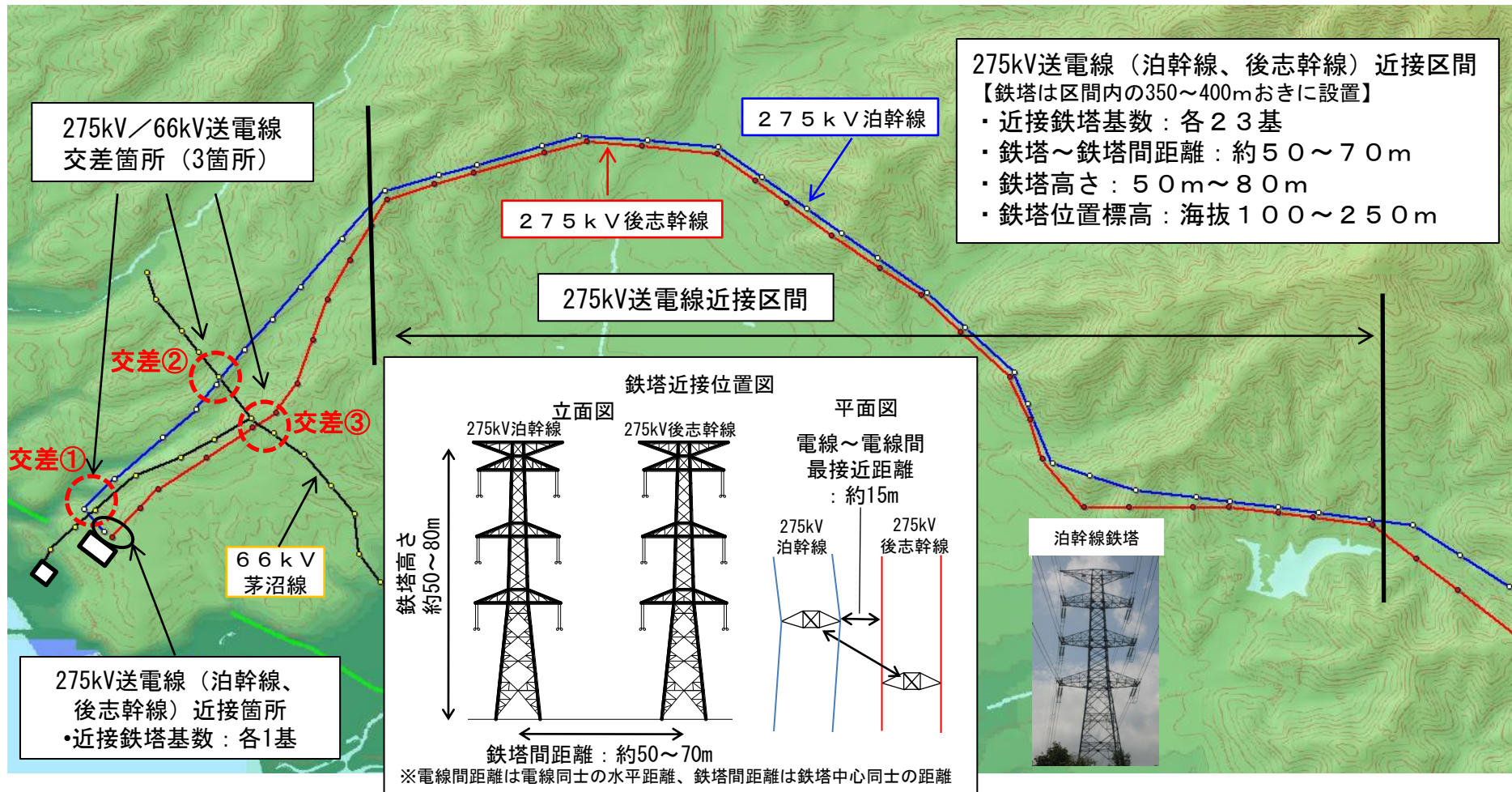
対策1 現状の泊3号機に対する電力供給は275kV送電線2ルートであるが、更なる信頼性向上対策として、66kV泊支線を活用した電力供給ルートを常時確保する。

対策2 275kV送電線近接区間においては、共倒れリスクは極めて低いことから、現状において対策の必要性は無いと判断しているが、更なる信頼性向上対策として、鉄塔基礎の強化対策を実施する。

3. 更なる信頼性向上対策とスケジュール

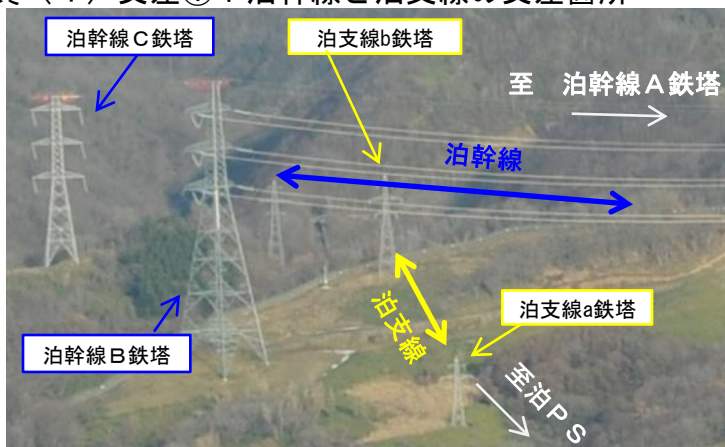
		平成25年度	平成26年度	平成27年度
＜対策1＞ 泊3号機電力供給 ルートの確保	①泊支線からの分岐によるルート確保		可能な限り早期に接続	
	②新設変圧器からのルート確保			▽ H27.上期
＜対策2＞	鉄塔基礎の強化	現地調査▽ H25.8	対策完了時期については検討中	

- 275kVと66kV送電線における交差箇所は3箇所（275kV送電線同士の交差箇所はなし）
- 275kV泊幹線、275kV後志幹線が近接している箇所は24基
- 275kV送電線近接区間の標高は100m以上であり津波による影響はない

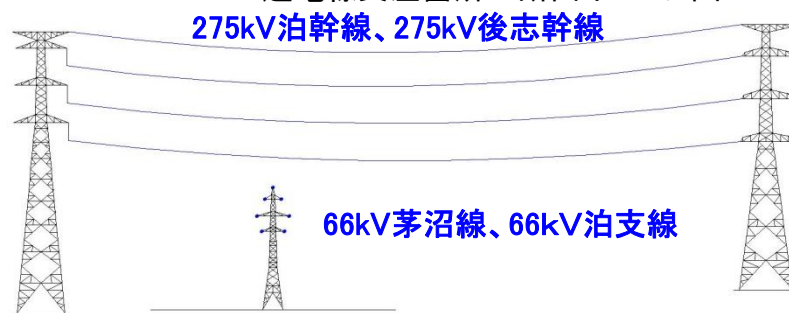


- いずれの交差箇所で送電線事故が発生した場合においても、275kV送電線1ルートで供給が可能
 - ◆ 交差①および②での送電線事故時 → 275kV後志幹線2回線により供給可能
 - ◆ 交差③での送電線事故時 → 275kV泊幹線2回線により供給可能
- ※66kV送電線は275kV送電線より下方で交差しており、66kV送電線による275kV送電線への影響はない

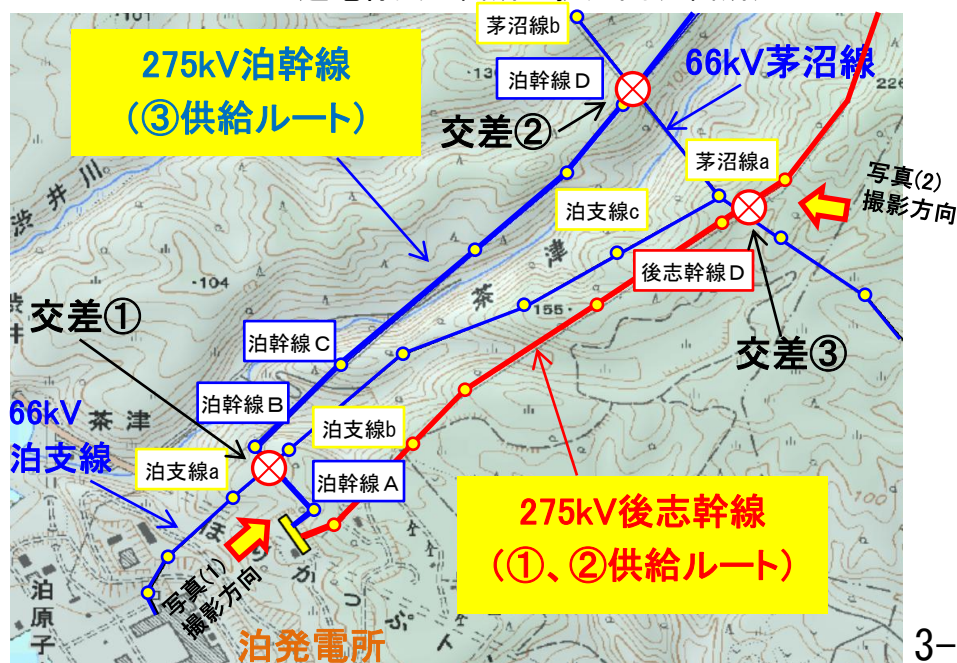
写真(1) 交差①：泊幹線と泊支線の交差箇所



275kV/66kV送電線交差箇所の断面イメージ図



275kV/66kV送電線交差箇所の拡大図(3箇所)

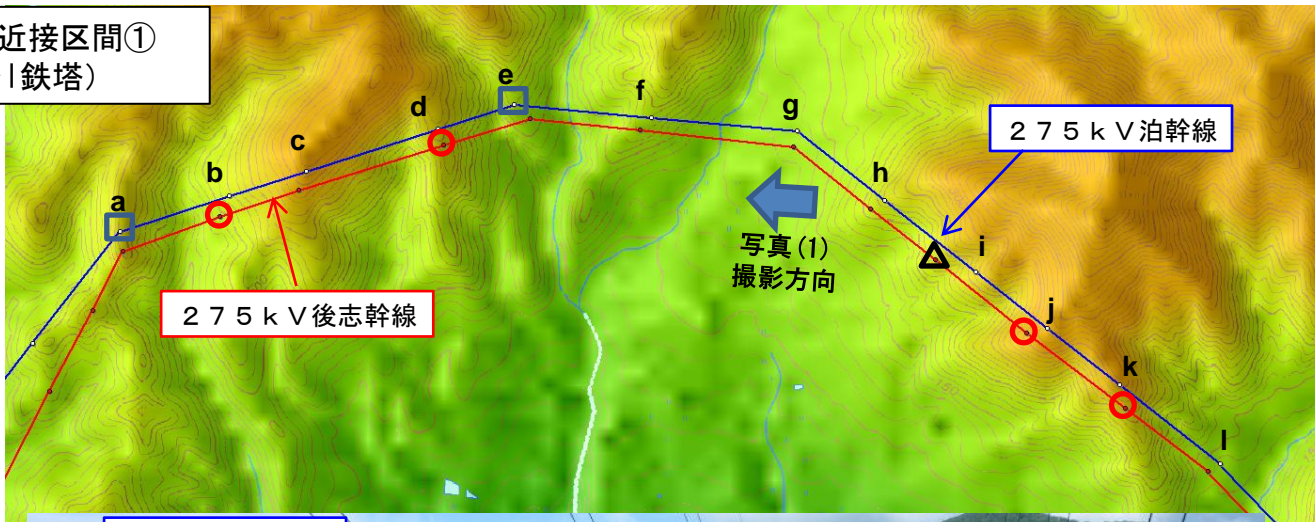


写真(2) 交差②③：泊幹線・後志幹線と茅沼線の交差箇所



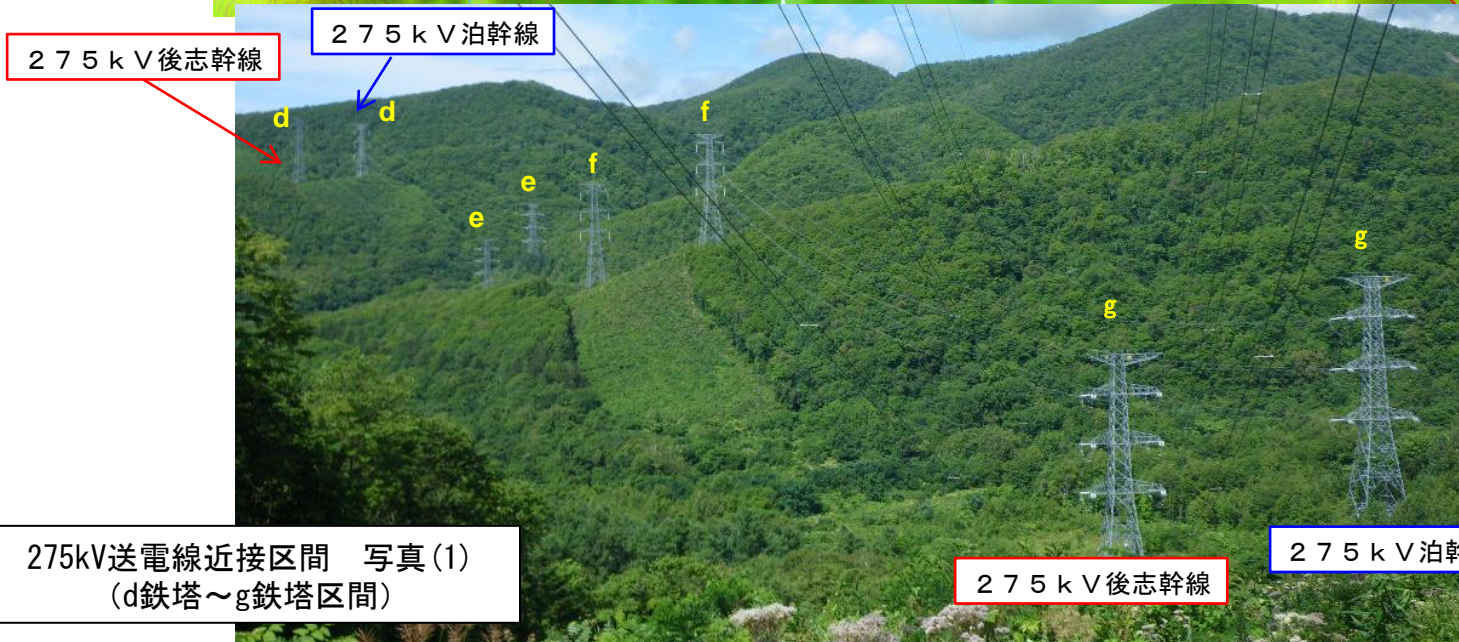
- 275kV近接区間の鉄塔の多くは標高500m前後の連続している山頂から平野に向かって伸びる尾根の稜線上に立地している。また尾根から外れた鉄塔も緩斜面上や平野上にある。

275kV送電線近接区間①
(a鉄塔～l鉄塔)



凡例	
□	対策箇所A
○	対策箇所B
△	対策箇所C

※「対策箇所」については3-10で後述

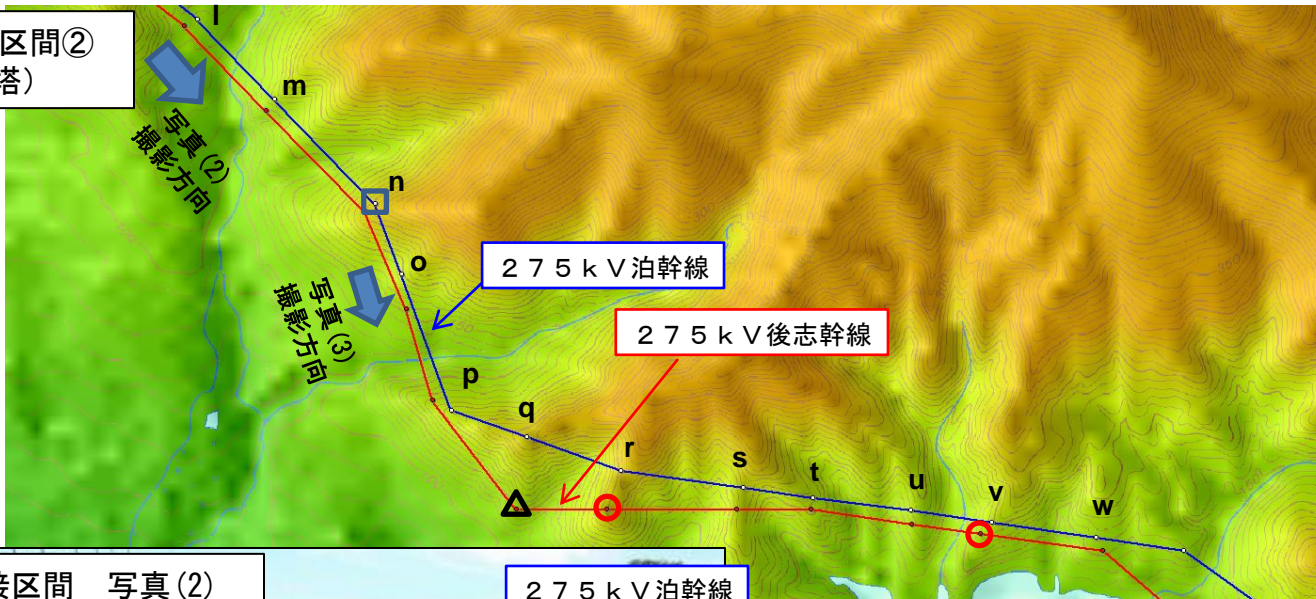


275kV送電線近接区間 写真(1)
(d鉄塔～g鉄塔区間)

275kV泊幹線

275kV後志幹線

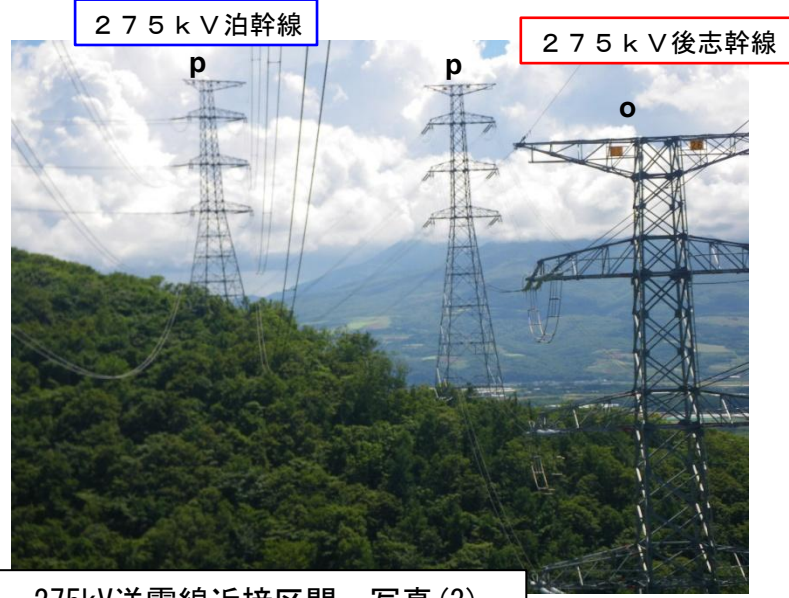
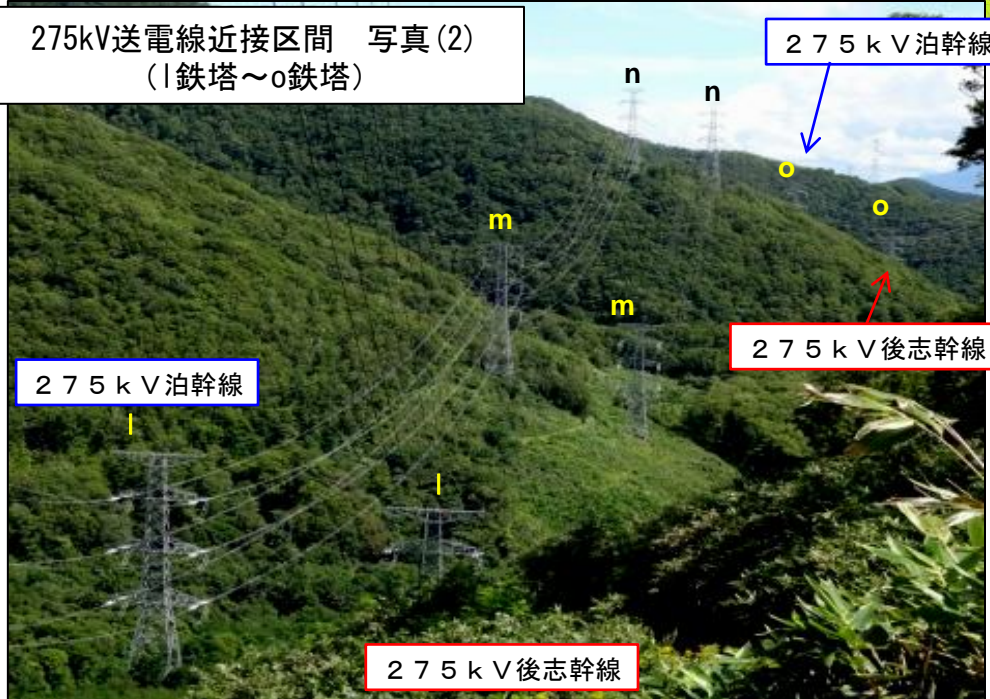
275kV送電線近接区間②
(m鉄塔～w鉄塔)



- 凡例
- 対策箇所A
 - 対策箇所B
 - △ 対策箇所C

※「対策箇所」については3-10で後述

275kV送電線近接区間 写真(2)
(l鉄塔～o鉄塔)



275kV送電線近接区間 写真(3)
(o鉄塔～p鉄塔)

【泊発電所電源線における送電鉄塔基礎の安定性評価】

泊発電所電源線については、経済産業省原子力安全・保安院指示文書「原子力発電所の外部電源の信頼性確保について(指示)」(平成23・04・15原院第3号)に基づき送電鉄塔基礎の安定性評価を行い、盛土の崩壊や地すべり、急傾斜地の崩壊に対して、鉄塔基礎の安定性に影響がないことを確認している。

(平成24年2月(泊幹線、後志幹線、茅沼線、岩内支線及び泊支線))

(平成25年5月(京極幹線))

【審査会合のコメントを踏まえた専門家による現地調査および気象分析の実施と評価】

泊幹線・後志幹線の近接区間の鉄塔全基を対象として、新たに専門家による現地調査と下記項目に基づく基礎安定性評価を行った。また、近接区間付近の気象状況について、専門家による文献調査および気象データの分析を行った。

調査・分析の結果は下表のとおりであり、地形影響による鉄塔倒壊・共倒れが発生するリスクは極めて低いと評価された。

評価項目	主な評価内容	評価の結果
地形評価	斜面形状(尾根、緩斜面など) 集水地形(谷状凹みなど) 斜面傾斜の急変 崖崩れ跡、地面の亀裂や段差	鉄塔のほとんどは安定した尾根の稜線上にあり、斜面崩壊の遠因とされる集水地形への立地はない
地質評価	土質(浸食に対する強度低下) 岩質(風化のしやすさ) 地層の傾斜方向(崖下方向か)	主に流紋岩、安山岩および石英閃緑岩といった堅硬な火成岩が分布しており、これら堅硬な地盤上に鉄塔基礎を設置している
表層評価	植生状況・樹木の曲がり 鉄塔の変形、基礎の傾斜	湧水や植生に異常はなく、また鉄塔部材の変形や基礎の傾斜なども見られない
気象状況	気象観測所による降水量データ 深層崩壊に関する文献調査	当該地域は『深層崩壊※1』が発生しやすい地域になく、『深層崩壊』が発生しやすいとされる連続降雨量400mm※2の実績はない

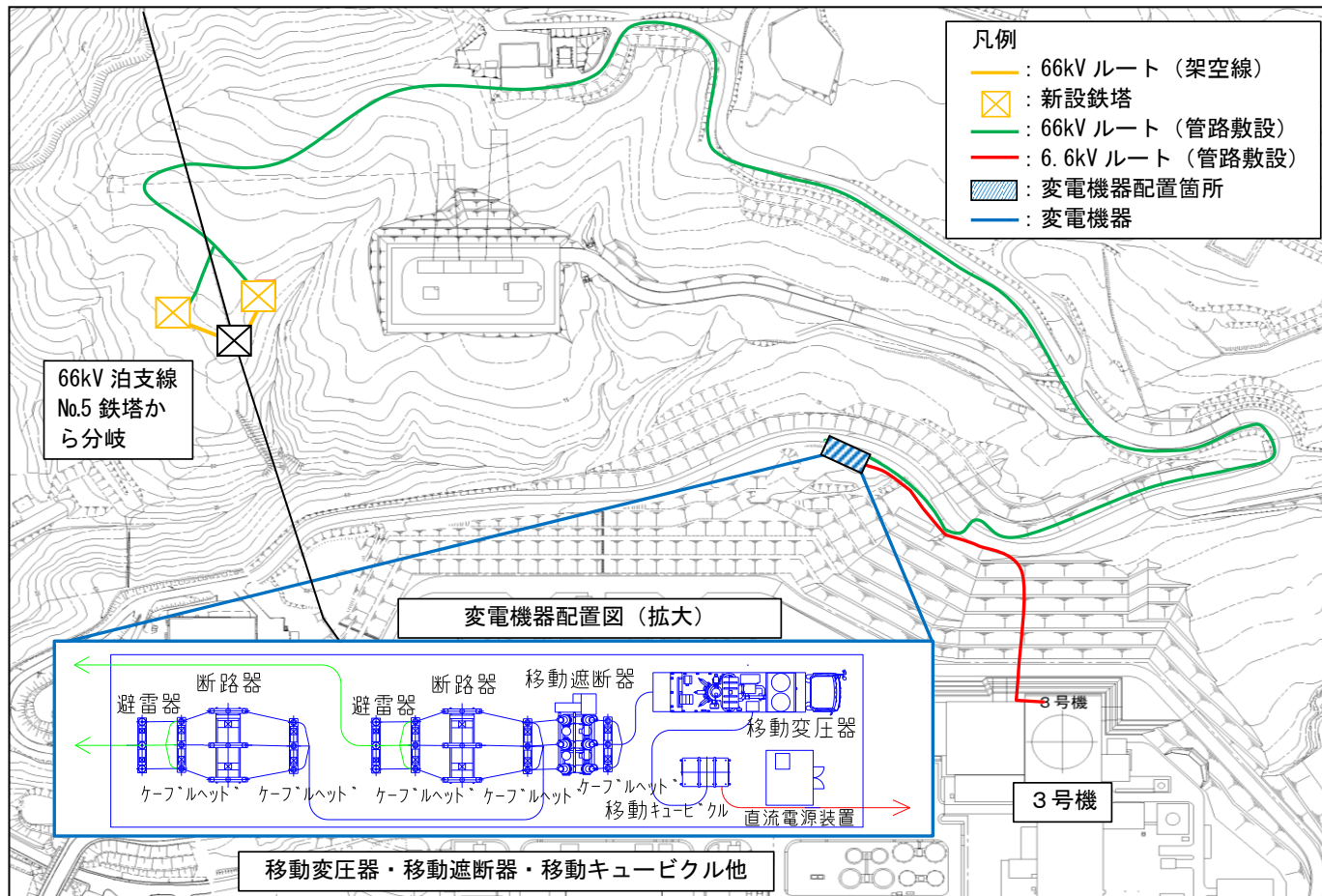
※1 出典：深層崩壊推定頻度マップ(独立行政法人 土木研究所・国土交通省砂防部監修)

※2 出典：国土交通省ホームページ

現状の泊3号機に対する電力供給は275kV送電線2ルートであるが、更なる信頼性向上対策として、66kV泊支線を活用した電力供給ルートを常時確保する。

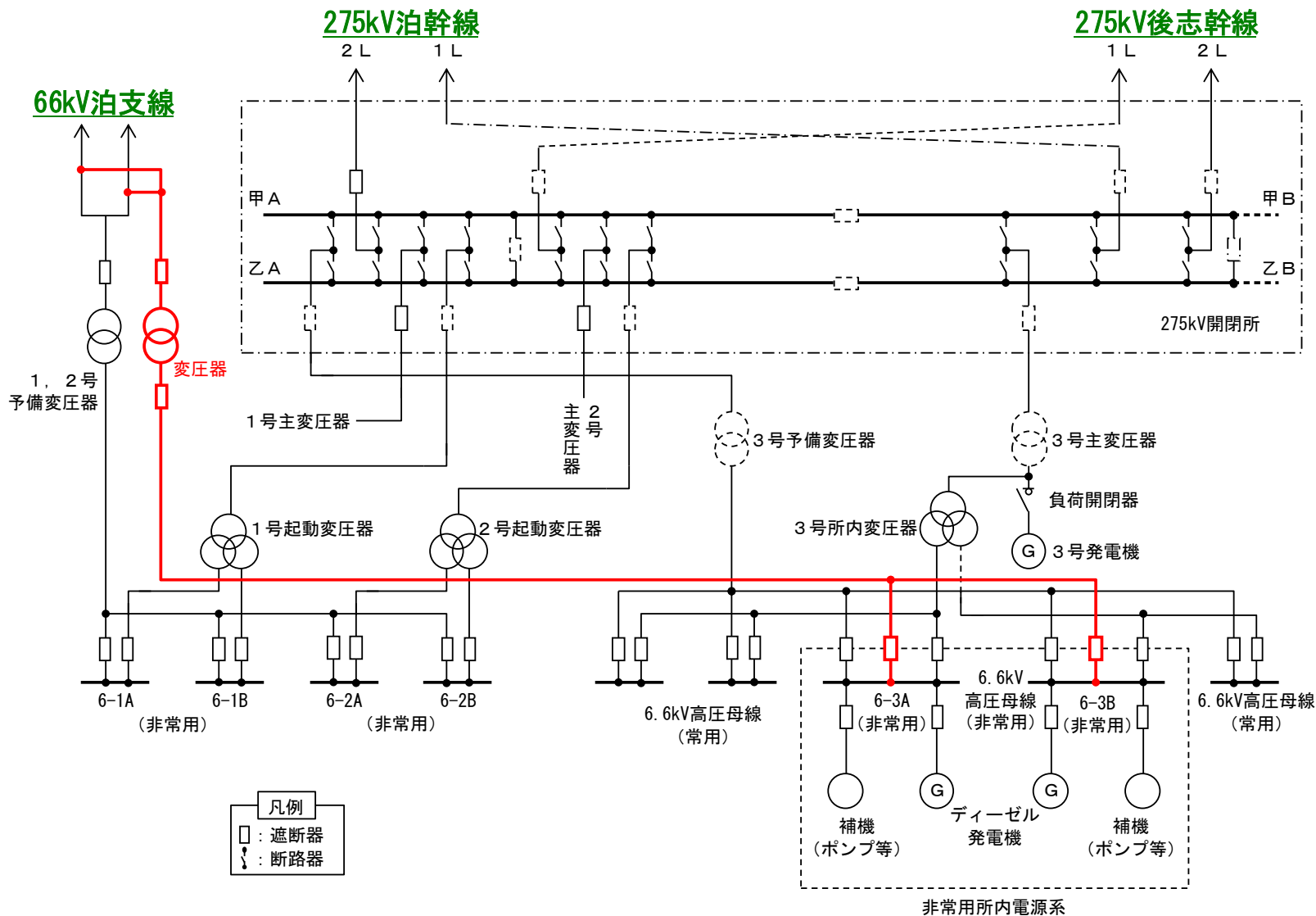
<対策1-① 泊支線からの分岐によるルート確保>

- 66kVルート（管路敷設）および6.6kVルート（管路敷設）の施工は、絶縁ケーブルを管路に敷設し、一部を除き地中へ埋設する。
- 可能な限り早期に接続工事を実施し運用を開始する。
- 平成27年上期に信頼性向上対策1-②として実施する66kV泊支線から新設変圧器を介した泊3号機への接続工事が完了後、本対策により設置した設備は除却する。



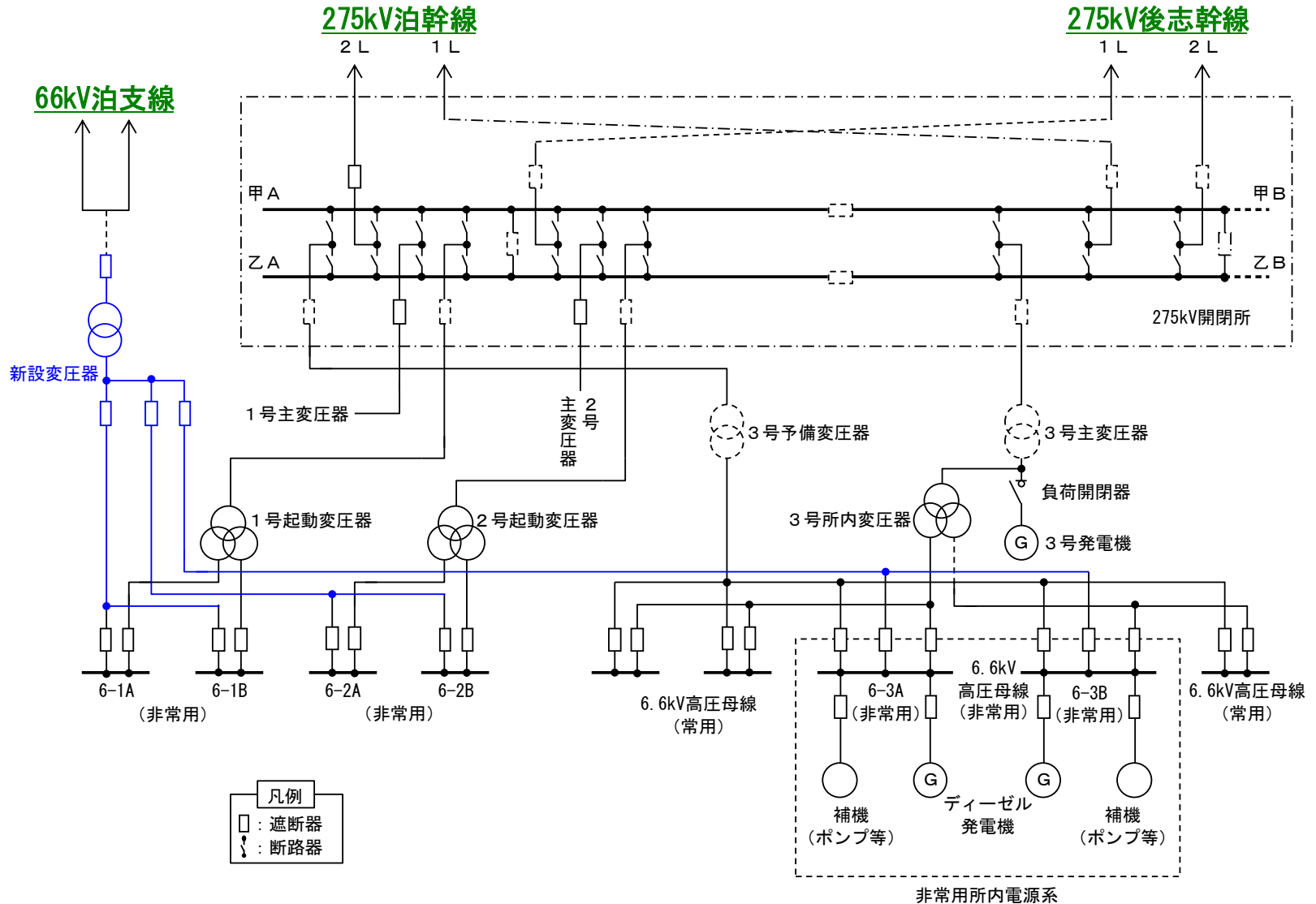
<対策1-① 泊支線からの分岐によるルート確保>

単線結線図



<対策1-② 新設変圧器からのルート確保>

単線結線図 (H27年度上期 新設変圧器を介した泊3号機への接続工事完了後)



送電線近接区間については、共倒れリスクは極めて低いことから、現状において対策の必要性は無いと判断しているが、更なる信頼性向上対策として、鉄塔基礎の強化対策を実施する。

【対策箇所の選定条件】

斜面崩壊は尾根稜線方向には発生しないが、急斜面から徐々に斜面が崩落すると仮定し、尾根稜線の直角方向にある斜面の下方に、急斜面※³が存在している箇所を抽出。抽出にあたっては斜面崩壊が発生しやすいとされる勾配30° ※⁴よりも安全側とし、斜面勾配25°以上を抽出。

【対策箇所の区分】

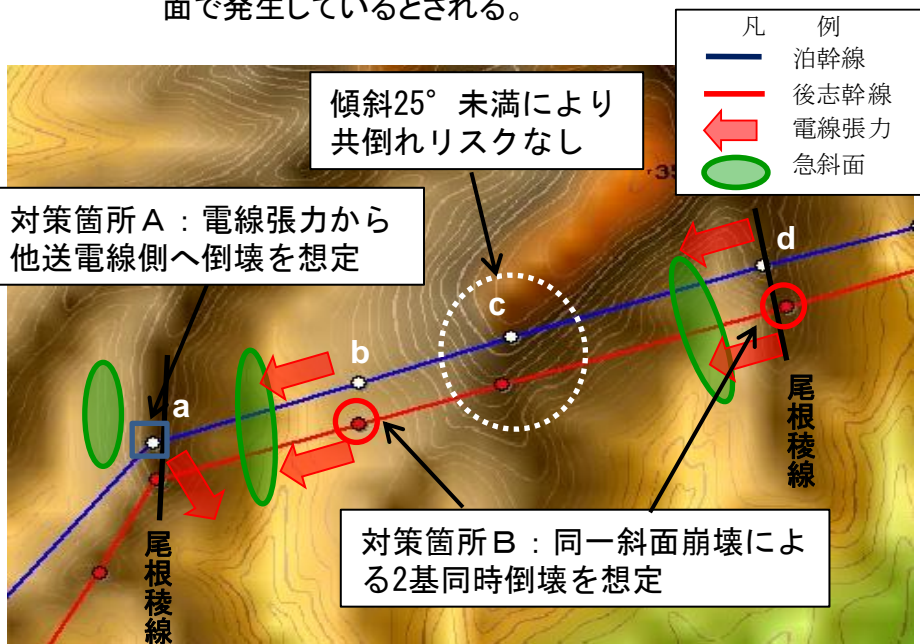
対策箇所A：選定条件を満たし斜面崩壊方向および鉄塔へ作用する電線張力方向から、他送電線側への倒壊が想定される箇所

対策箇所B：選定条件を満たし電線張力方向および同一斜面の崩壊によって2基同時倒壊が想定される箇所

対策箇所C：選定条件を満たし斜面崩壊による倒壊が想定される箇所

※³ 出典：「急傾斜地の崩壊による災害の防止に関する法律」定義第2条『「急斜面」とは傾斜度が30度以上である土地をいう。』

※⁴ 出典：日本道路協会編『道路土工 切土工・斜面安定工指針(平成21年度版)』p313によれば、斜面崩壊の約95%が30°以上の斜面で発生しているとされる。



【対策箇所選定結果】 ・ ・ 対策箇所数 全11箇所

□ 対策箇所A：泊幹線 a、e、n鉄塔

○ 対策箇所B：後志幹線 b、d、j、k、r、v鉄塔

△ 対策箇所C：後志幹線 i、q鉄塔

※対策箇所の位置については3-4および3-5を参照

【対策方法】

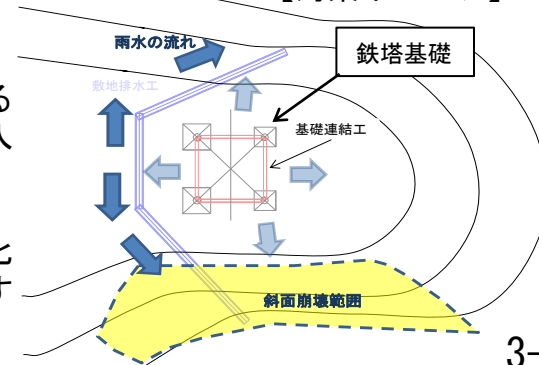
①排水工

斜面崩壊の遠因となる地面亀裂への雨水進入などを防止

②基礎連結工

鉄塔基礎4脚の一体化により斜面崩壊に対する基礎の安定性を確保

【対策イメージ】



- ディーゼル発電機燃料油貯油槽に貯蔵している燃料は、申請中の保安規定で定める容量（ 264m^3 ／系列）を満足するため、ディーゼル発電機燃料油貯油槽 1 個あたり $138\sim 146\text{m}^3$ となるよう管理している。

（ 264m^3 ／系列を下回ると運転上の制限からの逸脱となる）

- プラント運転中のディーゼル発電機の定期試験時等の燃料消費量を管理した上で、必要な量の燃料を適宜ディーゼル発電機燃料油貯油槽に補給する運用としている。

＜参考：3号ディーゼル発電機の燃料消費量＞

- ・ 定期試験（起動試験）：約 0.5kL ／台
- ・ 定期試験（負荷試験）：約 2.0kL ／台

- 燃料には J I S 規格適合品を使用するとともに、社内マニュアルに基づき定期的な油分析（1 回／定検の頻度）を行い、油性状に問題ないことを確認している。

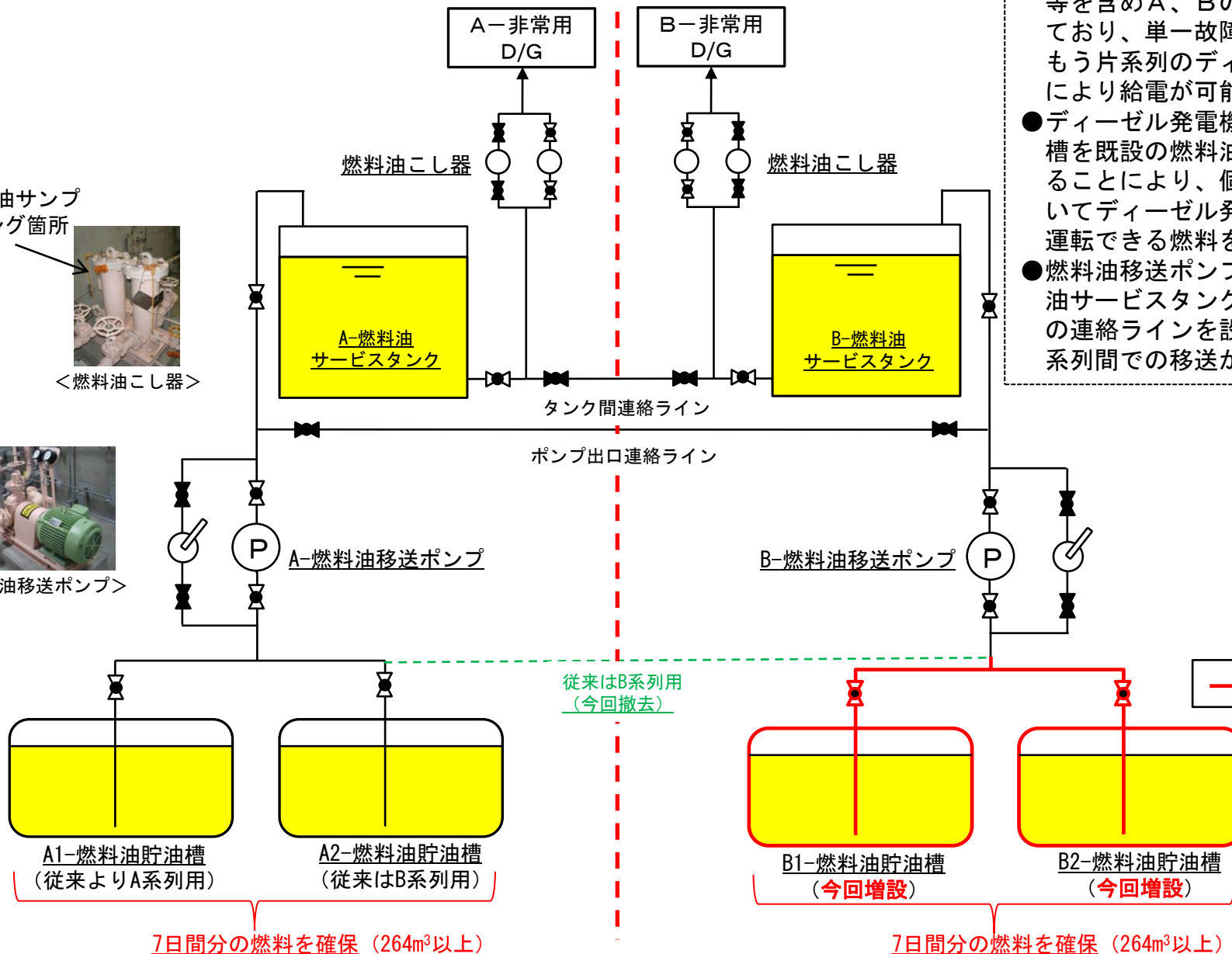
➤ なお、保安規定で定めるディーゼル発電機燃料油貯油槽の容量の比較は以下のとおりである。

	保安規定で定める容量（／系列）	貯油槽の個数（／系列）	1 個あたりの管理値	容量の根拠
従来の保安規定	132m^3	1	$138\sim 146\text{m}^3$	ディーゼル発電機 1 台を 3. 5 日運転できる量
申請中の保安規定	264m^3	2		ディーゼル発電機 1 台を 7 日運転できる量

<ディーゼル発電機燃料油系統>

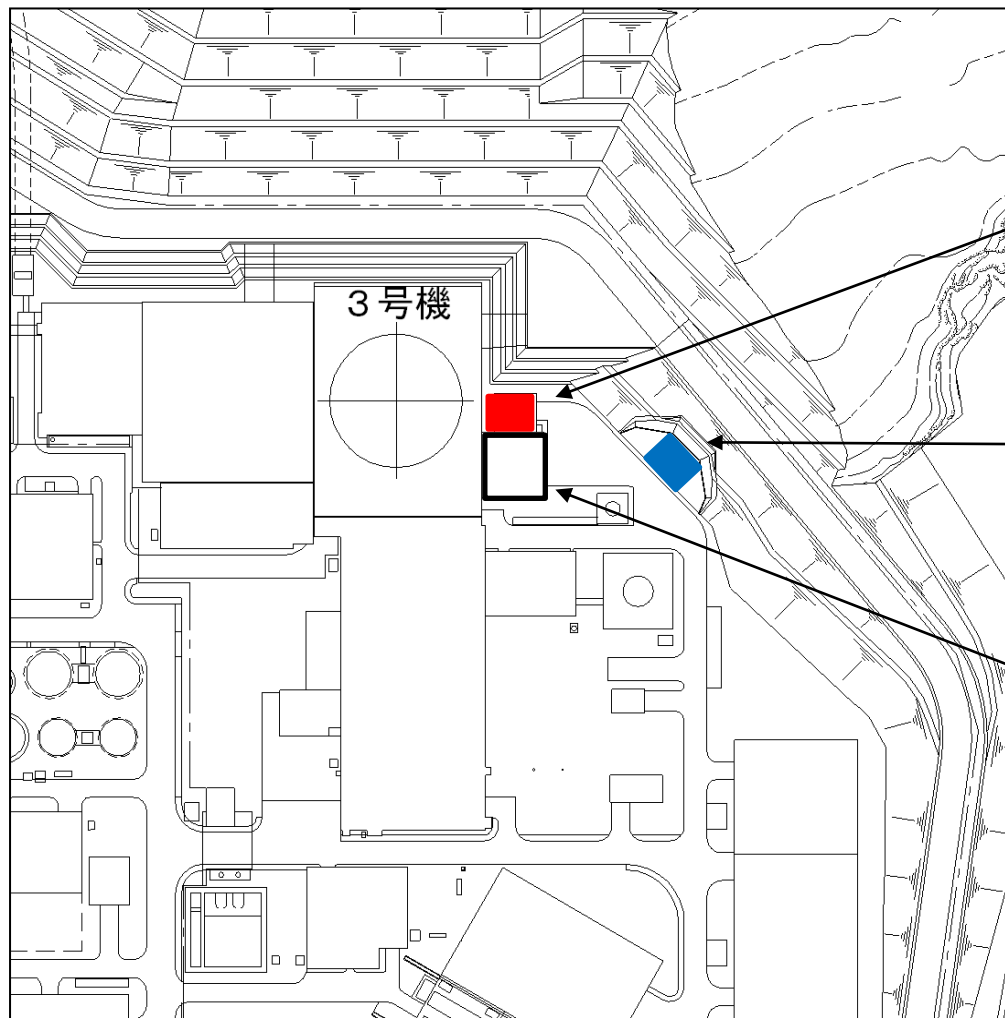
A系列 ← - - - - -> B系列

- ディーゼル発電機は燃料油系統等を含めA、Bの2系列を有しており、単一故障を想定しても、もう片系列のディーゼル発電機により給電が可能
- ディーゼル発電機の燃料油貯油槽を既設の燃料油系統に増設することにより、個々の系列においてディーゼル発電機を7日間運転できる燃料を確保
- 燃料油移送ポンプ出口及び燃料油サービスタンクには両系列間の連絡ラインを設けており、両系列間での移送が可能な設計



(参考資料) 所内電源設備配置図 (1)

7日間の外部電源喪失を仮定した場合でも非常用発電機を連続運転できるように、ディーゼル発電機燃料油貯油槽の貯蔵容量を増強する。(容量：146m³/個、個数：4 (うち今回増設2))



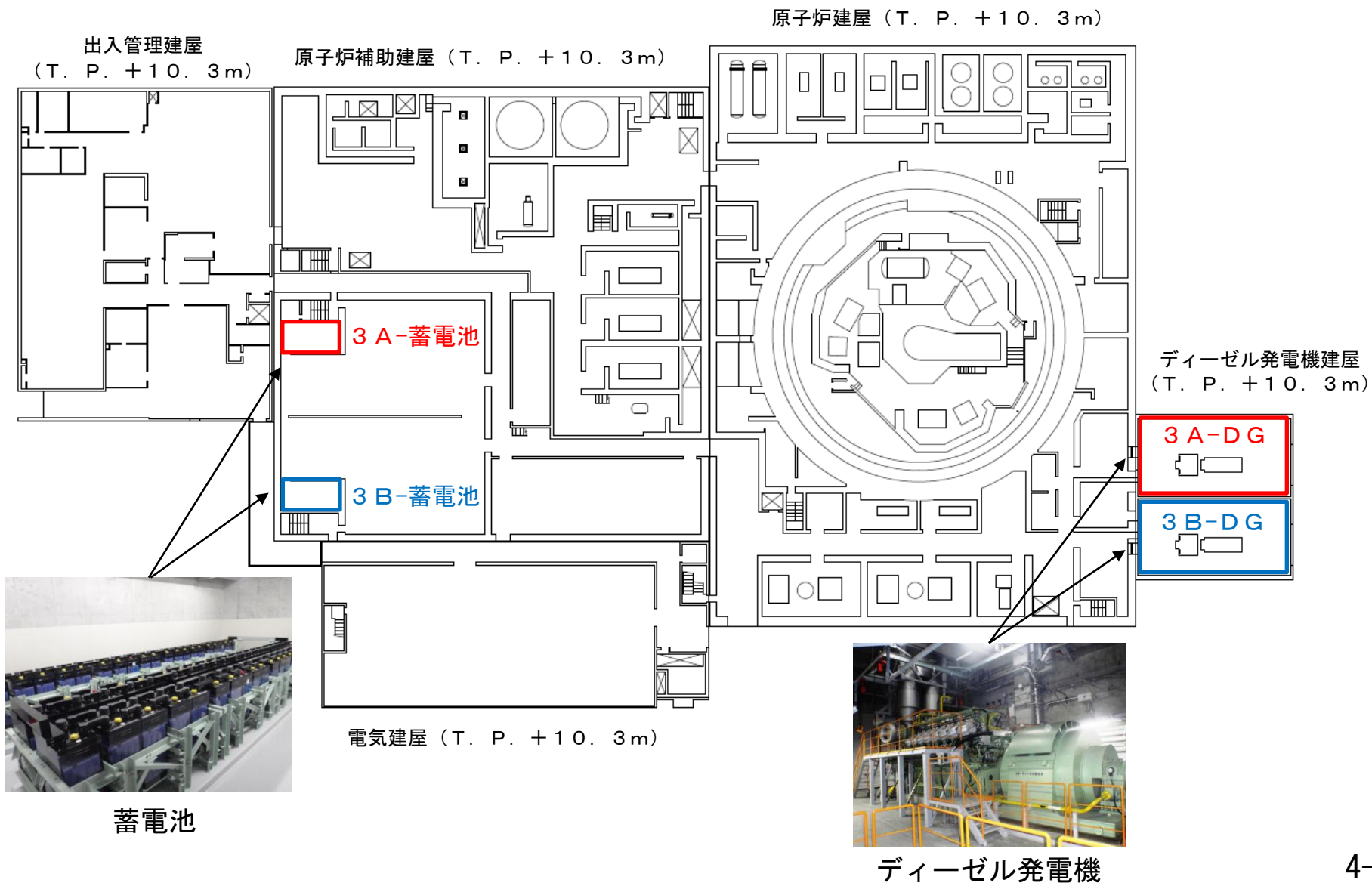
A系ディーゼル発電機燃料油貯油槽 2個
T. P. 10m (埋設)
(増設前 A系1個、B系1個)

B系ディーゼル発電機燃料油貯油槽 2個
T. P. 10m (埋設)
【今回増設 (平成25年10月完了予定)】

3号機ディーゼル発電機建屋
(T. P. +10. 3m)

(参考資料) 所内電源設備配置図 (2)

ディーゼル発電機および非常用蓄電池は、A系列およびB系列の各々について区画化した部屋に設置している。



No. 0813-02 275kV開閉所の塩害対策 補足説明

1. 塩害調査及び風洞実験結果を踏まえた現開閉所設備の塩害対策の考え方

一般的に屋外電気設備における塩害対策には大きく分けて次の3種類がある。

- ①絶縁強化による方法
- ②遮風壁等による遮蔽による方法
- ③碍子洗浄による方法

現開閉所の塩害対策は、①絶縁強化による方法、②遮風建屋による遮蔽による方法とした。塩害調査等の結果と塩害対策の考え方を図1に示す。

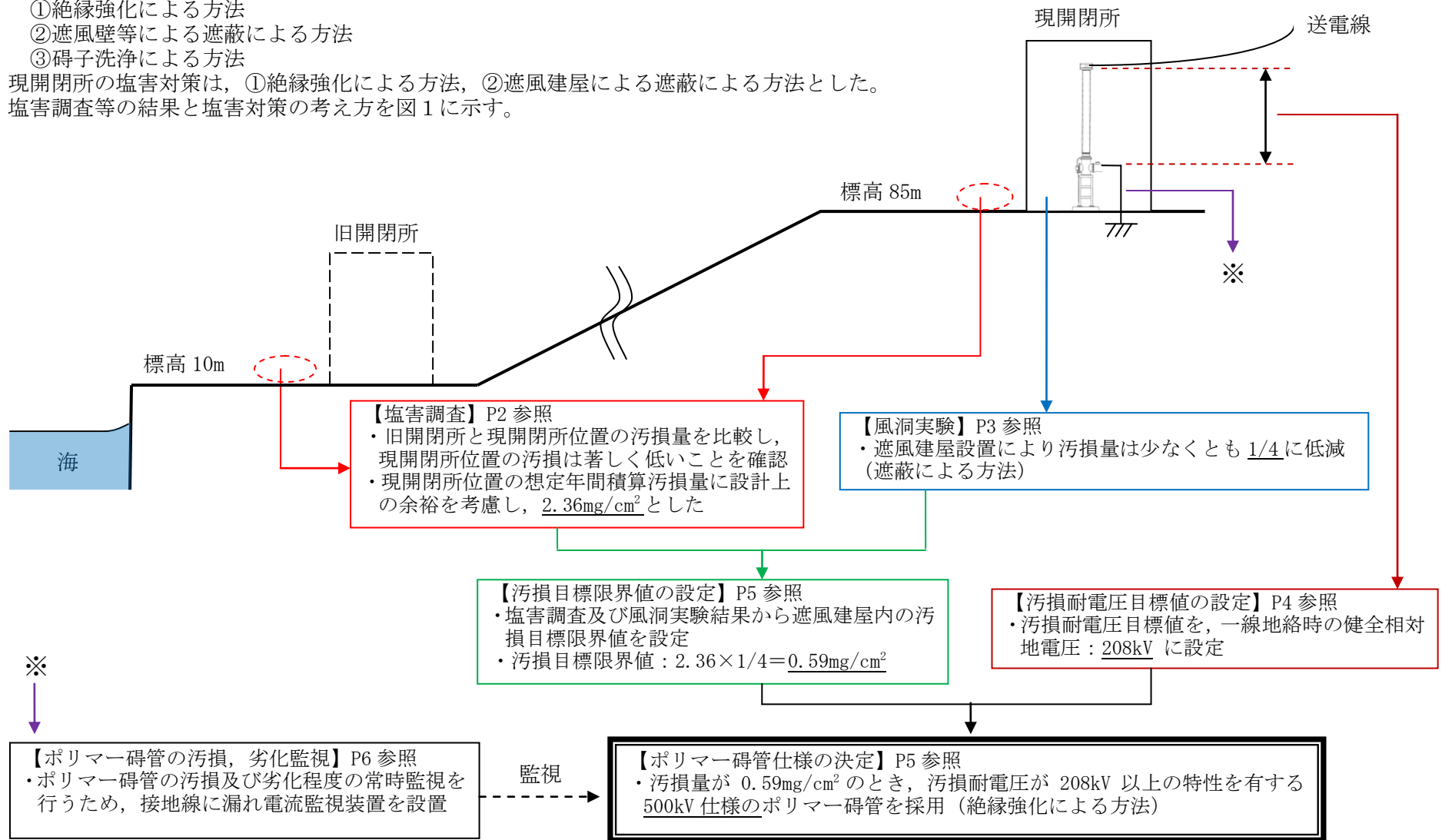


図1 塩害調査等の結果と塩害対策の考え方

2. 塩害調査について

(1) 時期

平成9年12月～平成11年2月

(2) 目的

旧開閉所及び現開閉所位置の汚損量の比較並びに現開閉所位置の想定年間積算汚損量の設定

(3) 内容

調査場所に汚損検出器を設置し、汚損量測定用碍子（以下、「パイロット碍子」という。）に付着した塩分等の汚損を純水で超音波洗浄し、その洗浄水の導電率を計測することで、汚損量を求めた（図2参照）。

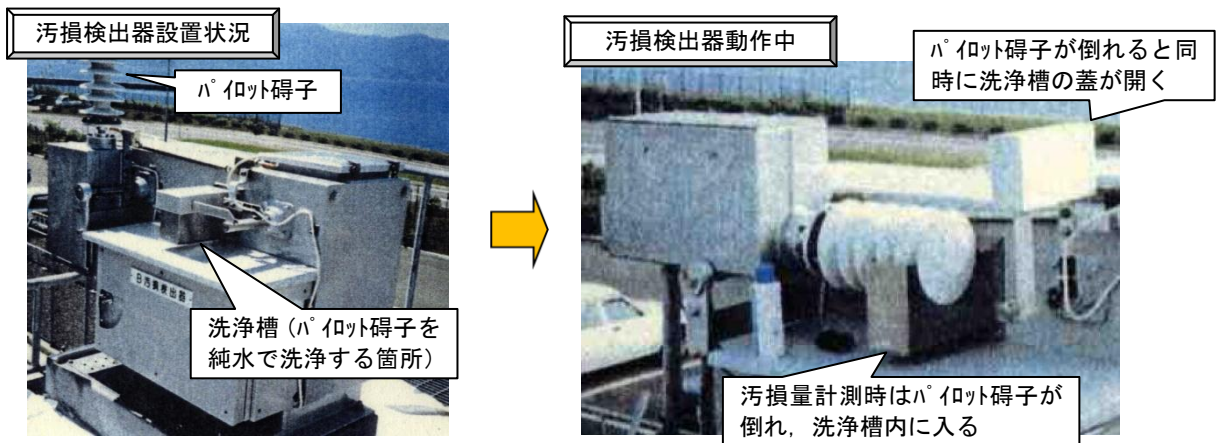


図2 汚損検出器

(4) 調査結果

代表例として、旧開閉所位置（標高10m）と現開閉所位置（標高85m）それぞれの月最大積算汚損量であったデータを示す。両者を比較して低減率を算出すると次のようになる。

表1 塩害調査結果の代表例（冬季）

	①旧開閉所位置の汚損量	②現開閉所位置の汚損量	低減率(%)	備考
平成10年12月	5.516 mg/cm ²	0.178 mg/cm ²	3.2	②の最大月
平成11年2月	5.564 mg/cm ²	0.145 mg/cm ²	2.6	①の最大月

表1のように、特に汚損量の多い冬季において、現開閉所位置は旧開閉所に比べて著しく塩害の影響が少ないことが分かった。具体的には、旧開閉所汚損量の3%程度の汚損量との評価結果であった。

一方、気候が穏やかな夏季については、旧開閉所位置も現開閉所位置も有意な汚損は見られていない。一例として、旧開閉所及び現開閉所位置ともに月最小積算汚損量であったデータを表2に示す。

表2 塩害調査結果の代表例（夏季）

	①旧開閉所位置の汚損量	②現開閉所位置の汚損量	備考
平成10年8月	0.008 mg/cm ²	0.005 mg/cm ²	①②とも最小月

(5) 現開閉所位置の汚損量推定

旧開閉所及び現開閉所位置の汚損量データの比較から、想定年間積算汚損量を求めると

1.573mg/cm²となるが、これに設計裕度150%を見込み、現開閉所位置における想定年間積算汚損量を **2.36 mg/cm²** とした。

3. 風洞実験について

(1) 時期

平成 11 年 10 月～平成 12 年 3 月

(2) 目的

遮風建屋形状を決めるための汚損量低減効果の確認

(3) 内容

泊発電所の地形模型を用いて、現開閉所位置の風況を確認した。

その結果を踏まえ、異なる形状（屋根の有無等）の複数の遮風建屋模型を用いて、汚損量低減効果を確認した（図 3 参照）。

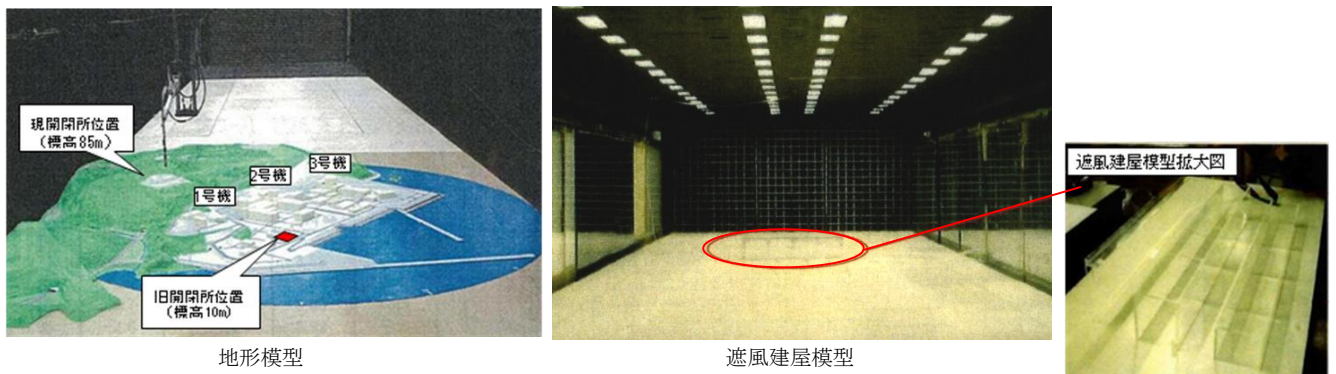


図 3 風洞実験の様子

(4) 実験結果

異なる遮風建屋形状（屋根の有無等）の効果を確認するため、表 3 に示す 4 つの遮風建屋模型（アクリル製）を用いて風洞実験を実施した。風洞実験は、風洞入口部で塩分等を模擬した粒子を発生させ、遮風建屋模型内外の粒子量を計測し、比較することで遮風建屋による汚損量低減効果を確認した。

表 3 遮風建屋模型

モデル	特 徴
A	屋根付き、遮風建屋の高さ 16.7 m
B	屋根なし、遮風建屋の高さ 9.2 m
C	屋根なし、遮風建屋の高さ 13.7 m
D	屋根付き、天井にフィン付き、遮風建屋の高さ 16.7 m

(5) 遮風建屋構造の決定

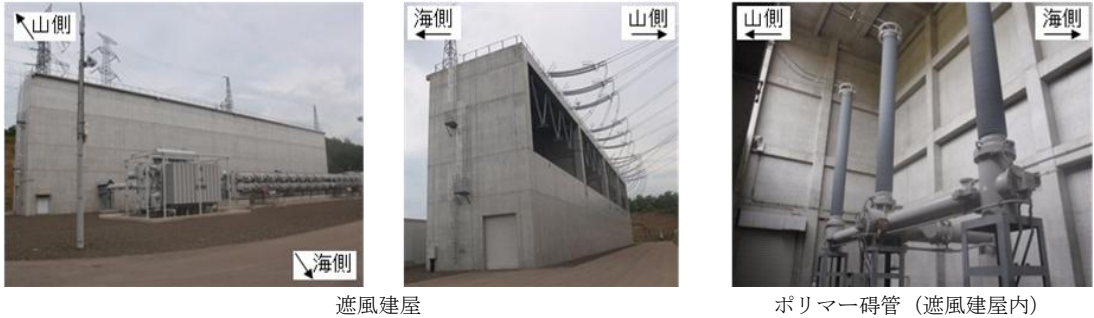
風洞実験の結果から、モデル A が最も構造上有利であることを確認した。モデル A の場合、遮風建屋を設置した場合、しない場合に比べて、汚損量は少なくとも 1/4 に低減 されることが分かった。

4. 現開閉所設備仕様の決定について

(1) 現開閉所仕様について

塩害調査結果から、現開閉所位置は旧開閉所に比べて著しく塩害の影響が小さいことが分ったが、さらに汚損低減効果がある屋根付き遮風建屋を設置した。

送電線との接続部には耐汚損特性に優れ軽量で耐震上も有利であるポリマー碍管を採用した(図4参照)。



遮風建屋
ポリマー碍管 (遮風建屋内)

図4 275kV 開閉所

(2) ポリマー碍管仕様の決定

a. 汚損耐電圧目標値

ポリマー碍管仕様決定に必要な汚損耐電圧目標値は、一線地絡時の健全相対地電圧 E (1LG) 208kVとした(図5, 6参照)。

$$E(1LG) = \underbrace{E(N)}_{\text{相電圧(約159kV)}} / \sqrt{3} \times \underbrace{1.15/1.1}_{\text{最大使用電圧}} \times \underbrace{k}_{\text{電圧上昇係数}} = \mathbf{208kV}$$

ここで、E (1LG) : 一線地絡時の健全相対地電圧
E (N) : 系統公称電圧 (275kV)
k : 電圧上昇係数 (1.25)

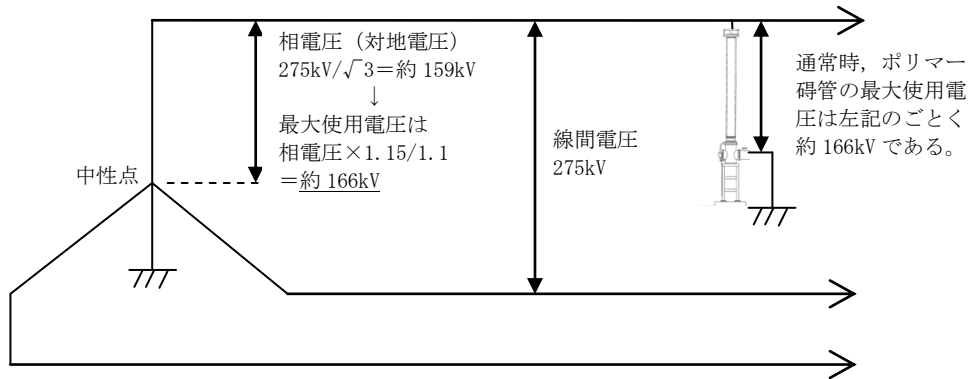


図5 線間電圧と相電圧

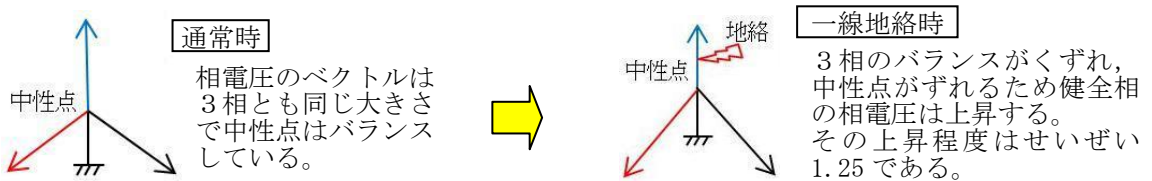


図6 一線地絡時の健全相対地電圧

b. 汚損目標限界値

ポリマー罫管仕様決定に必要な汚損目標限界値は、塩害調査結果から求めた想定年間積算汚損量 2.36 mg/cm^2 に遮風建屋による低減効果 $1/4$ を乗じた値： 0.59 mg/cm^2 とした。

c. ポリマー罫管仕様の決定

ポリマー罫管を年1回は清掃することとし、汚損量が汚損目標限界値である 0.59 mg/cm^2 のときの汚損耐電圧が 208 kV を上回る 500 kV 仕様のポリマー罫管を選定した（図7参照）。

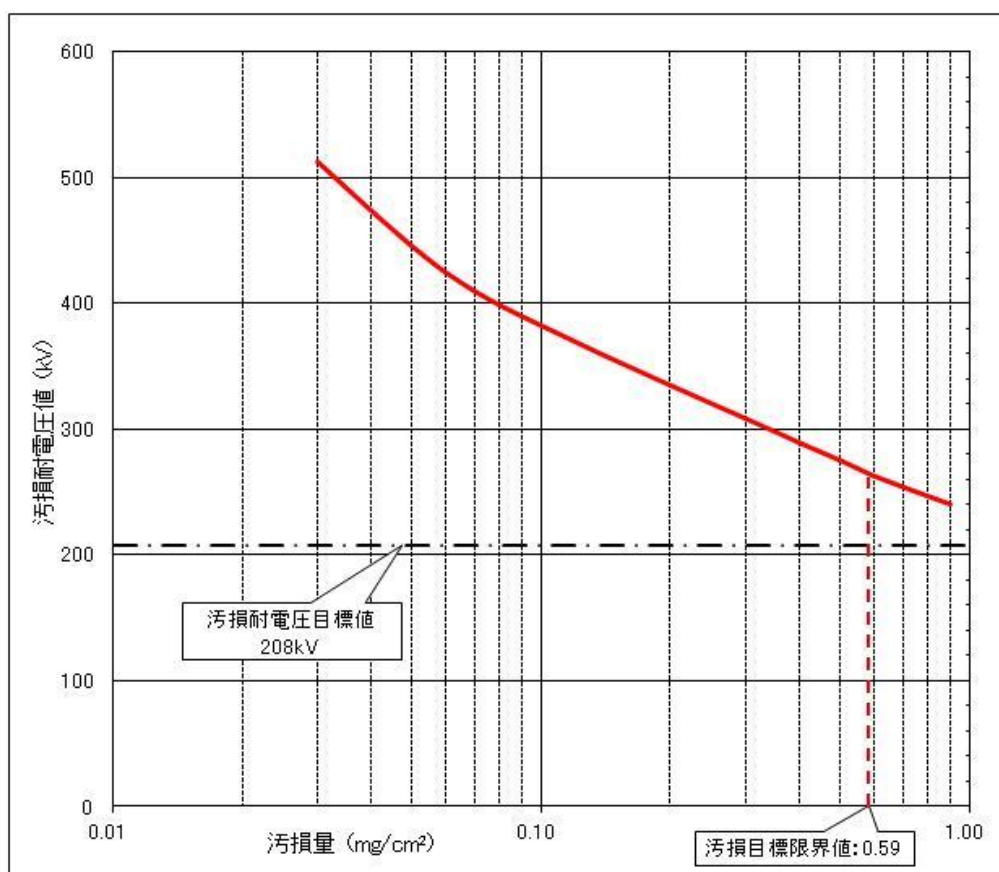


図7 ポリマー罫管の汚損耐電圧特性

5. ポリマー罫管の汚損，劣化監視のための漏れ電流監視装置について

(1) 設置目的

ポリマー罫管の汚損，劣化が進行すると，漏れ電流が増加し，地絡事故に至る。ポリマー罫管の汚損及び劣化程度の常時監視を行うため，漏れ電流監視装置を設置した。

(2) 漏れ電流監視装置概要

ポリマー罫管の接地線に漏れ電流センサ（CT）を設置し，漏れ電流の増加の有無を常時監視する。装置構成概要を図8に示す。

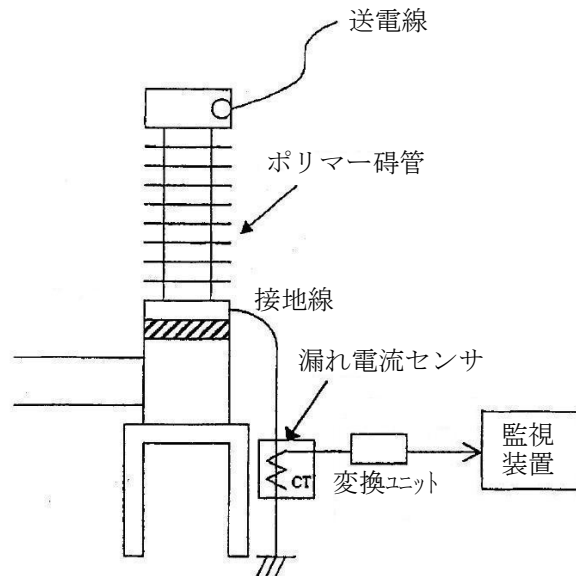


図8 漏れ電流監視装置

(3) 監視方法について

一般的に，地絡事故の前兆としては100mA程度の漏れ電流が観測される。これを踏まえ，本装置では安全側に100mAの1/10の10mAが計測されると，警報を発信するよう設定した。

警報発信の際は，送電線を停電し，ポリマー罫管の清掃を実施する。

(4) 漏れ電流監視実績について

平成19年10月のポリマー罫管使用開始以降，ポリマー罫管の漏れ電流の計測結果は0.1mA程度が継続しており，汚損，劣化の兆候は見られていない。このため，ポリマー罫管のメンテナンス計画としては，警報が発信しなくても，6年に一度は清掃することに見直しした。

メンテナンス計画のとおり，昨年から本年にかけて初回のポリマー罫管の清掃を実施し，特に異常は見られなかった。

以上