

イラン・イスラム共和国
火力発電公社（TPPH）

イラン国 シャヒード・ラジャーイー 発電所建設事業準備調査

ファイナル・レポート

平成 30 年 10 月
(2018 年)

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

東 電 設 計 株 式 会 社

中欧
JR(先)
18-034

目次

第 1 章	序論	1-1
1.1	調査の背景	1-1
1.2	調査の目的と範囲	1-1
1.2.1	調査の目的	1-1
1.2.2	調査の範囲	1-2
1.3	調査工程	1-6
1.4	調査の実施体制	1-7
第 2 章	電力セクターの概要	2-1
2.1	電力セクターの体制	2-1
2.1.1	エネルギー省	2-2
2.1.2	TPPH	2-3
2.1.3	TAVANIR	2-4
2.1.4	SATBA	2-7
2.2	電力需要の現状および需要想定	2-8
2.2.1	イラン国電力需要の現状	2-8
2.2.2	地域電力会社の国電力需要の現状	2-9
2.2.3	イラン国電力需要予測	2-10
2.2.4	地域電力会社 TREC の電力需要予測	2-11
2.3	電力設備の現状	2-12
2.3.1	発電設備	2-12
2.3.2	送配電設備	2-17
2.4	今後の電力設備計画	2-22
2.5	発電政策	2-25
2.5.1	火力発電所開発政策	2-25
2.5.2	民営化	2-30
2.5.3	再生可能エネルギー	2-31
2.6	電力取引	2-35
2.6.1	電力流通経路	2-35

2.6.2 電力卸売市場自由化.....	2-35
2.6.3 電力消費者価格.....	2-40
第 3 章 自然条件	3-1
3.1 概要	3-1
3.2 現地地質条件	3-1
3.2.1 地盤状況	3-1
3.2.2 地質調査結果	3-3
3.2.3 地質に関する考察	3-8
3.2.4 地下水状況	3-9
3.3 現地地形条件	3-9
3.3.1 地形状況	3-9
3.3.2 造成計画	3-10
3.4 気象条件	3-11
3.5 水文調査	3-12
3.6 まとめ	3-12
第 4 章 燃料供給計画	4-1
4.1 イラン国燃料セクター	4-1
4.1.1 イラン国の燃料セクターの概要	4-1
4.1.2 イラン国の天然ガスの開発状況	4-4
4.2 ガスパイプライン	4-6
4.3 シャヒード・ラジャーイー 発電所の既存燃料設備	4-9
4.3.1 ガス設備	4-9
4.3.2 軽油設備	4-13
4.3.3 シャヒード・ラジャーイー 発電所の燃料事情	4-13
第 5 章 系統解析と発電機系統接続計画	5-1
5.1 系統解析	5-1
5.1.1 目的	5-1
5.1.2 潮流・電圧計算	5-1
5.1.3 故障電流計算	5-1

5.1.4 過渡安定度計算.....	5-2
5.1.5 系統周波数計算.....	5-2
5.1.6 検討の進め方	5-2
5.1.7 新設発電機の緒元	5-3
5.1.8 電力系統構成と需要レベル	5-3
5.2 2回線および π 接続時の系統解析結果.....	5-3
5.2.1 ケースシナリオ（2回線および π 接続時）	5-5
5.2.2 初期計算結果（2回線および π 接続時）	5-6
5.2.3 定格遮断電流超過対策（2回線および π 接続時）	5-14
5.2.4 潮流・電圧計算結果（2回線および π 接続時の母線分離）	5-23
5.2.5 過渡安定度計算結果（2回線および π 接続時の母線分離）	5-35
5.2.6 系統周波数計算結果（2回線および π 接続時の母線分離）	5-54
5.3 2 π 接続時の系統解析結果	5-55
5.3.1 初期計算結果（2 π 接続時）	5-56
5.3.2 定格遮断電流超過対策（2 π 接続時）	5-60
5.3.3 潮流・電圧計算結果（2 π 接続時の母線分離）	5-65
5.3.4 過渡安定度計算結果（2 π 接続時の母線分離）	5-71
5.3.5 系統周波数計算結果（2 π 接続時の母線分離）	5-87
5.4 系統解析計算結果まとめ.....	5-88
5.5 系統接続計画.....	5-89
5.5.1 発電所並びに 400kV 開閉所の位置	5-89
5.5.2 既設系統	5-89
5.5.3 400kV 開閉所の母線構成	5-91
5.5.4 400kV 機器.....	5-92
5.5.5 接続方法	5-92
5.5.6 事務所移転.....	5-94
5.5.7 費用比較	5-95
5.5.8 結論.....	5-97
第 6 章 環境社会配慮.....	6-1
6.1 プロジェクトの概要	6-1
6.1.1 計画地点の位置.....	6-1
6.1.2 関連施設の概要.....	6-5

6.2 環境の概況	6-5
6.2.1 自然環境の概要	6-5
6.2.2 社会環境の概要	6-5
6.2.3 既設発電所におけるモニタリング等の状況	6-6
6.3 環境影響評価関連法制度	6-16
6.3.1 環境法制度	6-16
6.3.2 国際条約	6-16
6.3.3 環境影響評価法制度及び手順	6-17
6.3.4 JICA 環境ガイドラインとのギャップ	6-19
6.3.5 プロジェクトに関連する基準	6-25
6.4 代替案の検討	6-31
6.4.1 事業実施の有無	6-31
6.4.2 サイトの検討	6-31
6.4.3 燃料の検討	6-33
6.4.4 冷却システムの検討	6-35
6.5 スコーピング結果及び調査計画	6-36
6.5.1 スコーピング結果	6-36
6.5.2 調査計画	6-41
6.6 ベースライン調査結果	6-45
6.6.1 自然環境	6-45
6.6.2 社会環境	6-71
6.7 影響の予測・評価	6-77
6.7.1 工事中	6-77
6.7.2 供用時	6-86
6.7.3 環境及び社会影響評価結果の要約	6-124
6.8 環境管理計画	6-135
6.8.1 実施体制	6-135
6.8.2 環境管理計画	6-137
6.9 モニタリング計画	6-149
6.10 ステークホルダー協議	6-157
6.10.1 スコーピング時	6-157
6.10.2 アンケート調査	6-158

6.10.3 EIA 作成時	6-159
6.11 用地取得・住民移転計画（LARAP）についての確認.....	6-162
6.12 環境等に係る許認可取得スケジュールの検討	6-162
6.13 温室効果ガス削減効果の推計	6-163
6.13.1 方法論	6-163
6.13.2 プロジェクトの CO ₂ 排出係数の算出：EFPJy.....	6-164
6.13.3 温室効果ガス削減効果の推計	6-165
6.14 その他.....	6-167
6.14.1 チェックリスト.....	6-167
6.14.2 モニタリング・フォーム	6-184

表目次

表 1-1 調査工程表	1-6
表 2-1 イランの電力需要の推移（2010～2016 年度）	2-8
表 2-2 地域電力会社 TREC 管内の需要の推移（2010～2017 年度）	2-10
表 2-3 電力需要予測と必要発電量予測	2-11
表 2-4 GDP（Gross Domestic Product）実績と予想	2-11
表 2-5 地域電力会社 TREC 管内の需要予測	2-12
表 2-6 発電種別毎の発電能力（2016 年度末）	2-13
表 2-7 汽力発電機リスト一覧（2017 年）	2-15
表 2-8 ガスタービン発電機一覧（2017 年）	2-16
表 2-9 コンバインドサイクル発電機一覧（2017 年）	2-17
表 2-10 TREC 管内の 400kV, 230kV 変電所、開閉所の一覧	2-20
表 2-11 Time Schedule for Completion of Various New Power Plants	2-22
表 2-12 Forecast of Extensions in Sub-Transmission and Transmission Installation	2-23
表 2-13 Forecast of Extensions in Distribution Installation	2-23
表 2-14 発電機種別毎の発電機合計容量および構成比（第 6 次 5 ヶ年計画）	2-24
表 2-15 発電機種別毎の年間発電量（第 6 次 5 ヶ年計画）	2-24
表 2-16 Development plan of Various New Thermal Power Plants（イラン暦表示）	2-26
表 2-17 Constructed Thermal Power Plants by BOO (MW)	2-28
表 2-18 Schedule of BOO Power plants (MW)（イラン暦表示）	2-29
表 2-19 Privatized Power Plants	2-30
表 2-20 Installed renewable energy power plants situation up to end of Jan, 2018	2-32
表 2-21 Installed Power Plant with Non-Governmental Sector (Feb, 2018)	2-33
表 2-22 Companies with PPA (Jan. 2018)	2-34
表 2-23 Day ahead market の入札推移	2-37
表 2-24 IGMC 電力購入価格の内訳（IRR/kWh）	2-38
表 2-25 IGMC 販売価格の内訳（IRR/kWh）	2-39
表 2-26 再生可能エネルギー発電の買取価格	2-40
表 2-27 Tariff1 Residential uses	2-41
表 2-28 Tariff2 Public uses	2-41
表 2-29 Tariff3 production uses (water and energy)	2-42
表 2-30 Tariff4 Production uses (industry and mine)	2-43

表 2-31 Tariff5 Other uses.....	2-44
表 2-32 電力平均販売単価 (IRR/kWh).....	2-44
表 2-33 売上原価・補助金・販売価格	2-45
表 2-34 Fossil-fuel subsidies in IRAN(参考)	2-46
表 2-35 Indicators for year 2016(参考)	2-46
表 3-1 Coordinates of the bore holes	3-3
表 3-2 最大および最小密度	3-3
表 3-3 力学試験結果.....	3-3
表 3-4 化学成分試験結果.....	3-4
表 3-5 代表的な(BH-1)粒径分布表	3-8
表 3-6 代表的土性パラメータ	3-8
表 3-7 Cordinates of the bench marks	3-10
表 4-1 IGAT; Iran Gas Trunk-Line の概要.....	4-8
表 4-2 既設ガス設備におけるガスコンディション	4-11
表 4-3 2012 年から 2016 年までの燃料使用量の実績 (既設コンバインドサイクル)	4-14
表 5-1 解析ケースシナリオ	5-5
表 5-2 3 相短絡電流(新発電機系統連系前後)	5-6
表 5-3 3 相短絡電流(新発電機系統連系前後)	5-7
表 5-4 1 線地絡電流(新発電機系統連系前後)	5-10
表 5-5 1 線地絡電流(新発電機系統連系前後)	5-11
表 5-6 3 相短絡電流(ラジャーイー汽力発電所の 400kV 母線分離運用)	5-15
表 5-7 3 相短絡電流(ラジャーイー汽力発電所の 400kV 母線分離運用)	5-16
表 5-8 1 線地絡電流(ラジャーイー汽力発電所の 400kV 母線分離運用)	5-19
表 5-9 1 線地絡電流(ラジャーイー汽力発電所の 400kV 母線分離運用)	5-20
表 5-10 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線引込み時の電圧(ピーク)	5-23
表 5-11 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線引込み時の潮流(ピーク)	5-24
表 5-12 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線引込み時の電圧(オフピーク)	5-26
表 5-13 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線引込み時の潮流(オフピーク)	5-27
表 5-14 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線へ引込み時の電圧(ピーク)	5-29
表 5-15 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線へ引込み時の	

潮流(ピーク).....	5-30
表 5-16 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線へ引込み時の 電圧(オフピーク).....	5-32
表 5-17 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線へ引込み時の 潮流(オフピーク).....	5-33
表 5-18 事故ケース	5-35
表 5-19 3 相短絡電流(新発電機系統連系前後)	5-56
表 5-20 1 線地絡電流(新発電機系統連系前後)	5-58
表 5-21 3 相短絡電流(ラジャーイー汽力発電所の 400kV 母線分離運用)	5-61
表 5-22 1 線地絡電流(ラジャーイー汽力発電所の 400kV 母線分離運用)	5-63
表 5-23 2π 接続時(Shahid Rajaee(S)～Vardavard, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan) の電圧(ピーク)	5-65
表 5-24 2π 接続時(Shahid Rajaee(S)～Vardavard, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan) の潮流(ピーク)	5-66
表 5-25 2π 接続時(Shahid Rajaee(S)～Vardavard, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan) の電圧(オフピーク)	5-68
表 5-26 2π 接続時(Shahid Rajaee(S)～Vardavard, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan) の潮流(オフピーク)	5-69
表 5-27 事故ケース	5-71
表 5-28 短地絡電流一覧	5-88
表 5-29 発電所・開閉所の組合せ案	5-89
表 5-30 比較検討案	5-94
表 5-31 比較検討表	5-96
表 6-1 既設の汽力発電プラントにおける排ガスのモニタリング結果.....	6-7
表 6-2 既設のコンバインドサイクル発電プラントにおける排ガスのモニタリング結果	6-9
表 6-3 既設発電所の排水モニタリング結果	6-11
表 6-4 排水の水質測定結果	6-11
表 6-5 大気質のモニタリング結果 (μg/m ³)	6-13
表 6-6 騒音のモニタリング結果 (dBA)	6-14
表 6-7 既設発電所の廃棄物処理方法の概要	6-15
表 6-8 JICA ガイドライン及びイラン国の規定における主な環境社会的配慮事項の比 較.....	6-20
表 6-9 イラン国及び国際的な大気環境基準値	6-25
表 6-10 イラン国及び国際的な排出ガス基準値	6-26
表 6-11 イラン国及び国際的な排水基準値	6-27

表 6-12	イラン国及び国際的な騒音基準値.....	6-29
表 6-13	日本の振動基準値.....	6-29
表 6-14	プロジェクト実施ケース及び実施しないケースの比較	6-31
表 6-15	PlanA 及び PlanB の特徴.....	6-32
表 6-16	燃料の検討	6-33
表 6-17	各冷却方式の特徴.....	6-35
表 6-18	スコーピング結果.....	6-36
表 6-19	調査項目、方法、予測評価及び対策	6-42
表 6-20	既設発電所で地下水を取水している井戸の概要	6-57
表 6-21	プロジェクトサイト周辺での大気質の測定結果（単位：μg/m ³ ）	6-61
表 6-22	既設発電所の取水井戸の水質調査結果（2014-2016 年）	6-62
表 6-23	水質調査結果.....	6-62
表 6-24	プロジェクトサイト近隣での騒音（Leq）の測定結果	6-64
表 6-25	Qazvin 州の植物種	6-65
表 6-26	Qazvin 州の哺乳類の生物種	6-67
表 6-27	Qazvin 州の鳥類の生物種.....	6-68
表 6-28	イランの爬虫類の生物種.....	6-70
表 6-29	イランの両生類の生物種.....	6-71
表 6-30	シャヒード・ラジャーイー発電所付近の医療センター	6-73
表 6-31	発電所周辺の集落の人口及び発電所からの距離	6-74
表 6-32	シャヒード・ラジャーイー発電所の近くの学校	6-74
表 6-33	主な建設機械の騒音レベル	6-79
表 6-34	建設機械による騒音レベル予測結果	6-81
表 6-35	排出ガス中の大気汚染物質濃度と基準値.....	6-86
表 6-36	新設ガスタービンプラントの排出諸元	6-92
表 6-37	既設汽力発電プラントの排出諸元.....	6-92
表 6-38	既設コンバインド発電プラントの排出諸元	6-93
表 6-39	新設発電設備に稼働に伴う寄与濃度の予測結果	6-101
表 6-40	既設及び新設発電設備による寄与濃度の予測結果.....	6-116
表 6-41	主な機器の騒音レベル	6-119
表 6-42	発電所からの騒音レベルシミュレーション結果	6-120
表 6-43	発電所における環境及び社会影響評価の結果.....	6-124
表 6-44	環境管理計画（発電所）.....	6-138
表 6-45	環境モニタリング計画（発電所）	6-150
表 6-46	第 1 回ステークホルダー協議の実施概要.....	6-157
表 6-47	第 1 回ステークホルダー協議での主な質問・意見及び回答	6-157

表 6-48 調査の実施スケジュール	6-158
表 6-49 第 2 回ステークホルダー協議の実施概要	6-160
表 6-50 第 2 回ステークホルダー協議での主な質問・意見及び回答	6-160
表 6-51 イランにおけるグリッド CO ₂ 排出係数	6-165
表 6-52 Shahid Rajaee プロジェクトの CO ₂ 排出係数算出	6-165
表 6-53 Shahid Rajaee コンバインドサイクル発電所による CO ₂ 排出量	6-166
表 6-54 環境チェックリスト（発電所）	6-168

図目次

図 1-1 業務フロー (1/2)	1-4
図 1-2 業務フロー (2/2)	1-5
図 1-3 実施体制表	1-7
図 2-1 イランの電力セクター体制図	2-1
図 2-2 MOE の組織図	2-2
図 2-3 TPPH 体制図	2-4
図 2-4 TAVANIR 体制図	2-5
図 2-5 Tehran Regional Electric Company Territory	2-6
図 2-6 需要種別毎の電力需要推移 (2000～2016 年)	2-9
図 2-7 TREC の電力需要推移 (2001～2017 年)	2-10
図 2-8 発電設備の運用年数	2-13
図 2-9 発電種別による年間発電量の推移	2-14
図 2-10 発電所設備量の推移	2-14
図 2-11 発電種別毎の可能出力の推移	2-15
図 2-12 一次系統送電線の設備総距離の推移	2-19
図 2-13 一次系変電所数と変圧器総容量の推移	2-19
図 2-14 TREC 送電系統図	2-21
図 2-15 Power flow and Price flow	2-35
図 2-16 IEM の概要	2-36
図 2-17 Day Ahead Market 価格決定の仕組	2-37
図 3-1 候補地の写真	3-1
図 3-2 Location of the bore holes	3-2
図 3-3 粒度通過率	3-4
図 3-4 液性限界 (Liquid Limit)	3-5
図 3-5 塑性指数 (Plasticity Index)	3-6
図 3-6 現地の代表的 (BH-1) 土質柱状図	3-7
図 3-7 代表的な (BH-1) 粒径分布図	3-7
図 3-8 測量範囲	3-9
図 3-9 測量により作成した地形図	3-11
図 4-1 イラン国における石油・ガス産業の組織概略図	4-1
図 4-2 イランガス公社の組織概要	4-2
図 4-3 天然ガス供給の区画	4-3
図 4-4 天然ガス生産量の推移	4-4

図 4-5 天然ガス生産量の推移	4-5
図 4-6 天然ガス可採埋蔵量の推移	4-6
図 4-7 ペルシャ湾の主なガス田（赤色）、及び油田（緑色）	4-7
図 4-8 イラン国の主要パイプライン現況及び計画概要	4-9
図 4-9 ガス設備の位置	4-10
図 4-10 ガス設備概略図	4-11
図 4-11 燃料の申請/供給フロー	4-12
図 4-12 軽油設備概略	4-13
図 5-1 新設発電機接続時の系統特性確認実施フロー（系統解析計算）	5-2
図 5-2 発電設備構成	5-3
図 5-3 新発電機 AVR モデル	5-3
図 5-4 新発電機ガバナーモデル	5-3
図 5-5 シャヒード・ラジャーイー新設発電機の系統接続方法	5-4
図 5-6 3 相短絡電流(新発電機系統連系後)【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線で引込み】	5-8
図 5-7 3 相短絡電流(新発電機系統連系後)【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への引込み】	5-9
図 5-8 1 線地絡電流(新発電機系統連系後)【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線で引込み】	5-12
図 5-9 1 線地絡電流（新発電機系統連系後）【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への引き込み】	5-13
図 5-10 母線分離運用(事故電流抑制対策)	5-14
図 5-11 母線分離運用(事故電流抑制対策)	5-14
図 5-12 3 相短絡電流(母線分離運用)【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線で引き込み】	5-17
図 5-13 3 相短絡電流(母線分離運用)【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への引込み】	5-18
図 5-14 1 線地絡電流(母線分離運用)【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線で引込み】	5-21
図 5-15 1 線地絡電流(母線分離運用)【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への引込み】	5-22
図 5-16 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線引込み時の潮流図(ピーク)	5-25
図 5-17 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線引込み時の潮流図(オフピーク)	5-28
図 5-18 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線へ引込み時の	

潮流図(ピーク)	5-31
図 5-19 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線へ引込み時の 潮流図(オフピーク)	5-34
図 5-20 1-1 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落(ピーク)	5-36
図 5-21 1-1 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落(オフピーク)	5-36
図 5-22 1-2 ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落(ピーク).....	5-37
図 5-23 1-2 ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落(オフピーク).....	5-37
図 5-24 1-3 ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落(ピーク) 5-38	
図 5-25 1-3 ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落(オフピーク)	5-38
図 5-26 1-4 ラジャーイー発電所～新設発電機間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピー ク).....	5-39
図 5-27 1-4 ラジャーイー発電所～新設発電機間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフ ピーク)	5-39
図 5-28 1-5 ラジャーイー発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断 (ピ ーク)	5-40
図 5-29 1-5 ラジャーイー発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフ ピーク)	5-40
図 5-30 1-6 ラジャーイー発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断 (ピー ク)	5-41
図 5-31 1-6 ラジャーイー発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフ ピーク)	5-41
図 5-32 1-7 ラジャーイー発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)	5-42
図 5-33 1-7 ラジャーイー発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断 (オフピ ーク)	5-42
図 5-34 1-8 ラジャーイー発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)	5-43
図 5-35 1-8 ラジャーイー発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断 (オフピ ーク).....	5-43
図 5-36 1-9 ラジャーイー発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断 (ピ ーク)	5-44
図 5-37 1-9 ラジャーイー発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフ ピーク)	5-44
図 5-38 2-1 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落(ピーク)	5-45
図 5-39 2-1 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落(オフピーク)	5-45

図 5-40 2-2 ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落(ピーク)	5-46
図 5-41 2-2 ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落(オフピーク)	5-46
図 5-42 2-3 ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落(ピーク)	5-47
図 5-43 2-3 ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落(オフピーク)	5-47
図 5-44 2-4 ラジャーイー発電所～新設発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク).....	5-48
図 5-45 2-4 ラジャーイー発電所～新設発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフ ピーク)	5-48
図 5-46 2-5 ラジャーイー新設発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断 (ピーク)	5-49
図 5-47 2-5 ラジャーイー新設発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断 (オフピーク)	5-49
図 5-48 2-6 ラジャーイー発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断 (ピー ク)	5-50
図 5-49 2-6 ラジャーイー発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフ ピーク)	5-50
図 5-50 2-7 ラジャーイー発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)	5-51
図 5-51 2-7 ラジャーイー発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断 (オフピ ーク)	5-51
図 5-52 2-8 ラジャーイー発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)	5-52
図 5-53 2-8 ラジャーイー発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断 (オフピ ーク)	5-52
図 5-54 2-9 ラジャーイー発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断 (ピ ーク)	5-53
図 5-55 2-9 ラジャーイー発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフ ピーク)	5-53
図 5-56 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落時の系統周波数.....	5-54
図 5-57 シャヒード・ラジャーイー新設発電機の系統接続方法	5-55
図 5-58 3 相短絡電流(新発電機系統連系後)【2 π 接続時 (Shahid Rajaei(S)～Vardavard 間, Shahid Rajaei(CC)～Baghestan 間)】	5-57
図 5-59 1 線地絡電流(新発電機系統連系後)【2 π 接続時 (Shahid Rajaei(S)～Vardavard 間, Shahid Rajaei(CC)～Baghestan 間)】	5-59
図 5-60 母線分離運用(事故電流抑制対策).....	5-60

図 5-61 3 相短絡電流(母線分離運用・新発電機系統連系後)【2π 接続時 (Shahid Rajaee(S)～Vardavard, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan 間)】	5-62
図 5-62 1 線地絡電流(母線分離運用・新発電機系統連系後)【2π 接続時 (Shahid Rajaee(S)～Vardavard, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan 間)】	5-64
図 5-63 潮流図(母線分離運用・新発電機系統連系後)【2π 接続時 (Shahid Rajaee(S)～Vardavard, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan)】 (ピーク)	5-67
図 5-64 潮流図(母線分離運用・新発電機系統連系後)【2π 接続時 (Shahid Rajaee(S)～Vardavard, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan)】 (オフピーク)	5-70
図 5-65 1 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落(ピーク)	5-72
図 5-66 1 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落(オフピーク)	5-72
図 5-67 2 ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落(ピーク)	5-73
図 5-68 2 ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落(オフピーク)	5-73
図 5-69 3 ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落(ピーク)	5-74
図 5-70 3 ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落(オフピーク)	5-74
図 5-71 4 ラジャーイー新設発電所～既設汽力発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)	5-75
図 5-72 4 ラジャーイー新設発電所～既設汽力発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)	5-75
図 5-73 5 ラジャーイー新設発電所～既設コンバインド発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)	5-76
図 5-74 5 ラジャーイー新設発電所～既設コンバインド発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)	5-76
図 5-75 6 ラジャーイー新設発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)	5-77
図 5-76 6 ラジャーイー新設発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)	5-77
図 5-77 7 ラジャーイー新設発電所～Baghestan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)	5-78
図 5-78 7 ラジャーイー新設発電所～Baghestan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)	5-78
図 5-79 8 ラジャーイー既設汽力発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)	5-79
図 5-80 8 ラジャーイー既設汽力発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)	5-79
図 5-81 9 ラジャーイー既設汽力発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)	5-80

ーク).....	5-80
図 5-82 9 ラジャーイー既設汽力発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク).....	5-80
図 5-83 10 ラジャーイー既設汽力発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク).....	5-81
図 5-84 10 ラジャーイー既設汽力発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク).....	5-81
図 5-85 11 ラジャーイー既設汽力発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク).....	5-82
図 5-86 11 ラジャーイー既設汽力発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク).....	5-82
図 5-87 12 ラジャーイー既設コンバインド発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク).....	5-83
図 5-88 12 ラジャーイー既設コンバインド発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク).....	5-83
図 5-89 13 ラジャーイー既設コンバインド発電所～Mehr 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク).....	5-84
図 5-90 13 ラジャーイー既設コンバインド発電所～Mehr 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク).....	5-84
図 5-91 14 ラジャーイー既設コンバインド発電所～Dashtabi 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク).....	5-85
図 5-92 14 ラジャーイー既設コンバインド発電所～Dashtabi 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク).....	5-85
図 5-93 15 ラジャーイー既設コンバインド発電所～既設汽力発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク).....	5-86
図 5-94 15 ラジャーイー既設コンバインド発電所～既設汽力発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク).....	5-86
図 5-95 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落時の系統周波数.....	5-87
図 5-96 発電所・開閉所の位置案.....	5-89
図 5-97 既設 400kV 架空送電線.....	5-90
図 5-98 系統への架空接続 平面図(モデル図).....	5-90
図 5-99 系統への架空接続 立面図(モデル図).....	5-91
図 5-100 400kV 開閉所母線構成.....	5-91
図 5-101 発電所”B”ー新設開閉所接続.....	5-92
図 5-102 発電所”B”ー既設開閉所接続.....	5-93
図 5-103 発電所”A”ー既設開閉所接続.....	5-93

図 5-104 400kV 架空送電線の ROW	5-94
図 6-1 本プロジェクトサイトの位置.....	6-1
図 6-2 シャヒード・ラジャーイー発電所及び新設発電設備のレイアウト図面	6-3
図 6-3 新設発電所の設備配置図.....	6-4
図 6-4 大気質及び騒音の測定位置	6-12
図 6-5 イラン国における EIA 手続きの流れ.....	6-18
図 6-6 住民説明会実施前に情報公開を行う対象の発電所周辺の住居地域位置図...6-24	
図 6-7 プロジェクトサイト候補.....	6-33
図 6-8 冷却システムの模式図	6-36
図 6-9 2014 年～2017 年の Qazvin 気象台における月別平均気温	6-46
図 6-10 2014 年～2017 年の Qazvin 気象台における月別平均湿度	6-46
図 6-11 2014 年～2017 年の Qazvin 気象台における月別平均降水量.....	6-47
図 6-12 2014 年～2017 年の Qazvin 気象台における月別平均日射量	6-47
図 6-13 1959 年～2017 年の Qazvin 気象台における平均風向風速(年間).....	6-48
図 6-14 1959 年～2017 年の Qazvin 気象台における平均風向風速(1 月～4 月)	6-49
図 6-15 1959 年～2017 年の Qazvin 気象台における平均風向風速(5 月～8 月)	6-50
図 6-16 1959 年～2017 年の Qazvin 気象台における平均風向風速(9 月～12 月) ...6-51	
図 6-17 Qazvin 州の地形	6-52
図 6-18 Qazvin 州の傾斜地形.....	6-53
図 6-19 発電所周辺の地質図	6-54
図 6-20 発電所周辺（半径 15 km 以内）の地震計測記録(1996-2017)	6-55
図 6-21 シャヒード・ラジャーイー発電所半径 15 km 以内の水路	6-56
図 6-22 発電所で使用する地下水の取水井戸	6-57
図 6-23 Qazvin 滞水層の水位レベルの経年変化	6-58
図 6-24 プロジェクトサイト周辺の大気質の測定地点.....	6-60
図 6-25 プロジェクトサイト周辺の騒音の測定地点	6-63
図 6-26 Qazvin 州の保護地区と、Shahid Rajaee サイトからの距離	6-65
図 6-27 最も近い住居地域.....	6-72
図 6-28 Shahid Rajaee 発電所南側の土地利用	6-72
図 6-29 シャヒード・ラジャーイー発電所から半径 15 km 以内の歴史的文化遺産 ..6-76	
図 6-30 予測地点の位置	6-80
図 6-31 建設機械の稼働に伴う騒音レベルの分布予測図	6-82
図 6-32 地形影響の考え方.....	6-87
図 6-33 ダウンウォッシュの概要.....	6-88
図 6-34 ダウンドラフトの概要	6-89
図 6-35 MM5 による風向・風速階級別出現状況（16;方位、2015～2017 年）	6-90

図 6-36 MM5 による風速の出現状況 (16;方位、2015～2017 年)	6-90
図 6-37 予測で使用した地形の概要	6-91
図 6-38 新設による SO ₂ の着地濃度分布図 (1 時間値) (軽油使用時)	6-95
図 6-39 新設による SO ₂ の着地濃度分布図 (24 時間値) (軽油使用時)	6-95
図 6-40 新設による SO ₂ の着地濃度分布図 (年平均値) (軽油使用時)	6-96
図 6-41 新設による NO ₂ の着地濃度分布図 (1 時間値) (ガス使用時)	6-96
図 6-42 新設による NO ₂ の着地濃度分布図 (24 時間値) (ガス使用時)	6-97
図 6-43 新設による NO ₂ の着地濃度分布図 (年平均値) (ガス使用時)	6-97
図 6-44 新設による NO ₂ の着地濃度分布図 (1 時間値) (軽油使用時)	6-98
図 6-45 新設による NO ₂ の着地濃度分布図 (24 時間値) (軽油使用時)	6-98
図 6-46 新設による NO ₂ の着地濃度分布図 (年平均値) (軽油使用時)	6-99
図 6-47 新設による PM ₁₀ の着地濃度分布図 (1 時間値) (軽油使用時)	6-99
図 6-48 新設による PM ₁₀ の着地濃度分布図 (24 時間値) (軽油使用時)	6-100
図 6-49 新設による PM ₁₀ の着地濃度分布図 (年平均値) (軽油使用時)	6-100
図 6-50 SO ₂ の着地濃度分布図 (1 時間値) (現状 (既設 : 軽油・重油使用時))	6-104
図 6-51 SO ₂ の着地濃度分布図 (1 時間値) (将来 (既設 : 重油・軽油使用時+新設 : 軽油使用時))	6-104
図 6-52 SO ₂ の着地濃度分布図 (24 時間値) (現状 (既設 : 軽油・重油使用時))	6-105
図 6-53 SO ₂ の着地濃度分布図 (24 時間値) (将来 (既設 : 重油・軽油使用時+新設 : 軽油使用時))	6-105
図 6-54 SO ₂ の着地濃度分布図 (年平均値) (現状 (既設 : 軽油・重油使用時))	6-106
図 6-55 SO ₂ の着地濃度分布図 (年平均値) (将来 (既設 : 重油・軽油使用時+新設 : 軽油使用時))	6-106
図 6-56 NO ₂ の着地濃度分布図 (1 時間値) (現状 (既設 : ガス使用時))	6-107
図 6-57 NO ₂ の着地濃度分布図 (1 時間値) (将来 (既設 : ガス使用時+新設 : ガス使用時))	6-107
図 6-58 NO ₂ の着地濃度分布図 (1 時間値) (現状 (既設 : 軽油・重油使用時))	6-108
図 6-59 NO ₂ の着地濃度分布図 (1 時間値) (将来 (既設 : 重油・軽油使用時+新設 : 軽油使用時))	6-108
図 6-60 NO ₂ の着地濃度分布図 (24 時間値) (現状 (既設 : ガス使用時))	6-109
図 6-61 NO ₂ の着地濃度分布図 (24 時間値) (将来 (既設 : ガス使用時+新設 : ガス使用時))	6-109
図 6-62 NO ₂ の着地濃度分布図 (24 時間値) (現状 (既設 : 軽油・重油使用時))	6-110
図 6-63 NO ₂ の着地濃度分布図 (24 時間値) (将来 (既設 : 重油・軽油使用時+新設 :	

軽油使用時))	6-110
図 6-64 NO ₂ の着地濃度分布図 (年平均値) (現状 (既設 : ガス使用時))	6-111
図 6-65 NO ₂ の着地濃度分布図 (年平均値) (将来 (既設 : ガス使用時+新設 : ガス使用時))	6-111
図 6-66 NO ₂ の着地濃度分布図 (年平均値) (現状 (既設 : 軽油・重油使用時))	6-112
図 6-67 NO ₂ の着地濃度分布図 (年平均値) (将来 (既設 : 重油・軽油使用時+新設 : 軽油・重油使用時))	6-112
図 6-68 PM ₁₀ の着地濃度分布図 (1 時間値) (現状 (既設 : 軽油・重油使用時))	6-113
図 6-69 PM ₁₀ の着地濃度分布図 (1 時間値) (将来 (既設 : 重油・軽油使用時+新設 : 軽油使用時))	6-113
図 6-70 PM ₁₀ の着地濃度分布図 (24 時間値) (現状 (既設 : 軽油・重油使用時))	6-114
図 6-71 PM ₁₀ の着地濃度分布図 (24 時間値) (将来 (既設 : 重油・軽油使用時+新設 : 軽油使用時))	6-114
図 6-72 PM ₁₀ の着地濃度分布図 (年平均値) (現状 (既設 : 軽油・重油使用時))	6-115
図 6-73 PM ₁₀ の着地濃度分布図 (年平均値) (将来 (既設 : 重油・軽油使用時+新設 : 軽油使用時))	6-115
図 6-74 排水処理フロー	6-117
図 6-75 発電所の運転に伴う騒音レベルの分布予測図 (単位: dBA)	6-121
図 6-76 発電所の環境管理計画とモニタリングを実施する体制 (工事中)	6-136
図 6-77 発電所の環境管理計画とモニタリングを実施する体制 (供用時)	6-137
図 6-78 アンケート調査の対象集落	6-159
図 6-79 排出削減のイメージ	6-163
図 6-80 OM と BM のイメージ図	6-164

略語表

略語	英語	日本語
ABFA	Water and Sewage Service	上下水道管理
AC	Alternating Current	交流電流
AIS	Air Insulated Switchgear	空気絶縁開閉装置
API	American Petroleum Institute	アメリカ石油協会
ASHRAE	American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers	アメリカ暖房冷凍空調学会
ASME	American Society of Mechanical Engineers	アメリカ機械学会
AVR	Automatic Voltage Regulator	電圧制御装置
BOD	Biochemical Oxygen Demand	生物化学的酸素要求量
BOO	Build Own Operate	建設・運営・所有事業方式
BOP	Balance of Plant	プラント周辺機器
BOT	Build Operate Transfer	建設・運営・移転事業方式
C&I	Control & Instrumentation	制御、計装
CB	Circuit Breaker	遮断器
CC	Combined Cycle	複合発電
CCR	Center Control Room	中央操作室
CCTV	Closed Circuit Television	監視カメラ
CEMS	Continuous Emission Monitoring System	連続排ガス計測監視装置
CITES	Convention on International Trade in Endangered Species of Wild Fauna and Flora	絶滅のおそれのある野生動植物の種の国際取引に関する条約（ワシントン条約）
COP	Conference of the Parties	気候変動枠組条約締約国会議
CPI	Consumer Price Index	消費者物価指数
DC	Direct Current	直流電流
DCS	Distributed Control System	分散型制御システム
DOE	Department of Environment	環境庁
DSO	Distribution system operator	配電会社
ECA	Energy Conversion Agreement	エネルギー変換契約
EDG	Emergency Diesel Generator	非常用ディーゼル発電機
EHS	Environment, Health and Safety	環境健康安全
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIRR	Economic Internal Rate of Return	経済的内部収益率

略語	英語	日本語
EOH	Equivalent Operating Hour	等価運転時間
EPC	Engineering, Procurement and Construction	設計調達建設
EWS	Engineering Work Station	保守ツール
FAC	Final Acceptance Certificate	最終検収書
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務的内部収益率
FIT	Feed In Tariff	固定価格買取制度
FOD	Foreign Object Damage	異物混入破損
FS	Feasibility Study	実現可能性調査
GCB	Gas Circuit Breaker	ガス遮断機
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GE	General Electric Company	ジェネラルエレクトリック社
GEN	Generator	発電機
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
GIS	Gas Insulated Switchgear	ガス絶縁開閉装置
GT	Gas Turbine	ガスタービン
GTCC	Gas Turbine Combined Cycle	ガスタービン複合発電
GTG	Gas Turbine Generator	ガスタービン発電機
GOI	Government of Iran	イラン政府
GPRS	Gas Pressure Reducing Station	ガス減圧設備
HEPA	High Efficiency Particulate Air Filter	高性能エアフィルタ
HP	High Pressure	高圧
HRSG	Heat Recovery Steam Generator	排熱回収ボイラ
HSE	Health, Safty and Environmental	健康・安全・環境
I/O	Input/Output	入出力
IEC	International Electrotechnical Commission	国際電気標準会議
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers	米国電気電子学会
IEM	Iranian Electricity Market	イラン電力市場
IERB	Iran Electricity Regulatory Board	イラン電力調整局
IGMC	Iran Grid Management Company	イラン配電管理公社
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IP	Intermediate Pressure	中圧
IPB	Isolated Phase Bus	相分離母線

略語	英語	日本語
IPDC	Iran Power Development Company	イラン電源開発公社
IPO	Iranian Privatization Organization	イラン民営化組織（機構）
IPP	Independent Power Producer	独立発電事業者
IPPMC	Iran Power Plant Maintenance Company	イラン発電保全公社
IPT	Intermediate Pressure Turbine	中圧タービン
ISO	International Organization for Standardization	国際標準化機構
ITD	Inlet temperature difference	入口温度差
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
LC	Letter of Credit	信用状
LCD	Liquid Crystal Display	液晶ディスプレイ
LP	Low Pressure	低圧
LTSA	Long Term Service Agreement	長期保守契約
MCC	Motor Control Center	モーターコントロールセンタ
MHPS	Mitsubishi Hitachi Power Systems	三菱日立パワーシステムズ株式会社
MOE	Ministry of Energy	イランエネルギー省
MoP	Ministry of Petroleum	イラン石油省
MT	Main Transformer	主変圧器
NIGC	National Iranian Gas Company	イランガス公社
NLDC	National Load Dispatch Center	給電司令所
O&M	Operation and Maintenance	運転保守
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
OEM	Original Equipment Manufacturer	製造メーカー
OFAF	Oil Forced and Air Forced Type	油入風冷式
ONAF	Oil Natural and Air Forced Type	油入自冷式
P/Q	Pre-Qualification	入札者資格審査
PBO	Planning and Budgetary Organization	計画予算機構
PE	Annual Generated Power Energy	年間発電電力量
POPE	Based on Plant Operation Energy	発電電力量基準
POPH	Based on Plant Operation Hour	運転時間基準
PPA	Power Purchase Agreement	電力購入（販売）契約
PT	Potential Transformer	計器用変圧器
QBS	Quality Based Selection	品質に基づく選定
QCBS	Quality and Cost Based Selection	品質・価格に基づく選定

略語	英語	日本語
RH	Reheater	再熱器
RTU	Remote Terminal Unit	遠方監視制御装置
SABA	Iran Energy Efficiency Organization	イランエネルギー効率公社
SATBA	Renewal Energy and Energy Efficiency Organization	イラン再生エネルギー・エネルギー効率公社
SBD	Standard Bidding Documents	標準入札書類
SH	Super-heater	過熱器
SMS	Siemens	シーメンス社
SSS	Synchro-Self-Shifting (Clutch)	自動嵌脱クラッチ
ST	Steam Turbine	蒸気タービン
SUNA	Renewable Energy Organization of Iran	イラン再生エネルギー公社
SWGR	Switch Gear	開閉所
TAVANIR	Iran Power Generation and Transmission Company	イラン発送配電公社
TOR	Terms of Reference	仕様書
TPPH	Thermal Power Plant Holding Company	イラン火力発電公社
TREC	Tehran Regional Electric Company	テヘラン地域電力公社
UAT	Unit Auxiliary Transformer	所内変圧器
UN	United Nations	国際連合
UNEP	United Nations Environment Programme	国際連合環境計画
UNESCO	United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization	国際連合教育科学文化機関
UPS	Uninterrupted Power Supply	無停電電源装置
WB	World Bank	世界銀行

第 1 章 序論

1.1 調査の背景

イラン国電力公社による 2016 年のイラン国の発電設備容量は 76,428MW、発電能力は 66,599MW、最大電力需要は 53,198MW である。2000 年から 2016 年の平均電力需要増加率は、年 6.1%（イラン国電力公社）と毎年著しく増加している。同国の人口は 2006 年から 2015 年までの過去 10 年間、前年比約 1%の割合で増加している(International Futures)。

また、同国の第 5 次五カ年計画（2011～2015 年）では、発電効率の向上がエネルギー分野の目標の一つとされていた経緯があり、第 6 次五カ年計画(2017～2021 年)でも、取り組むべき主要課題の一つとして取り上げることが検討されている。更に、イラン政府は COP21（気候変動枠組条約第 21 回締約国会議）に向けて発表した政策目標である Intended Nationally Determined Contributions で、2030 年までに、何ら対策を取らなかった場合に比して 4%の温室効果ガスの削減を標榜しており、その手段の一つとして、コンバインドサイクルを挙げている。これらを踏まえ、イラン国エネルギー省等からは、今後の新規電源開発は従来型の火力発電設備に代わり、高効率で低環境負荷のガスコンバインドサイクル発電設備の導入促進を図るとの意向が示されている。

このような状況の中、イラン国政府から、同国第 3 位の発電量を誇るシャヒード・ラジャーイー発電所における、高効率の発電施設の追加整備に対する円借款供与への要望が表明された。

本調査は、このイラン国政府からの要望を踏まえ、当該事業を日本の円借款事業として実施するための審査に必要な調査を行うことを目的として実施する。

1.2 調査の目的と範囲

1.2.1 調査の目的

イラン国政府から円借款へ要望が表明された「シャヒード・ラジャーイー発電所建設事業」（以下、「本事業」）について、本事業の必要性・目的、概要、事業費、実施スケジュール、実施（調達・施工）方法、事業実施体制、運営・維持管理体制、環境及び社会面の配慮等、日本の円借款事業としての実施に係る審査に必要な調査を行うことを目的とする。

イラン国側との事前の協議により本調査の対象範囲としては以下の業務内容を想定している。

- ガスコンバインドサイクル発電ユニット(GTCC; Gas Turbine Combined Cycle)（ISO ベース；680MW × 2）
- その他関連施設

本調査においては、火力発電公社(TPPH; Thermal Power Plants Holding Company)及び JICA との協議を通し、本調査を通じた追加整備による GTCC の増設に伴って建設・改修等が必要となる関連施設を特定するとともに、事業全体の中で円借款融資の対象として適切と考えられる範囲について検討を加える。

また、イランでは約 20 年振りの円借款案件となるため、過去の円借款案件についての課題や対応策の分析を行う。

1.2.2 調査の範囲

本事業は、イラン国ガズヴィーン州のシャヒード・ラジャーイー発電所敷地内に、発電効率の高い GTCC を建設するものである。

2016 年の国際社会による経済制裁の解除・緩和に伴うイラン国の経済活動の活発化と電力需要の増加に対応できるように比較的建設期間の短い GTCC を建設する。また同国のエネルギー分野で取り組むべき主要課題として挙げられている発電効率の向上に寄与するために、最新型の高効率ガスタービンの適用を検討する。また、COP21 に向けたイラン政府の政策目標（4%の温室効果ガスの削減）の実現に寄与すべく、環境負荷の少ない GTCC の導入を検討する。

本調査の重点方針は、主に以下の 4 点である。

1) 本邦企業技術の活用・ P/Q 要件の検討

本調査では、高効率（1,600℃級）の GTCC 導入が想定されている。調査の中では、係る設備についての本邦企業技術の紹介や、本邦招へいによる設備視察及び工場視察を通じて、イラン国側に本邦企業の技術優位性について客観的に説明し、理解を得る。併せて、本事業を質の高いインフラ事業とする上で必要となる P/Q 要件について、整理・検討するとともに TPPH と協議を行う。特に、商用運転の実績が限られている最新鋭ガスタービンの導入に伴い、本邦企業の優位性を考慮した運転信頼性確認のための要件設定は重要な検討項目である。

また、最近の米国再輸出規制の影響等について調査検討を行う。さらに一般建設工事におけるイラン国内の電力分野における競争入札の他に、随意契約のケースの承認プロセスを比較調査する。

2) 既存資料の活用

(1) 先行事業の知見活用

本調査に先行して JICA が「イラン国電力分野における情報収集・確認調査」を円借款事業として実施しており、本準備調査を行うに当たっては、当該調査で得られた知見、成果や調査報告書の内容も踏まえつつこれらを最大限活用し、調査の効率化を図る。

3) 技術検討方針

- (1) ガスタービン型式
- (2) GTCC の軸構成
- (3) 蒸気タービン
- (4) 復水器冷却方式

4) 環境社会配慮

- (1) 環境アセスメント（EIA）報告書のレビュー及び補足 EIA 報告書案の作成
- (2) 簡易住民移転計画案の作成支援
- (3) 現地ステークホルダー協議の開催
- (4) JICA 環境社会配慮助言委員会対応への支援

業務実施の方法を図 1-1 の業務フロー図に示す。主要な TOR は、以下の通りである。

- (1) 国内準備作業及びインセプション・レポートの作成・説明・協議・確認 (TOR1)
- (2) 本邦招へいの実施 (TOR2)

- (3) プロジェクトの背景・経緯（基礎情報の収集）（TOR3-1）
- (4) 電力系統調査（TOR3-2）
- (5) 燃料供給の現状及び今後の見通しに関する確認（TOR3-3）
- (6) 発電所用水の取排水に係る確認・検討（TOR3-4）
- (7) 自然条件調査（TOR3-5）
- (8) 概略設計（TOR3-6）
 - 1) 候補サイト地の選定
 - 2) 構内配置概念計画
 - 3) 電気計装・機械に係るシステムを含めた発電所の仕様・構成、配置計画
- (9) 既往円借款案件の調査（TOR3-7）
- (10) 米国再輸出規制の調査（TOR3-8）
- (11) 調達・施工方法の検討（TOR4-1）
- (12) 工事安全対策（TOR4-2）
- (13) 工事計画の策定（TOR4-3）
- (14) プロジェクトの概略事業費の積算（TOR4-4）
- (15) コスト縮減策の検討（TOR4-5）
- (16) 円借款事業スコープに係る提案（TOR4-6）
- (17) 実施体制・運営維持管理体制に係る提案（TOR4-7）
- (18) リスク管理シートの作成（TOR4-8）
- (19) 入札方式と随意契約の比較検討（TOR4-9）
- (20) 環境アセスメント（EIA）報告書案の作成（TOR5-1）
- (21) 非自発的住民移転及び用地取得確認調査の実施（TOR5-2）
- (22) EIA 補足調査（TOR5-3）
- (23) 気候変動対策効果の確認（TOR5-4）
- (24) プロジェクト評価に係る検討
 - 1) 経済・財務分析（FIRR、EIRR の算出、便益の計算根拠や、経済価値への変換係数の設定とその根拠についても、併せて示す）を行う。（TOR6-1）
 - 2) 運用効果指標の提案（指標の設定、基準値及びプロジェクト完成後約 2 年をめぐとした目標年の目標値を設定する）を行う。（TOR6-2）
 - 3) 定性的効果の確認を行う。（TOR6-3）

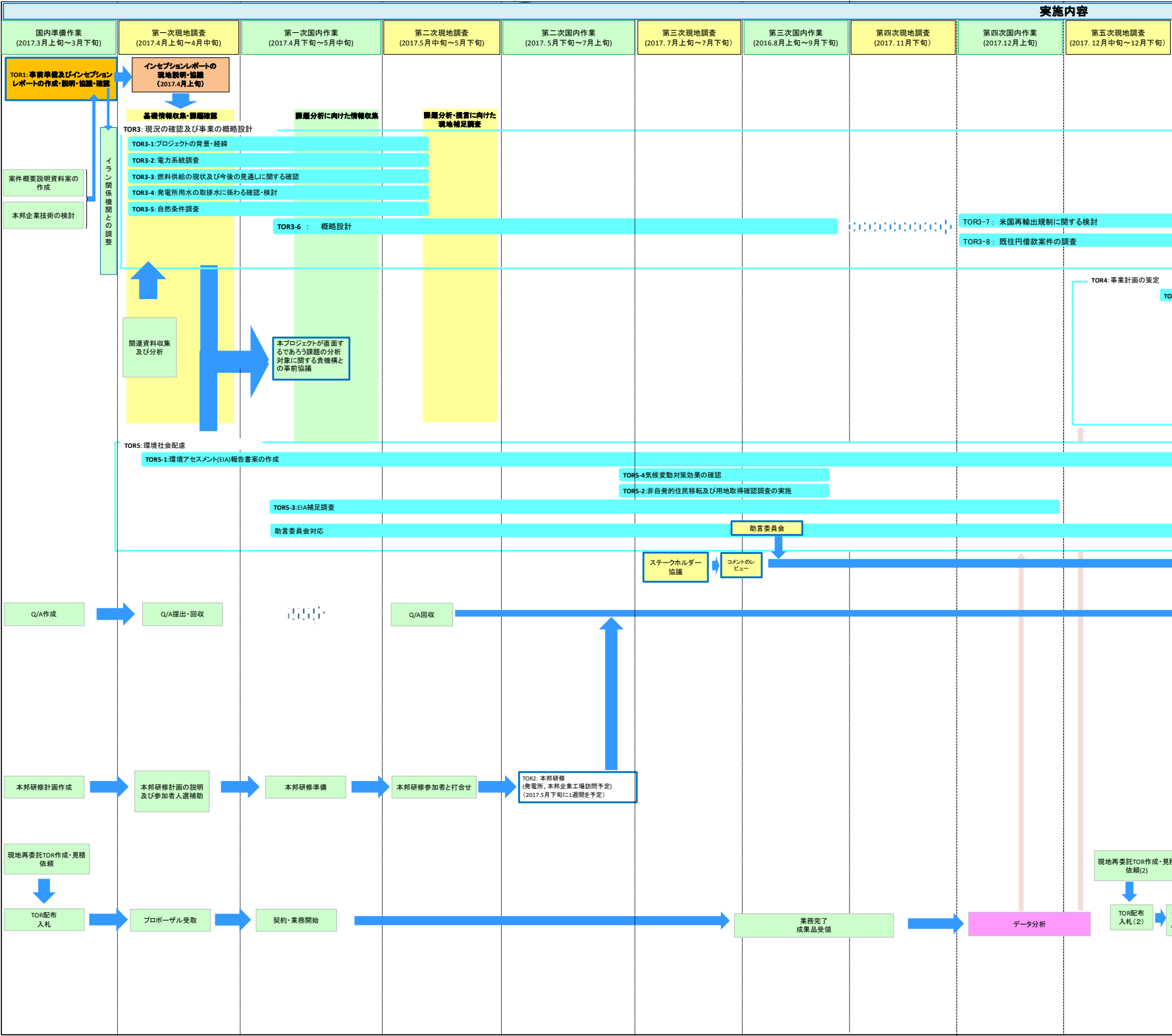


図 1-1 業務フロー (1/2)

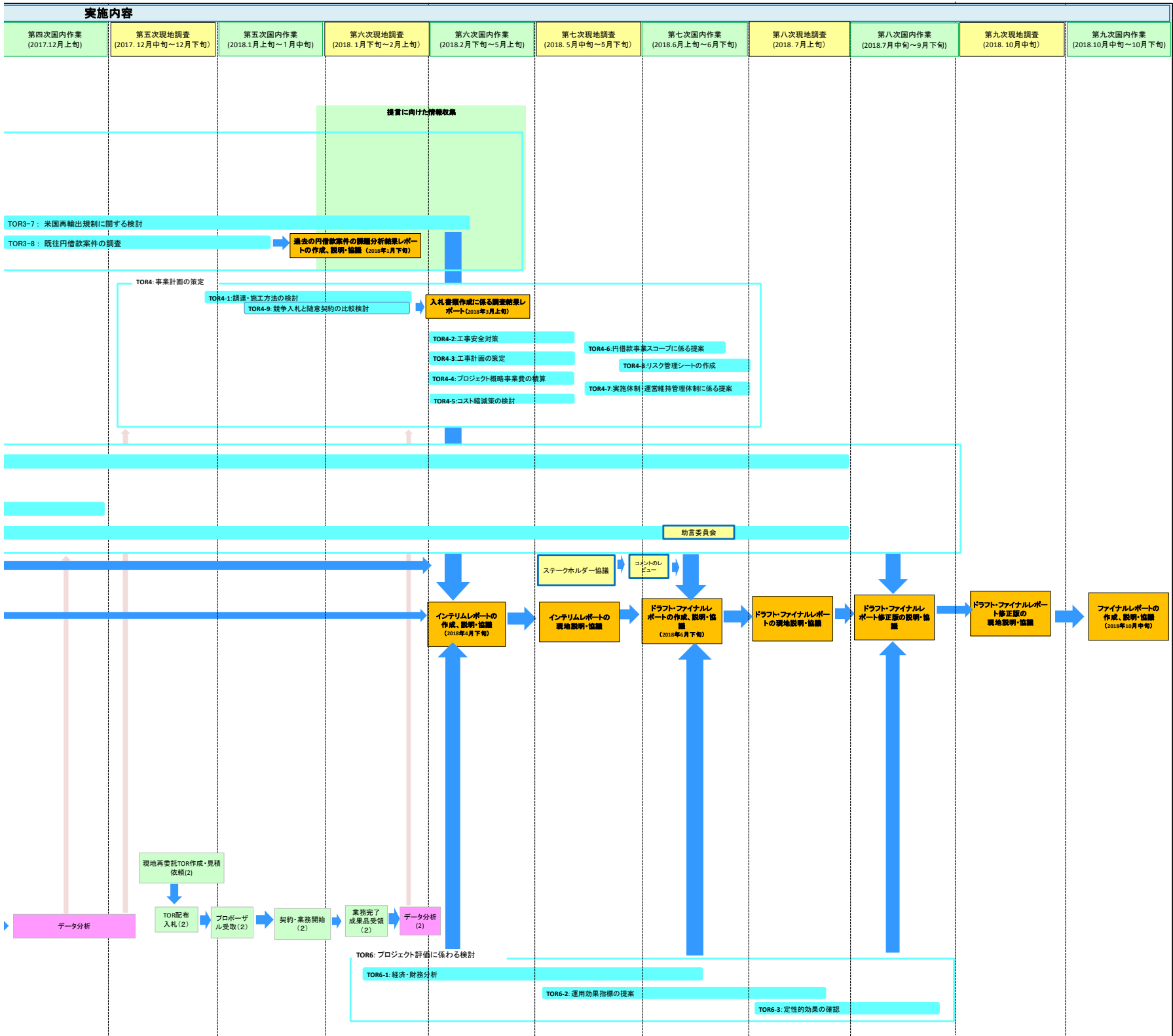


図 1-2 業務フロー (2/2)

1.3 調査工程

調査工程表を以下に示す。

表 1-1 調査工程表

	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	2018/1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
作業																						
■ 現地調査		第一次現地調査	第二次現地調査		第三次現地調査				第四次現地調査	第五次現地調査		第六次現地		第七次現地調査	第六次現地調査					第七次現地調査		
■ 国内作業																						
	国内準備作業	第一次国内作業		第二次国内作業	第三次国内作業				第四次国内作業	第五次国内作業		第六次国内作業		第七次国内作業		第八次国内作業				第九次国内作業		
報告書		▲ Ic/R												▲ Int/R				▲ DF/R			▲ F/R	

1.4 調査の実施体制

調査の実施体制表を以下に示す。

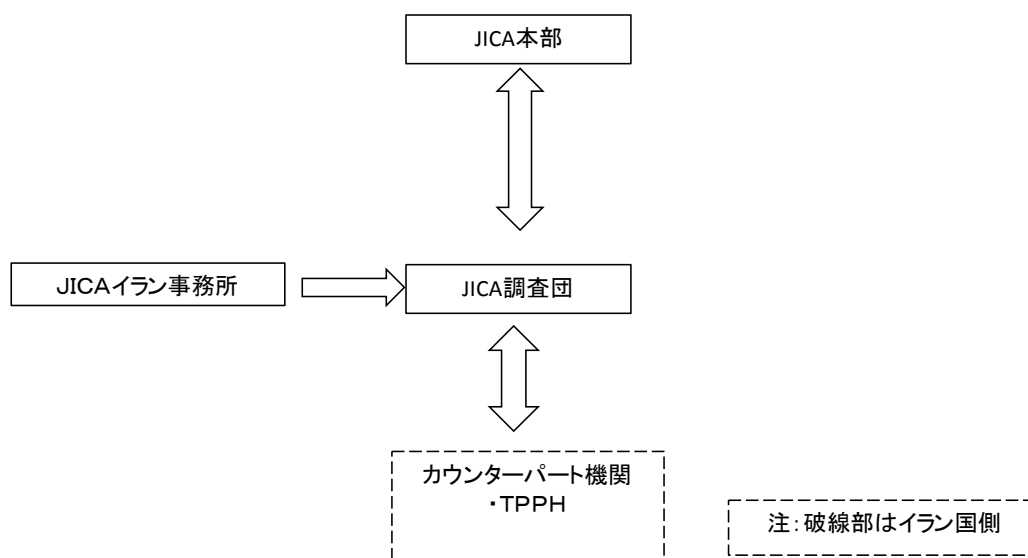
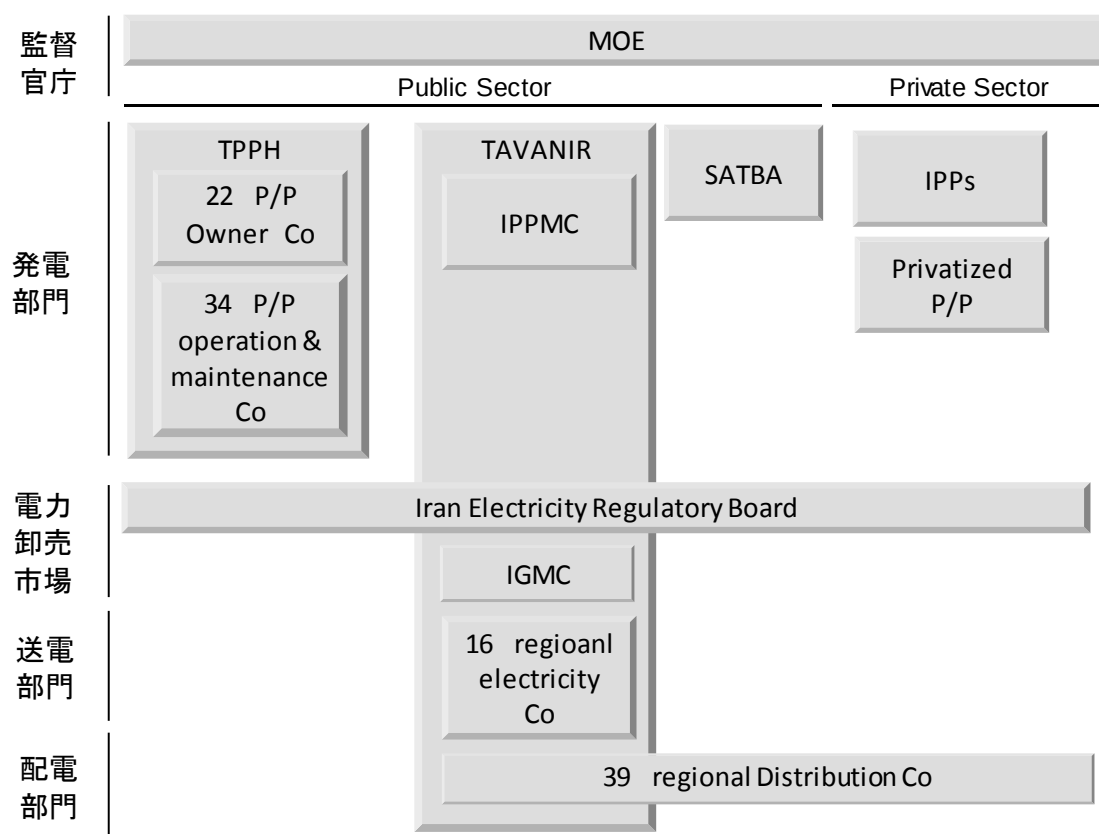


図 1-3 実施体制表

第 2 章 電力セクターの概要

2.1 電力セクターの体制

イランの電力セクターの体制は以下のとおりである。電力セクター全体を管轄するのは MOE（エネルギー省）で、エネルギー及び電力担当副大臣が電力セクターを統括している。MOE の傘下の体制は 2016 年から変わっている。2015 年前半までは TAVANIR が発電・送電・配電の全ての分野を統括していたが、TPPH が 2015 年に設立され、TPPH が 2015 年 9 月から業務開始になり、発電部門のうち火力発電部分が TAVANIR から移管された。民間の発電では、BOO 及び BOT のスキームで民間が開発した IPP 発電所と国有発電所を民営化した民間発電所がある。



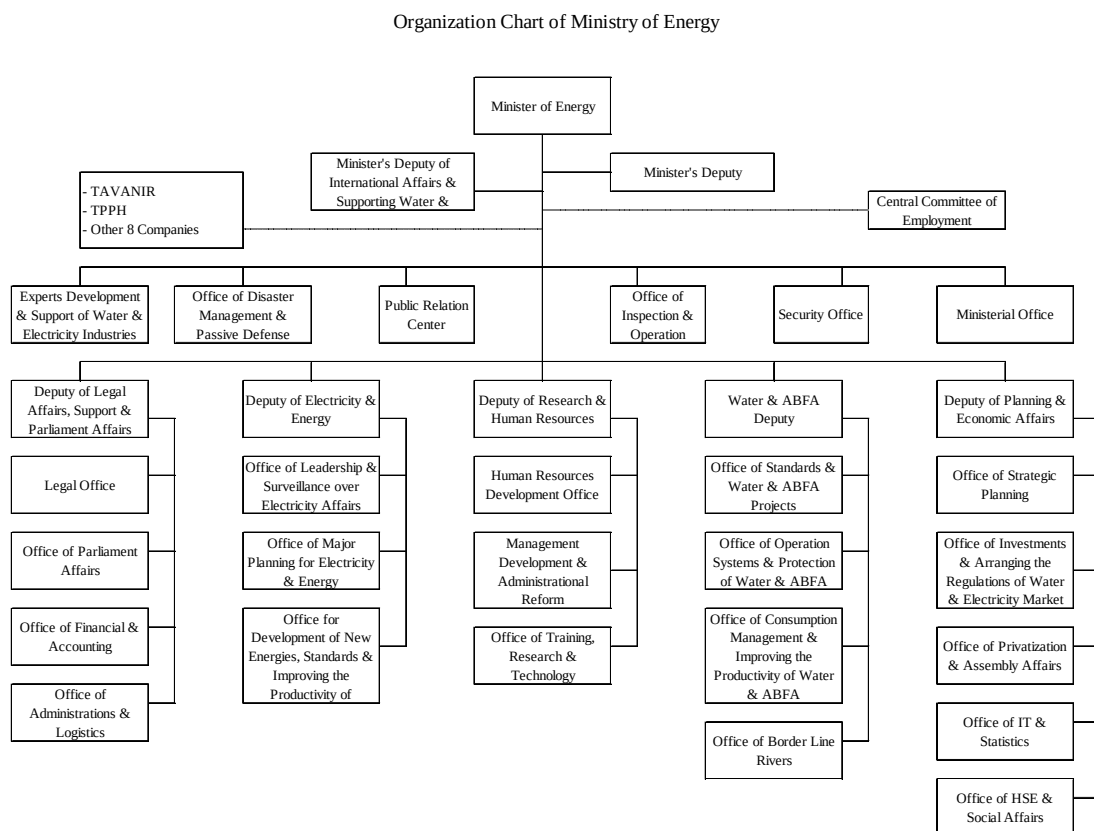
出典:TPPH

図 2-1 イランの電力セクター体制図

2.1.1 エネルギー省

エネルギー省（MOE）は、電力供給、その他のエネルギー供給の他に、水資源管理、上下水道管理（ABFA）、人的資源開発教育などの業務を行う機関である。TAVANIR と TPPH は、関連団体として位置付けられる。

イラン国のエネルギー省の組織図を 図 2-2 に示す。MOE の関連団体として 10 の機関があり、発送配電公社（TAVANIR）と火力発電公社（TPPH）の他の 8 つの関連団体としては、Water Resources Management, Water & Drainage Company, SATKAP Company, Water & Electricity University, Water and Electricity Institute, Niroo Research center, Water Research Institute, National Water Institute が属している。



出典:TPPH

図 2-2 MOE の組織図

2.1.2 TPPH

a. TPPH の目的

TPPH は、2015 年 9 月 10 日から正式に設立された。会社の目的は、TPPH の HP には、以下のように紹介されている。

<http://www.tpph.ir/en/SitePages/HomePage.aspx>

会社の目的は、以下の通りである。

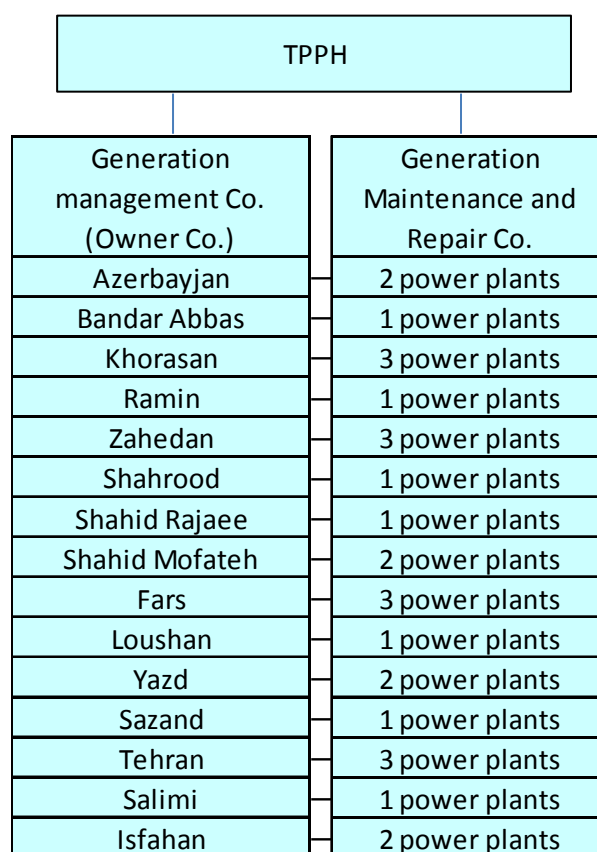
Followings are the objectives of the company:

- ・ Planning, management and development of capacities for thermal power generation based on based on comprehensive programs of Ministry of Energy and regulations
(エネルギー省の関連プログラムと規制に基づいた火力発電所の計画、管理、容量確保)
- ・ Organizing and managing all thermal power producers which all or parts of their shares belong to the government
(株式の全て、または一部分が政府に属する全火力発電所の事業者の組織化と管理運営)

TPPH の設立母体は IPDC (Iran Power Development Company)で、IPDC を名称変更し、TAVANIR から関連部署を移管してくるなど、人員と役割を強化している。IPDC 自体は 1989 年に設立された TAVANIR の子会社であったが、TPPH へ改編するにあたって MOE の傘下となっている。

b. TPPH の子会社

火力発電分野が独立したことに伴い、TAVANIR の火力発電関連の子会社も TPPH に移管されている。後述するとおり、官営発電所の民営化が進んでおり、現状で官営のまま残っている 15 の発電管理会社（オーナー・カンパニー）と 27 発電維持会社が TPPH へ移譲された。火力発電所では役割が分割されており、発電管理会社が発電所を所有・運営・管理しており、発電維持修理会社が発電所の維持管理・修理などの実務を担当している。



出典:TPPH

図 2-3 TPPH 体制図

2.1.3 TAVANIR

a. TAVANIR の目的

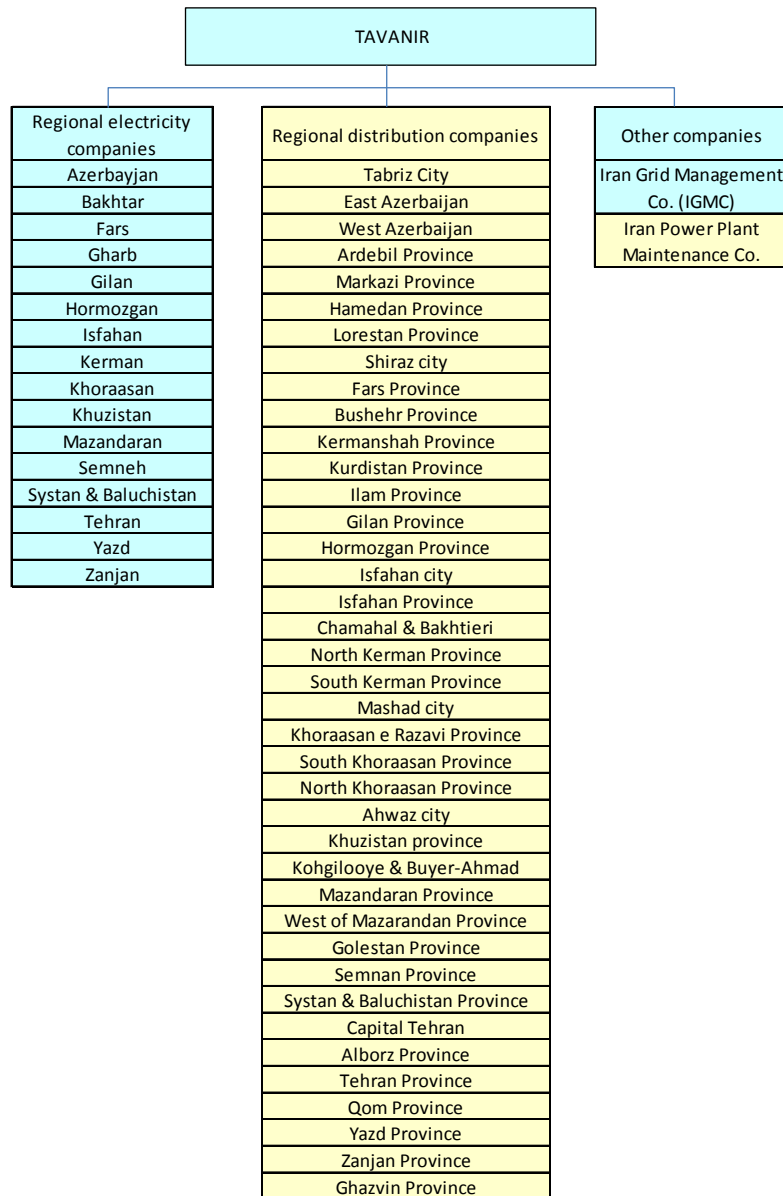
TAVANIR は火力発電を除く発電と送電、及び配電を管轄する会社である。TAVANIR も持ち株会社であり、計画・政策といったより間接的な業務を中心とし、実務は各子会社が担当しているようである。なお、TAVANIR にはエネルギー及び電力担当副大臣の格が与えられており、MOE の子会社であるが、MOE の一部門と考えることも可能である。

元々TAVANIR は 1970 年に水道電力省（1975 年にエネルギー省に名称変更）の傘下に設立され、当初の目標は発電能力及び変電能力の拡充および送電・配電網の整備にあった。TAVANIR の HP に記載されている現在の目的は「エネルギー省の政策のフレームワーク内で電力産業の運営と開発の分野で政府の監督活動を組織化する、関係会社の効率性と生産性の向上とともに、電力産業の施設の最適な活用を管理する、監督と計画の分野で MOE の替りに特定の重要事項を実施する」ことである。

TAVANIR は、前述したとおり、イラン国内の送電、配電を管理する国営会社である。TAVANIR は、地域電力会社(Regional electric company)；16 社、送電会社（Distribution company）；39 社を傘下に収めている。これらの他に、イラン系統運営会社（Iran Grid Management Company、IGMC）、Iran Power Plant Maintenance Co.の経営を統括している。

b. TAVANIR の子会社

電力会社、及び配電会社は地域別に分かれており、各会社がその地域における送電及び配電を独占している。地域配電会社の色を変えているのは、電力会社及びその他の子会社は TAVANIR の子会社であるのに対して、地域配電会社は民営化されており、TAVANIR の所有割合は 40-50%とのことである。そのため子会社ではなく関係会社である。



出典:TPPH

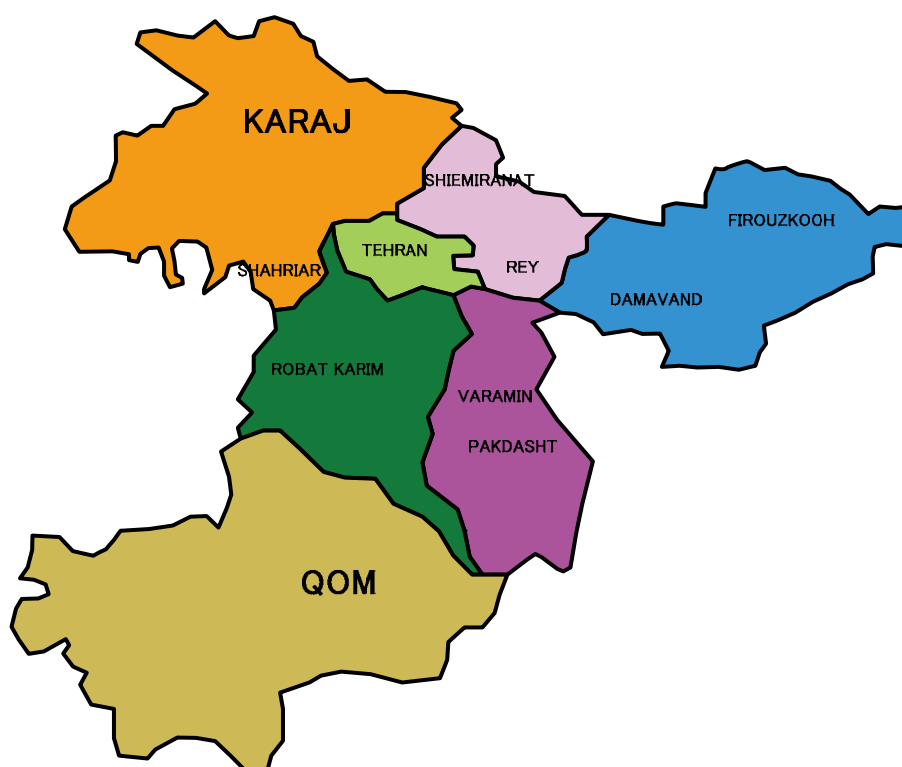
図 2-4 TAVANIR 体制図

c. TREC (Tehran Regional Electricity Company)

送変電設備は、TAVANIR の傘下である、地域電力会社(Regional electric company)16 社が運営管理を実施している。

地域電力会社は、設備の新增設、改修などを計画しているが、大規模な改修、増設工事は、TAVANIR の承認を得て実施している。地域電力会社の中で最大規模の会社であり、首都テヘランのあるテヘラン州および近隣 2 州へ供給している地域電力会社が TREC である。

図 2-5 に TREC の供給エリアを示す。その面積は約 30,000km² で、イラン人口の 23% が居住している。



出典：TREC 資料を基に、JICA 調査団にて作図

図 2-5 Tehran Regional Electric Company Territory

TREC は、古くから首都テヘランに電力を供給しており基幹系統の 400kV、230kV 変電所の内、その 1 / 3 は変圧器取替の目安となる 30 年を経過している。このためリハビリが必要とされており、改修計画を策定している。

TREC の変電所の設備の内、30 年を経過している一次系の設備では、一部遮断器の省略により事故時の信頼度に問題がある変電所や、変電所母線の省略により、送電線事故時に、健全側の設備（電線事故時、遮断されずに送電を継続している系統）が過負荷となる変電所が存在する。

TREC は問題点を把握して改修を計画しているが、資金の問題などで、そのまま運転している現状である。

現状の設備は、良く保守がなされ、運転員の知識も豊富であるが、先に述べたように信頼度に問題がある変電所が運転されている状況にある。

TREC 社は、送電、配電設備を所有し、運転、管理を行っている。

変電所の所員は、場所により異なるが、標準的な要員は、運転管理技術者 6 名、所長、警備員、ドライバーなど 14 人、計 20 人である。運転管理技術者は、2 名 3 交替（1 勤務は、8 時～8 時の 24 時間）で運転管理を行っている。

また、古い変電所の中には、一次系統である 400kV、230kV 制御室とは別に 63kV の制御室が設置されている変電所がある。そこに運転管理技術者 1 名（1 名 3 交替）が常駐し、63kV の設備を運転管理している。

このような変電所では、監視室の統合を行い、人員削減、効率化を図ることが望ましい。

運転管理技術者が、設備に不具合を確認した場合は、給電所に連絡し、設備の補修は、TAVANIR 傘下の補修会社が実施する。

d. その他の TAVANIR の子会社・関連会社

・地域配電会社（Regional Distribution Co.）

39 の地域配電会社のうち幾つかは大都市を担当している。テヘランでは 3 つの地域配電会社がある。その他はもう少し広範囲な県（Province）を担当している。

2007 年の地域配電会社独立法により、地域配電会社は民営化されている。39 全ての地域配電会社が民営化されている、但し、TAVANIR の持ち株も残っており、TAVANIR はこれら地域配電会社の 40-50%の株式を所有しているとのことである。完全に民営化された訳ではなく、TAVANIR の関連会社として一定の影響を行使できるようになっている。配電会社が MOE の政策の範囲内で経営されることを担保するための措置と考えられる。

・Iran Grid Management Co. (IGMC)

IGMC は国有会社であり、その業務は TAVANIR の監督下にある。IGMC に関連する業務である、電子市場の実績に関する監督は MOE の市場委員会によって実施されている。

電力供給会社間の健全な競争環境を提供するという国の電力産業の政策に応じるために、電力発電に対する民間の投資を引き付けるため、電力産業への政府の干渉を減らすため、電力への補助金を配分するため、顧客の選択する権利を尊重するため、市場を設立して電力を貯槽するためにこの会社は設立された。

・Iran Power Plant Maintenance Company (IPPMC)

IPPMC は発電所や高圧変電所のオーバーホールや定期的な修繕と同様に国内の発電所で必要とされる予備部品を製作、改造するために設立された。実際に電力の自給自足を実現するためには重要な役割の一つである。現在は TAVANIR の関係会社である。IPPMC の活動は機械修理、発電所修理、電気修理、機器政策部門、輸出に関しては SANIR との共働部門、修理部品の政策からなる。会社の株式の 49.9%は TAVANIR が所有している¹。

2.1.4 SATBA

Renewable Energy and Energy Efficiency Organization (SATBA)の設立法²はイスラーム諮問評議会により 2016 年 11 月 15 日に登録され、監督者評議会により 2017 年 1 月 1 日に承認され

¹ TAVANIR HP; <http://amar.TAVANIR.org.ir/pages/report/stat85/sanathtml/Structure.htm>

² the act of integration of two organizations Renewable Energy Organization of Iran (SUNA) and Energy Efficiency Organization of Iran (SABA) which led to Renewable Energy and Energy Efficiency Organization (SATBA)

た。既存の再生可能エネルギー及び新エネルギーを担当していた Renewable Energy Organization of Iran (SUNA)とエネルギー効率化を担当していた Iran Energy Efficiency Organization (SABA)とが合併した組織である。SUNA と SABA は、従前は TAVANIR の下部組織であったが、SATBA に改編するにあたって MOE の直下となっている。

SATBA の設立法第 1 条では、この組織は、効率性を高め、送電、配電および消費の損失を減らすために、国内に適切なインフラストラクチャーを設定し、効率を促進し、クリーンで再生可能なエネルギーを開発することが認められている。第 2 条では、民間セクターの関与とそれを支援し、インセンティブ政策を設定し、産業レベルで再生可能エネルギーを開発し、目標を達成することが最重要組織の議題であると宣言されている。

2.2 電力需要の現状および需要想定

2.2.1 イラン国電力需要の現状

2010～2016 年度のイラン電力需要を 表 2-1 に示す。

イランの電力需要は、経済制裁の影響で 2011～2012 年度に一時的に減少するが、2010～2016 年度の年平均伸び率は、夏期最大電力 4.8%、電力需要 4.3%である。需要家数は 3～5%前後の伸び率である。

需要種別の比率は、図 2-6 に示すように 2016 年度で家庭用 33%、公共用 9.7%、商業用・その他 7.4%、工業用 32.7%、農業用 15.2%となっている。2000 年度と比較すると、比率は、ほぼ同様であるが、2.6 倍の電力需要である。

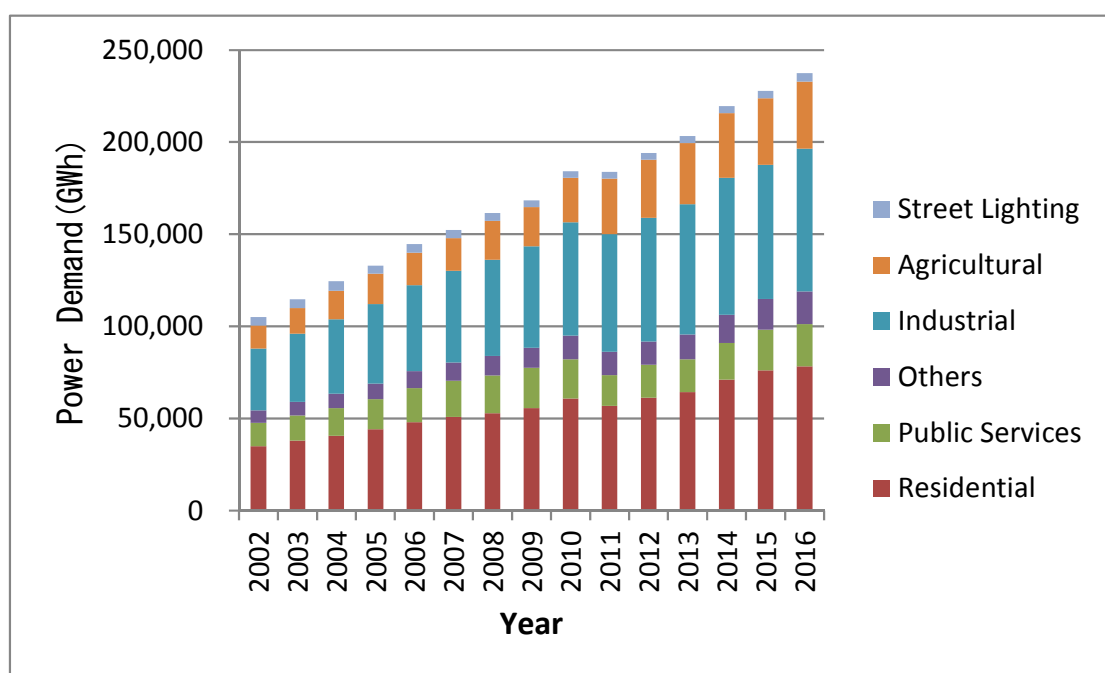
経済制裁前は、5～9%の電力需要の伸びがあり、2000～2010 年度の年平均伸び率は、夏期最大電力 6.5%、電力需要 7.4%である。

2000～2014 年度は、経済制裁時の 2010 年末に石油、ガス、電気の値上げがあった影響もあり、一時的に需要が減少したが、年平均伸び率は、夏期最大電力 6.1%、電力需要 6.5%となった。

表 2-1 イランの電力需要の推移 (2010～2016 年度)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Maximum Demand (MW)	40,239	42,367	43,459	46,474	48,937	50,321	53,198
Annual Growth Rate(%)	6.2%	5.3%	2.6%	6.9%	5.3%	2.8%	5.7%
Annual Demand (GWh)	184,183	183,905	194,149	203,192	219,815	227,790	237,436
Annual Growth Rate(%)	9.3%	-0.2%	5.6%	4.7%	8.2%	3.6%	4.2%
Number of Customers (Thousand customer)	25,693	27,166	28,751	30,288	31,672	32,832	33,823
Annual Growth Rate(%)	6.2%	5.7%	5.8%	5.3%	4.6%	3.7%	3.0%

出典：Statistical Report on 50 years of Activities of Iran Electric Power Industry(1967-2016)：TAVANIR 資料を基に、JICA 調査団にて作表



出典：Statistical Report on 50 years of Activities of Iran Electric Power Industry(1967-2016)：TAVANIR 資料を基に、JICA 調査団にて作図

図 2-6 需要種別毎の電力需要推移（2000～2016 年）

2.2.2 地域電力会社の国電力需要の現状

地域電力会社の電力需要として、地域電力会社 6 社の中で最大規模の地域電力会社であり、首都テヘラン地域へ供給している TREC（Tehran Regional Electric Company）の 2010～2017 年の需要を表 2-2 に示す。

2001～2015 年度の年平均伸び率は、夏期最大電力 5.3%、電力需要 4.9%である。

地域電力会社 TREC の電力需要は、経済活動が活発な最大の需要地テヘランに供給していることから、2001～2009 年度の電力需要の年平均伸び率が 6.4%と需要が堅調に伸びていた。

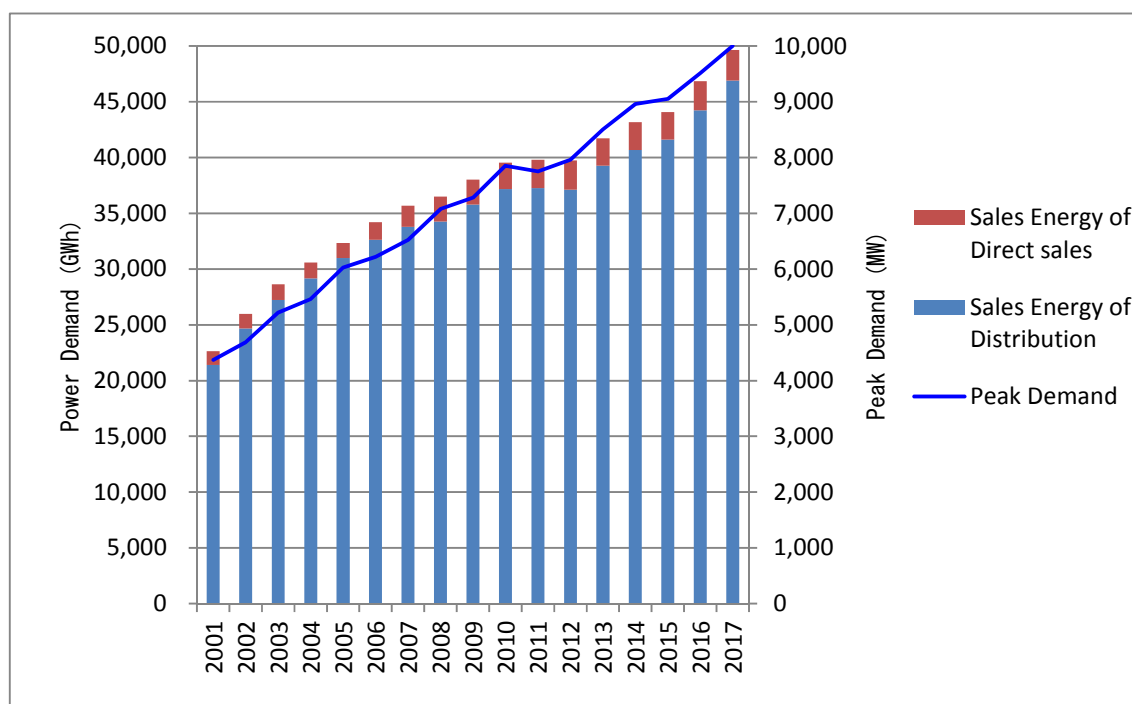
しかし、経済制裁時の 2010 年末の石油、ガス、電気の値上げの影響が大きく、2011 年は前年需要を下回り、2012 年も 2.7%の需要増にとどまった。

このため、2010～2015 年度の年平均伸び率は、夏期最大電力 2.9%、電力需要 2.2%と少ない伸び率であった。

表 2-2 地域電力会社 TREC 管内の需要の推移 (2010～2017 年度)

Subject	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Peak demand of Distribution (MW)	7,615	7,518	7,722	8,250	8,691	8,780	9,230	9,699
Power Demand of Distribution (GWh)	37,174	37,264	37,106	39,274	40,668	41,615	44,246	46,911
Peak demand of Direct sales (MW)	460	501	523	529	553	559	636	762
Power Demand of Direct sales (GWh)	2,376	2,528	2,645	2,448	2,493	2,465	2,588	2,744
Total Peak demand (MW)	7,851	7,750	7,961	8,505	8,960	9,052	9,515	9,999
Annual Growth Rate (%)	7.8%	-1.3%	2.7%	6.8%	5.3%	1.0%	5.1%	5.1%
Total Power Demand (GWh)	39,550	39,792	39,751	41,722	43,161	44,080	46,834	49,655
Annual Growth Rate (%)	4.0%	0.6%	-0.1%	5.0%	3.4%	2.1%	6.2%	6.0%

出典：TREC 資料を基に、JICA 調査団にて作表



出典：TREC 資料を基に、JICA 調査団にて作表

図 2-7 TREC の電力需要推移 (2001～2017 年)

2.2.3 イラン国電力需要予測

2016～2020 年度のイラン電力需要予測を 表 2-3 に示す。

2016～2020 年度の年平均伸び率は、6.5%と高い想定をしている。

長い経済制裁によるインフラ更新の停滞から制裁解除後のインフラ分野での更新需要が見込まれることから、国内投資の増加が今後も継続すると考えられる。

表 2-3 電力需要予測と必要発電量予測

Subject	2016	2017	2018	2019	2020
Power Demand (GWh)	247, 173	263, 244	280, 586	298, 251	318, 525
Annual Growth Rate(%)		6. 5%	6. 6%	6. 3%	6. 8%
Distribution Losses(%)	10. 00%	9. 45%	9. 20%	8. 95%	8. 70%
Energy with consideration of distribution losses(GWh)	274, 637	290, 717	309, 015	327, 568	348, 877
Transmission and Sub-transmission Losses(%)	2. 96%	2. 93%	2. 90%	2. 87%	2. 84%
Energy with consideration of transmission and sub-transmission losses(GWh)	283, 014	299, 493	318, 248	337, 254	359, 087
Power plants Consumption(%)	3. 50%	3. 44%	3. 42%	3. 27%	3. 23%
Amount of energy needed for the consumptions(GWh)	293, 278	310, 162	329, 517	348, 641	371, 086

出典：TAVANIR の第6次5ヶ年計画

電力需要と密接な関係を持っている経済成長の指標となる GDP に関して、IMF の予測では、表 2-4 に示すように経済制裁解除後の GDP 伸び率を 4%程度と予測している。

経済制裁時の一過性の減少を含んだ2010～2017年度の電力需要の年平均伸び率が4.5%であることや、2017年実績 GDP 伸び率が4.3%、電力需要の伸び率が4.2%であることから、今後の GDP の伸び率が4%代で推移することを考えると、今後の電力需要は、6%程度の増加になると考えられる。

表 2-4 GDP (Gross Domestic Product) 実績と予想

	2015/ 2016	2016/ 2017	2017/ 2018	2018/ 2019	2019/ 2020	2020/ 2021	2021/ 2022	2022/ 2023
Nominal GDP (Trillion of IRR)	11,129	12,723	14,772	17,926	20,742	23,811	27,365	31,464
Real GDP	-1. 6%	12. 5%	4. 3%	4. 0%	4. 0%	4. 1%	4. 2%	4. 4%

出典：IMF Country Report No. 18/93. ISLAMIC REPUBLIC OF IRAN. 2018 ARTICLE IV CONSULTATION—PRESS RELEASE; STAFF REPORT; AND STATEMENT BY THE EXECUTIVE. DIRECTOR FOR THE ISLAMIC REPUBLIC, Mar. 2018

2.2.4 地域電力会社 TREC の電力需要予測

地域電力会社 TREC の 2016～2023 年度のイラン電力需要予測を 表 2-5 に示す。2016～2020 年度の電力需要の年平均伸び率は、6.2%となっている。

一般需要家の電力需要は、2016～2020 年度の平均伸び率が 6.2%の伸び率と想定し、経済制裁解除後、堅調な国内投資が継続する想定となっている。

表 2-5 地域電力会社 TREC 管内の需要予測

Subject	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Peak demand of Distribution (MW)	10,217	10,736	11,261	11,793	12,313	12,138
Power Demand of Distribution (GWh)	50,072	53,150	56,332	59,507	62,685	66,141
Peak demand of Direct sales (MW)	918	1,045	1,148	1,222	1,314	1,401
Power Demand of Direct sales (GWh)	2,881	2,996	3,146	3,397	3,635	3,817
Total Peak demand (MW)	10,533	11,068	11,609	12,158	12,694	13,267
Annual Growth Rate (%)	5.3%	5.1%	4.9%	4.7%	4.4%	4.5%
Total Power Demand (GWh)	52,952	56,146	59,477	62,905	66,320	69,958
Annual Growth Rate (%)	6.6%	6.0%	5.9%	5.8%	5.4%	5.5%

出典：TREC 資料を基に、JICA 調査団にて作表

2.3 電力設備の現状

2.3.1 発電設備

イランにおける発電設備の主体は、表 2-6 に示すように汽力、ガスタービン、コンバインドサイクルなどの火力発電設備であり、全体の 8 割以上を占める。

主要火力発電設備の発電所一覧を表 2-7 ～ 表 2-9 に示す。

また、近年イラン政府は、電力の効率的な利用に取り組んでおり、エネルギーの効率利用や再生可能エネルギーの導入を図っている。再生可能エネルギーは、全発電量の 4 % を担っている。

また、イランでは国策として、発電設備の民営化が進められており、BOO や BOT スキームによる新設設備と同時に既存設備の売却も進められており、2016 年度末現在、全発電設備の 61% が民営化されている。2013 年での民営化率は、48.9% であるので、3 年で 12% 民営化が進んでいる。2015 年末は、一部民営化発電所の廃止や MOE による新設発電所の開発があり民営化率は、45.3% となったが、今後の発電所は、60～70% が民間設備の新設計画となっている。

この内、ガスタービンやコンバインドサイクル発電所の民営化率は、ほぼ 60% を超えているが、汽力発電設備は、ベースロードへの供給を行う重要な設備のため今のところ、30% 程度の民営化にとどまっている。

一方、発電電力量は、全発電量の 50% 以上が民営化された発電所で発電しており、増加する傾向にある。

ガスタービン発電所は、短期間に建設可能であり、今後も建設される予定であるが、効率向上のため、今後建設される発電所は、コンバインドサイクル発電所の建設計画が主流となる。その中には、発電設備の効率向上のためアドオンによる既設ガスタービン発電所のコンバインドサイクル化への改造も含まれる。

表 2-6 発電種別毎の発電能力 (2016 年度末)

発電種別	発電容量 (MW)	割合		民営化率	発電能力 (MW)
汽力	15, 830	20. 7%	83. 6% (火力)	29. 0%	15, 210
ガスタービン	27, 890	36. 5%		74. 5%	22, 447
コンバインドサイクル	19, 470	25. 5%		78. 0%	15, 857
ディーゼル	439	0. 6%			284
水力	11, 578	15. 1%			11, 578
原子力及び再生可能エネルギー	1, 223	1. 6%		4. 4%	1, 223
計	76, 430	100. 0%		45. 3%	66, 599

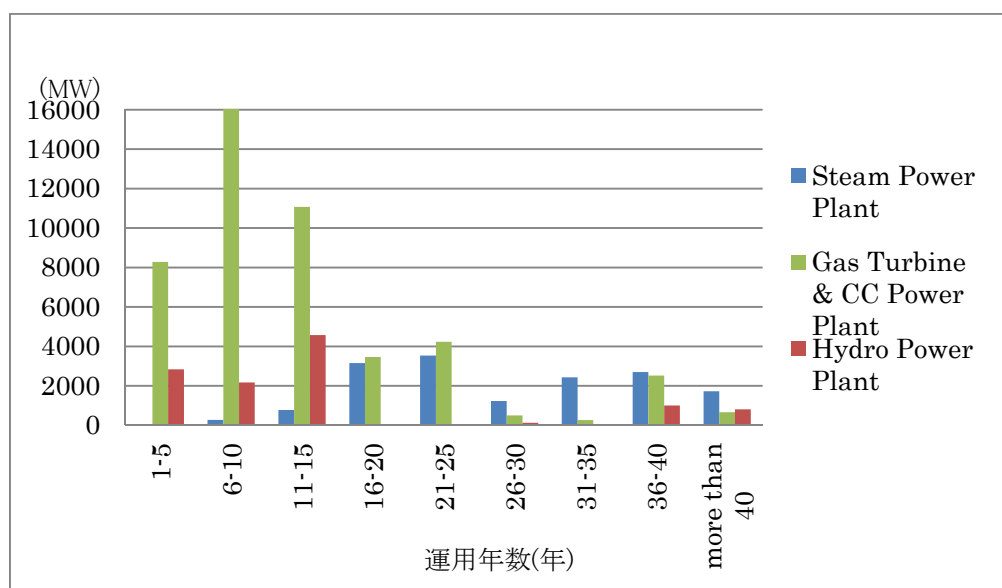
出典：TAVANIR 資料を基に、JICA 調査団にて作表

火力発電設備の内、ガスタービンやコンバインドサイクル発電は、外気温や気圧の影響から、発電容量の 8 割程度の発電能力にとどまる。一方、汽力発電は、安定した出力を発生することができ、ベースロード供給など重要な設備となっている。

しかしながら、汽力発電は、図 2-8 に示すように、その設備量の 73%が運開後 20 年以上の設備となっている。このため、発電出力が年々減少しており、リハビリテーションの必要性がある。

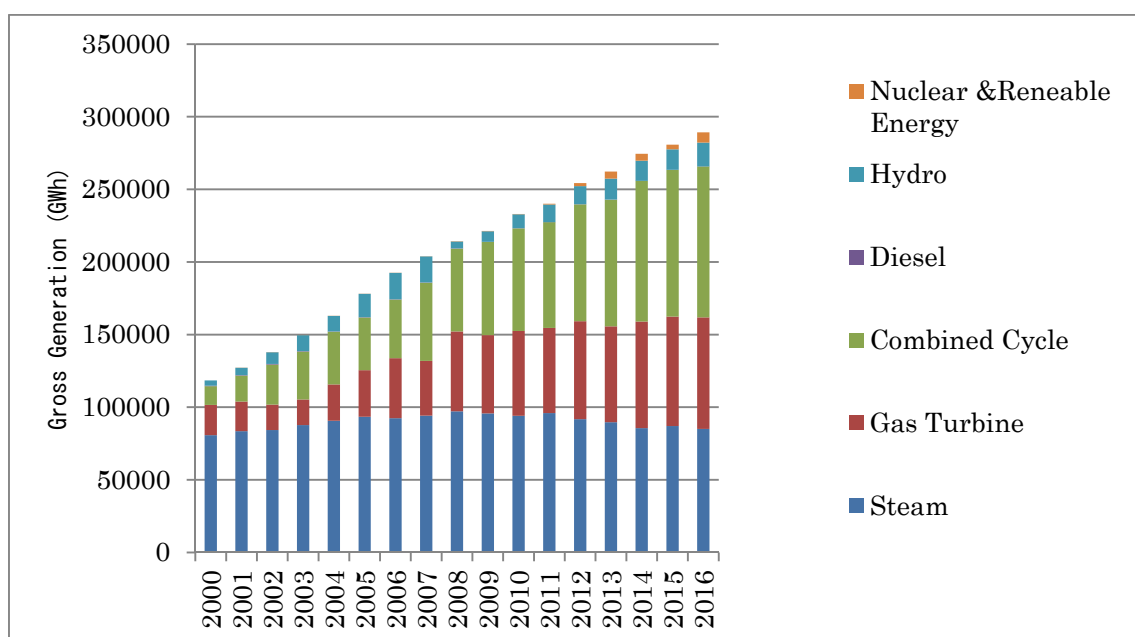
全設備が健全と仮定した設備供給量(2016)は表 2-6 より 76,430MW であり、ガスタービンやコンバインドサイクル発電の外気温の影響による出力低下を考慮した発電能力は 66,599MW となる。一方の電力需要は表 2-1 より 53,198MW であり、見かけ上足りている。

しかしながら、設備の老朽化や水消費量を抑制する傾向があることから、現実的には、年々厳しい状況になっていると考えられる。



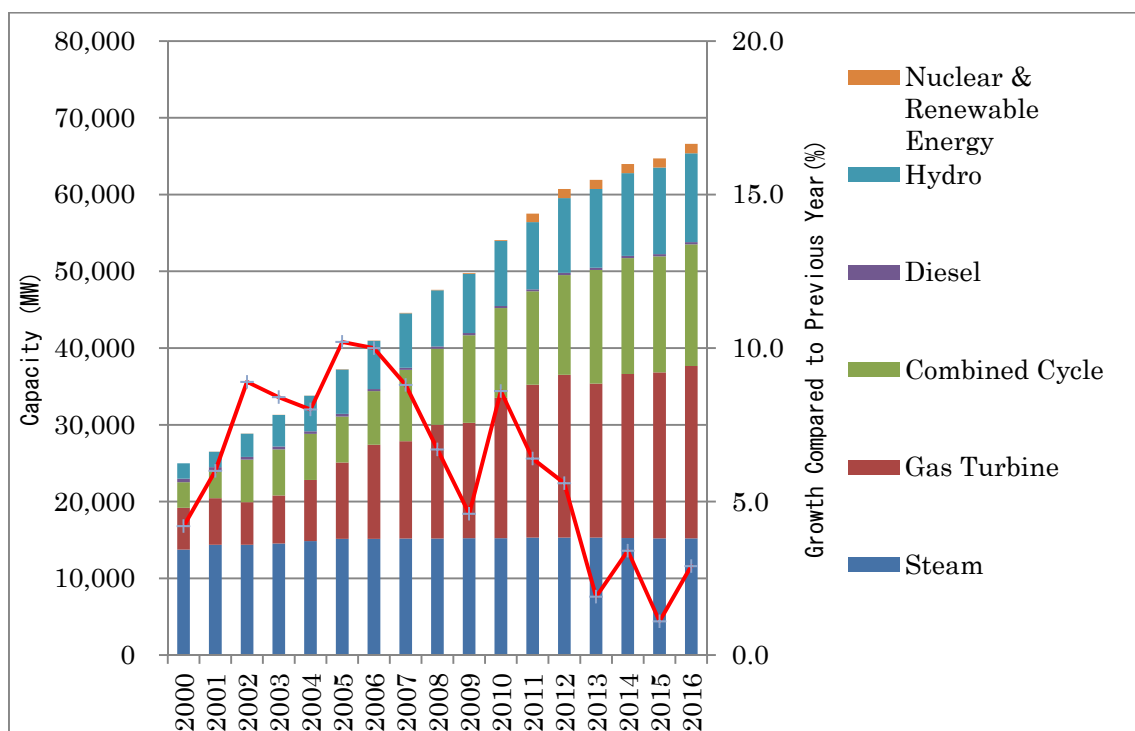
出典：Electric power industry in Iran (2016-2017) TAVANIR 資料を基に、JICA 調査団にて作図

図 2-8 発電設備の運用年数



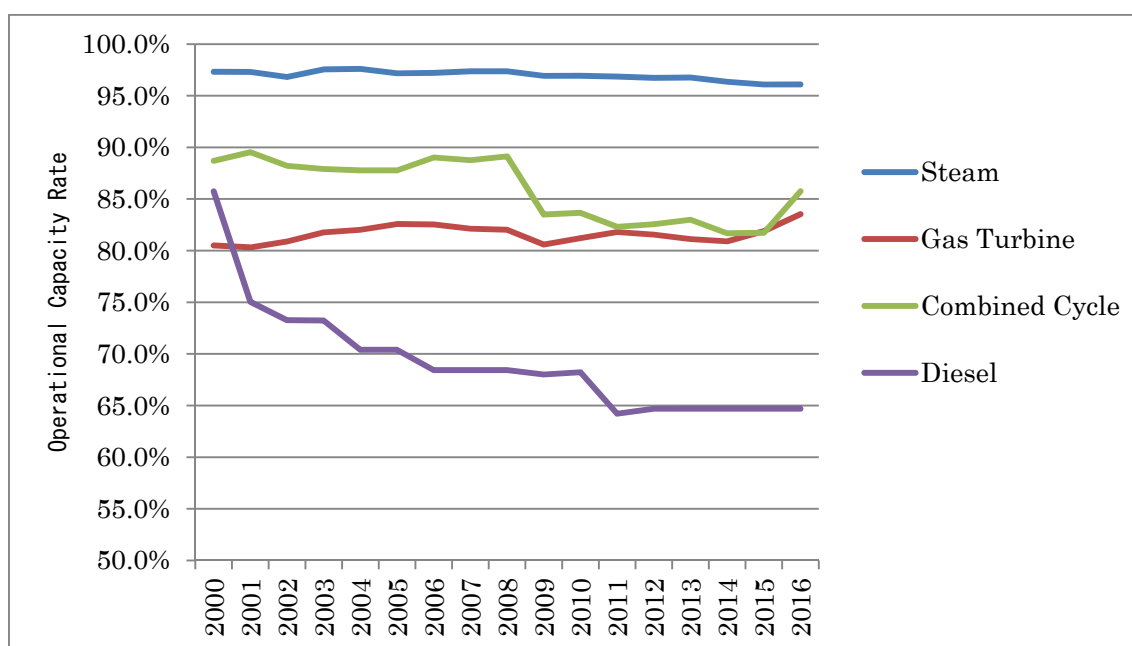
出典：TAVANIR 資料を基に、JICA 調査団にて作図

図 2-9 発電種別による年間発電量の推移



出典：TAVANIR 資料を基に、JICA 調査団にて作図

図 2-10 発電所設備量の推移



出典：TAVANIR 資料を基に、JICA 調査団にて作成

図 2-11 発電種別毎の可能出力の推移

表 2-7 汽力発電機リスト一覧 (2017 年)

Name of Power Station	Installed Capacity (MW)			Available Capacity (MW)				Primary/secondary Voltage (kV)	Location	Completion Year	Company
	Number of Units	Unit Capacity	Total Capacity	Summer period Output capacity	Summer period Output Rate	Winter period Output capacity	Winter period Output Rate				
Tarasht (Shahid Firoozi)	4	12.5	50.0	40.0	80.0%	40.0	80.0%	11.5/63	Tehran	1959	Teheran
Beasat	3	82.5	247.5	225.0	90.9%	225.0	90.9%	13.2/63	Tehran	1967-1968	Teheran
Islam Abad (Isfahan)	2	37.5	75.0	70.0	93.3%	70.0	93.3%	13.8/63	Isfahan	1969	Isfahan
	1	120.0	120.0	120.0	100.0%	120.0	100.0%	13.8/63		1974	
	2	320.0	640.0	640.0	100.0%	640.0	100.0%	20/230		1980-1988	
	Total		835.0	830.0	99.4%	830.0	99.4%				
Shahid Montazere Ghaem	4	156.3	625.0	560.0	89.6%	560.0	89.6%	15/230	Karaj	1971-1973	Teheran
Loushan (Shahid beheshti)	2	120.0	240.0	240.0	100.0%	240.0	100.0%	10.5/230	Loushan	1973	Gilan
Zarand	2	30.0	60.0	45.0	75.0%	48.0	80.0%	11.5/132	Zarand	1973	Kerman
Mashhad	2	60.0	120.0	120.0	100.0%	120.0	100.0%	13.8/63	Mashhad	1973-1974	Khorasan
	1	12.5	12.5	12.5	100.0%	12.5	100.0%			1968-2007	
	Total		132.5	132.5	100.0%	132.5	100.0%				
Zargan	2	145.0	290.0	200.0	69.0%	200.0	69.0%	15/230	Ahwaz	1975-1992	Khozestan
Neka (Shahid salimi)	4	440.0	1760.0	1700.0	96.6%	1720.0	97.7%	20/400	Neka	1979-1981	Mazandaran
	2	9.8	19.6	19.6	100.0%	19.6	100.0%	turbine extension		2007	
	Total		1779.6	1719.6	96.6%	1739.6	97.8%				
Ahwaz (Ramin)	6	315.0	1890.0	1810.0	95.8%	1810.0	95.8%	20/230	Ahwaz	1979-1999	Khozestan
	2	6.5	13.0	13.0	100.0%	13.0	100.0%	turbine extension		2007	
	Total		1903.0	1823.0	95.8%	1823.0	95.8%				
Bandar Abbas	4	320.0	1280.0	1280.0	100.0%	1280.0	100.0%	20/230	Bandar Abbas	1980-1986	Hormozgan
Shahid M. Montazeri	8	200.0	1600.0	1568.0	98.0%	1600.0	100.0%	15.75/230/400	Isfahan	1984-1999	Isfahan
	2	8.0	16.0	8.0	50.0%	8.0	50.0%			2011-2012	
	Total		1616.0	1576.0	97.5%	1608.0	99.5%				
Toos	4	150.0	600.0	600.0	100.0%	600.0	100.0%	11.5/132	Mashhad	1985-1987	Khozestan
Tabriz	2	368.0	736.0	650.0	88.3%	650.0	88.3%	20/230	Tabriz	1986-1989	Azarbayjan
Shahid Rajaei	4	250.0	1000.0	1000.0	100.0%	1000.0	100.0%	19/400	Ghazvin	1992	Teheran
Bistoon	2	320.0	640.0	640.0	100.0%	640.0	100.0%	20/230	Kaemanshah	1994	Gharb
Shahid Mofatteh	4	250.0	1000.0	1000.0	100.0%	1000.0	100.0%	19/230	Hamedan	1994	Bakhtar
Iranshahr	4	64.0	256.0	240.0	93.8%	248.0	96.9%	21/230	Iran shahr	1995-97-2002-03	Sistan & Baluchestan
Shazand	4	325.0	1300.0	1260.0	96.9%	1280.0	98.5%	20/230	Arak	2000-2001	Bakhtar
Sahand	2	325.0	650.0	650.0	100.0%	650.0	100.0%	20/230	Tabriz	2004-2005	Azarbayjan
Sarbandar-Mahshahr	4	162.0	648.0	488.0	75.3%	584.0	90.1%	15.75/230	Khozestan	2016	TPPH
Shirvan	3	160.0	480.0	426.0	88.8%	480.0	100.0%	15.75/230	Khorasan	2017-2018	TPPH
Total	79		15240.6	14511.1		14594.1					

出典：TAVANIR 発行”IRAN ELECTRIC POWER INDUSTRY (2016-2017)”と TPPH 資料を基に JICA 調査団にて作表

イラン国シャヒード・ラジャーイー発電所建設事業準備調査
ファイナル・レポート

表 2-8 ガスタービン発電機一覧（2017 年）

Name of Power Station	Installed Capacity(MW)			Available Capacity(MW)				Primary/secondary Voltage (kV)	Location	Completion Date	Company	
	Number of Units	Unit Capacity	Total Capacity	Summer period		Winter period						
				Output capacity	Output Rate	Output capacity	Output Rate					
Shiraz		11.8	11.8	9.0	76.3%	11.0	93.2%	11/66	Shiraz	1965	Fars	
	3	15.0	45.0	30.0	66.7%	36.0	80.0%	11/66		1967		
	1	28.6	28.6	18.0	62.9%	20.0	69.9%	11/66		1973		
	1	25.6	25.6	18.0	70.3%	20.0	78.1%	11/66		1974		
	1	24.2	24.2	17.0	70.2%	18.0	74.4%	11/66		1975		
	1	60.8	60.8	38.0	62.5%	44.0	72.4%	10.5/66		1981		
Mashhad	2	18.8	37.6	36.0	95.7%	38.0	101.1%	5.5/63	Mashhad	1971-1989	Khorasan	
	2	79.0	158.0	124.0	78.5%	142.0	89.9%	10.5/63		1977-1978		
Bushehr	3	25.0	75.0	51.0	68.0%	57.0	76.0%	10.5/66	Bushehr	1975-1993	Fars	
Loshan (Shahid beheshti)	2	60.0	120.0	100.0	83.3%	110.0	91.7%	10.5/230	Loushan	1977	Gitan	
Doroud	2	30.0	60.0	30.0	50.0%	36.0	60.0%	11.5/20	Doroud	1977	Bakhtar	
Shahid Zangbagh (Yazd)	4	24.3	97.0	68.0	70.1%	80.0	82.5%	11/63	Yazd	1977-1979	Yazd	
Rey	4	32.0	128.0	92.0	71.9%	104.0	81.3%	11/230	Ray	1977-1978	Tehran	
	10	23.7	237.0	192.0	81.0%	240.0	101.3%	11.5/230				1977-1987-2007
	9	32.0	288.0	207.0	71.9%	232.0	80.6%	11/230				1978
	3	85.0	255.0	183.0	71.8%	217.0	85.1%	11/230				1978
	1	24.0	24.0	16.0	66.7%	20.0	83.3%	10.5/230				1978
Zargan	4	32.0	128.0	80.0	62.5%	80.0	62.5%	11/230	Ahvaz	1978-1980	Khozestan(Ahvaz)	
Tabriz (New)	2	32.0	64.0	46.0	71.9%	54.0	84.4%	10.5/230	Tabriz	1978	Azərbayjan	
Chahbahar (Konarak)	6	23.8	142.5	102.0	71.6%	108.0	75.8%	11/63	Chahbahar	1978	Sistan & Baloochestan	
Orumia	2	30.0	60.0	38.0	63.3%	44.0	73.3%	11.5/20	Orumia	1981	Azərbayjan	
Shariati	6	25.0	150.0	108.0	72.0%	132.0	88.0%	11.5/132	Mashhad	1984-1986	Khorasan	
Sufian	4	25.0	100.0	68.0	68.0%	80.0	80.0%	10.5/132	Tabriz	1984-1985	Azərbayjan	
Zahedan	3	24.5	73.4	51.0	69.5%	54.0	73.6%	11/63	Zahedan	1986	Sistan & Baluchestan	
	1	30.0	30.0	17.0	56.7%	18.0	60.0%	6.6/63		1995		
	1	24.8	24.8	17.0	68.5%	18.0	72.6%	11/63		1997		
	4	24.5	98.0	68.0	69.4%	72.0	73.5%	11/63		2007		
Ghaen	3	25.0	75.0	51.0	68.0%	60.0	80.0%	11.5/132	Ghaen	1987-1994	Khorasan	
Hasa	3	29.2	87.6	60.0	68.5%	69.0	78.8%	11.5/63	Shahin Shah	1989	Esfahan	
Kangan	6	25.0	150.0	102.0	68.0%	114.0	76.0%	10.5/66, 11.5/66	Kangan	1995-96-97-2002	Fars	
	1	14.0	14.0	11.0	78.6%	13.0	92.9%	11/66		1995		
Yazd	2	60.0	120.0	82.0	68.3%	92.0	76.7%	10.5/63	Yazd	1998	Yazd	
Farg Darab	3	1.4	4.2	2.7	64.3%	3.0	71.4%	6/66	Darab	2002	Fars	
Bandar Abbas	2	25.0	50.0	32.0	64.0%	36.0	72.0%	20/132	Bandar Abba	2002	Hormozgan	
Hormozgan (Khaliije Gars) C.C	6	165.0	990.0	834.0	84.2%	918.0	92.7%	15.75/230	Bandar Abba	2004-2005	Hormozgan	
Shirvan C.C	6	159.0	954.0	756.0	79.2%	864.0	90.6%	15.75/400	Shirvan	2005-2006-2007	Khorasan	
Cheisotoon	6	159.0	954.0	648.0	67.9%	792.0	83.0%	15.75/230	Isfahan	2005-2006	Isfahan	
Parand	6	159.0	954.0	702.0	73.6%	804.0	84.3%	15.75/230	Tehran	2005	Tehran	
Roud Shour	3	263.0	789.0	687.0	87.1%	567.0	71.9%	15.75/230	Tehran	2005-2006	Tehran(Parand)	
Orumia C.C	4	159.0	636.0	488.0	76.7%	560.0	88.1%	15.75/230	Orumia	2006-2007	Azərbayjan	
	2	162.0	324.0	244.0	75.3%	280.0	86.4%	15.75/230		2009		
Sabaian C.C	4	159.0	636.0	492.0	77.4%	552.0	86.8%	15.75/230	Ardebil	2006-2007	Azərbayjan	
	2	162.0	324.0	246.0	75.9%	276.0	85.2%	15.75/230		2009		
Kahnodj	3	25.0	75.0	45.0	60.0%	54.0	72.0%	10.5/230	Kahnodj	2009-2012	Kerman	
Asaloye	6	159.0	954.0	810.0	84.9%	906.0	95.0%	15.75/230	Asaloye	2006-2007	Booshehr	
Ferdosi C.C	6	159.0	954.0	705.0	73.9%	837.0	87.7%	15.75/230	Khorasan	2006-2007	Khorasan(Mashad)	
Jahrom C.C	6	159.0	954.0	654.0	68.6%	780.0	81.8%	15.75/230	Jahrom	2006-2007	Fars	
	4	24.0	96.0	64.0	66.7%	72.0	75.0%	15.75/230		2007	Sistan & Baluchestan	
Chabahar	2	159.0	318.0	254.0	79.9%	284.0	89.3%	15.75/230	Chabahar	2007-2008		
Shahid Kaveh C.C(Ghaenat)	4	159.0	636.0	444.0	69.8%	516.0	81.1%	15.75/400	Ghaen	2007-2008	Khorasan	
Khorramshahr	4	243.0	972.0	768.0	79.0%	900.0	92.6%	15.75/230	Khorramshahr	2007-08-09-13	Khozestan	
Noshahr	2	23.7	47.4	34.0	71.7%	38.0	80.2%	10.5/230	Noshahr	2008	Mazandaran	
Kashan	2	162.0	324.0	234.0	72.2%	272.0	84.0%	15.75/230	Kashan	2008	Isfahan	
Golestan	6	162.0	972.0	840.0	86.4%	918.0	94.4%	15.75/230	Golestan	2009	Ali-Abad	
Zagros	4	162.0	648.0	472.0	72.8%	536.0	82.7%	15.75/400	Kermanshah	2009-2010	Gharb	
Soltanie	4	162.0	648.0	472.0	72.8%	536.0	82.7%	15.27/230	Zanjan	2009-10-11	Zanjan	
Semnan C.C	2	162.0	324.0	234.0	72.2%	282.0	87.0%	15.27/230	Semnan	2009	Semnan	
Bastami (Shahrood)	2	162.0	324.0	238.0	73.5%	272.0	84.0%	15.27/230	Shahrood	2010	Semnan	
Hafez (Fars)	6	162.0	972.0	672.0	69.1%	798.0	82.1%	15.75/230	Fars	2010-11	Fars	
Bam Pour	2	162.0	324.0	242.0	74.7%	288.0	88.9%	15.75/230	Iranshahr	2012-14	Sistan & Baloochestan	
Esin	4	162.0	648.0	516.0	79.6%	580.0	89.5%	15.75/230	Hormozgan	2013	Hormozogan	
Eslamabad Ghard	4	25.0	100.0	96.0	96.0%	116.0	116.0%	10.5/230	Eslamabad	2013	Gharb	
Shams Sarakhs	2	25.0	50.0	31.0	62.0%	38.0	76.0%	10.5/132	Sarakhs	2013	Gharb	
Taban Sadoogh Yard	2	162.0	324.0	-	-	-	-	-	Yard	2015	(private)	
Ofogh	4	166.0	664.0	-	-	-	-	-	Mahshahr	2016	Khouzestan	
Piroozan	2	166.0	332.0	-	-	-	-	-	Behbahan	2016	(private)	
Goharan	2	166.0	332.0	-	-	-	-	-	Sirjan	2016	(private)	
Samangan	2	166.0	332.0	-	-	-	-	-	Kelman	2016	(private)	
DG & CHP	126		916.0	-	-	-	-	-	Country	2010-2016	Gharb	
Total Gas Power Plants in NG	355		22848.5	15086.7	66.0%	17108.0	74.9%					
Kish (Gas)	3	37.5	112.5	81.0	72.0%	90.0	80.0%	10.5/20	Kish	1922-99-2003	Kish	
	1	24.3	24.3	14.0	57.6%	14.0	57.6%			2006-2007		
	2	23.5	47.0	28.0	59.6%	28.0	59.6%			2006-2007		
Khark (Gas)	1	25.0	25.0	16.0	64.0%	20.0	80.0%	10.5/20	Khark	2014	Fars	
Total Gas Power Plants out of NG	7		208.8									
Total	362.0		23057.3									

出典：TAVANIR 発行”IRAN ELECTRIC POWER INDUSTRY (2016-2017)”と TPPH 資料を基に JICA 調査団にて作表

表 2-9 コンバインドサイクル発電機一覧 (2017 年)

Name of Power Station	Installed Capacity(MW)			Available Capacity(MW)				Primary / secondary Voltage (kV)	Location	Completion Date	Company
	Number of Units	Unit Capacity	Total Capacity	Summer period		Winter period					
				Output capacity	Output Rate	Output capacity	Output Rate				
Gilan Combined-Cycle	6	143.2	859.2	726.0	84.5%	822.0	95.7%	10.5/230	Rashy	1992	Gilan
	3	148.8	446.4	405.0	90.7%	414.0	92.7%	15.75/230		1997	
Montazare Ghaem	6	116.3	697.5	480.0	68.8%	576.0	82.6%	13.8/230	Karaj	1992	Tehran
	3	100.0	300.0	240.0	80.0%	288.0	96.0%	10.5/230		1999-2000	
Qom Combined-Cycle	4	128.5	514.0	368.0	71.6%	432.0	84.0%	13.8/230	Qom	1993	Tehran
	2	100.0	200.0	184.0	92.0%	200.0	100.0%	11.5/230		1997-1998	
Shahid Rajai Combined-Cycle	6	123.8	742.8	504.0	67.9%	600.0	80.8%	13.8/400	Ghazvin	1994	Tehran
	3	100.0	300.0	252.0	84.0%	297.0	99.0%	10.5/400		2001	
Neishabour Combined-Cycle	6	123.4	740.4	546.0	73.7%	606.0	81.8%	13.8/400	Neishabour	1994-1998	Khorasan
	3	100.0	300.0	273.0	91.0%	300.0	100.0%	10.5/400		2002-2003	
Sharati Combined-Cycle	2	123.4	246.8	180.0	72.9%	210.0	85.1%	13.8/132	Mashad	1994	Khorasan
	1	100.0	100.0	95.0	95.0%	100.0	100.0%	10.5/132		2003	
Fars Combined-Cycle	6	123.4	740.4	498.0	67.3%	576.0	77.8%	13.8/230	Shiraz	1995-1998	Fars
	3	98.3	294.9	249.0	84.4%	288.0	97.7%	10.5/230		2002	
Khuy Combined-Cycle	2	123.4	246.8	180.0	72.9%	202.0	81.8%	13.8/230	Khuy	1997	Azarbayjan
	1	102.5	102.5	90.0	87.8%	100.0	97.6%	10.5/132		2002	
Shahid Salimi Combined-Cycle	1	160.0	160.0	154.0	96.3%	160.0	100.0%	10.5/230	Neka	2006	Mazandaran
	2	137.5	275.0	232.0	84.4%	258.0	93.8%			1990	
Yazd Combined-Cycle	2	160.0	320.0	272.0	85.0%	297.0	92.8%	15/230	Yazd	2006-2010	Yazd
	2	123.4	246.8	184.0	74.6%	206.0	83.5%	15/230		2000	
	2	159.0	318.0	228.0	71.7%	262.0	82.4%	15/230		2008-2009	
Kazeroon Combined-Cycle	2	128.0	256.0	190.0	74.2%	220.0	85.9%	13.8/230	Kazeroon	1994	Fars
	4	159.0	636.0	468.0	73.6%	544.0	85.5%	15.75/230		2002-2003	
	3	160.0	480.0	401.0	83.5%	452.0	94.2%	15.75/230		2006-2007	
Kerman Combined-Cycle	8	159.0	1272.0	880.0	69.2%	1000.0	78.6%	15.75/230	Kerman	2001-2002	Kerman
	4	160.0	640.0	528.0	82.5%	588.0	91.9%	15.75/230		2007-2009	
Damavand Combined-Cycle	12	159.0	1908.0	1404.0	73.6%	1608.0	84.3%	15.75/400	Garmsar	2003-2004-2005	Tehran
	6	160.0	960.0	552.0	57.5%	620.0	64.6%	15.75/400		2009-2010-2011	
Sanandaj Combined-Cycle	4	159.0	636.0	456.0	71.7%	528.0	83.0%	15.75/230	Sanandaj	2005-2006	Gharb
	2	160.0	320.0	134.0	41.9%	152.0	47.5%	15.75/230		2011-2012	
Abadan Combined-Cycle	4	123.4	493.6	364.0	73.7%	452.0	91.6%	13.8/230	Abadan	2002-2003	Khuzestan
	2	160.0	320.0	272.0	85.0%	262.0	81.9%	10.5/230		2013-2014	
Zavare Combined-Cycle	2	162.0	324.0	220.0	67.9%	262.0	80.9%	15.7/230	Esfahan	2011	Esfahan
	1	160.0	160.0	130.0	81.3%	151.0	94.4%	15.75/230		2012	
Pare Sar Combined-Cycle	4	162.0	648.0	536.0	82.7%	452.0	69.8%	15.75/230	Gilan	2011-2012	Gilan
	2	160.0	320.0	308.0	96.3%	320.0	100.0%	15.75/230		2013	
Shir Kooh Combined-Cycle	2	162.0	324.0	230.0	71.0%	272.0	84.0%	15.75/230	Yazd	2012	Yazd
	1	160.0	160.0	135.0	84.4%	156.0	97.5%	15.75/230		2013	
Genaveh Combined-Cycle	2	162.0	324.0	244.0	75.3%	292.0	90.1%	15.75/230	Boushehr	2011	Genaveh
	1	160.0	160.0	142.0	88.8%	160.0	100.0%	15.75/230		2014	
Total			484.0	386.0	79.8%	452.0	93.4%				
Shoobad	2	162.0	324.0	-	-	-	-	-	Kahnouj	2014	(private)
	2	80.0	160.0	-	-	-	-	-		2016	
Total			484.0	-	-	-	-	-			
Chadormaloo	2	166.0	332.0	-	-	-	-	-	Chadormaloo	2014	(private)
	1	160.0	160.0	-	-	-	-	-		2016	
Total			492.0	-	-	-	-	-			
Total	139		19469.1	11353.0		12906.0					

出典：TAVANIR 発行”IRAN ELECTRIC POWER INDUSTRY (2016-2017)”と TPPH 資料を基に JICA 調査団にて作表

2.3.2 送配電設備

イラン国の送配電設備は、TAVANIR 社が全国の計画・策定を行い、実務はその子会社である地域電力会社が担当している。また、電力系統の監視制御、保護制御リレーの標準化、仕様決定などは、同じく TAVANIR の子会社である IGMC 社が担当し、地域電力会社は、その方針に沿い実務を担当している。

イランの電力系統は、400kV と 230kV からなる一次系統と 132kV と 66kV, 63kV からなる二次系統の送電系統と 20kV、一部 33kV, 11kV からなる配電系統で構成されている。また、次期一次系統電圧として 765kV 超高圧系統の検討が始まっている。

イラン国では、電力系統の監視制御を行うため、IGMC 社の管轄の元に以下の給電所が設置されている。

- Central Region and Backup Dispatching Center
- Tehran Dispatching Center
- Northwest Region Dispatching Center
- Northeast Region Dispatching Center
- Southwest Region Dispatching Center
- Southeast Region Dispatching Center
- South Region Dispatching Center
- North Region Dispatching Center

- West Region Dispatching Center

これらの給電所へ情報を送るために、各発電所に RTU (Remote Terminal Unit) や光通信設備が設置されている。

1 次系統送電線は、2016 年度末で 400kV 送電線 20,477km、230kV 送電線 31,324km でイラン全土を網羅している。

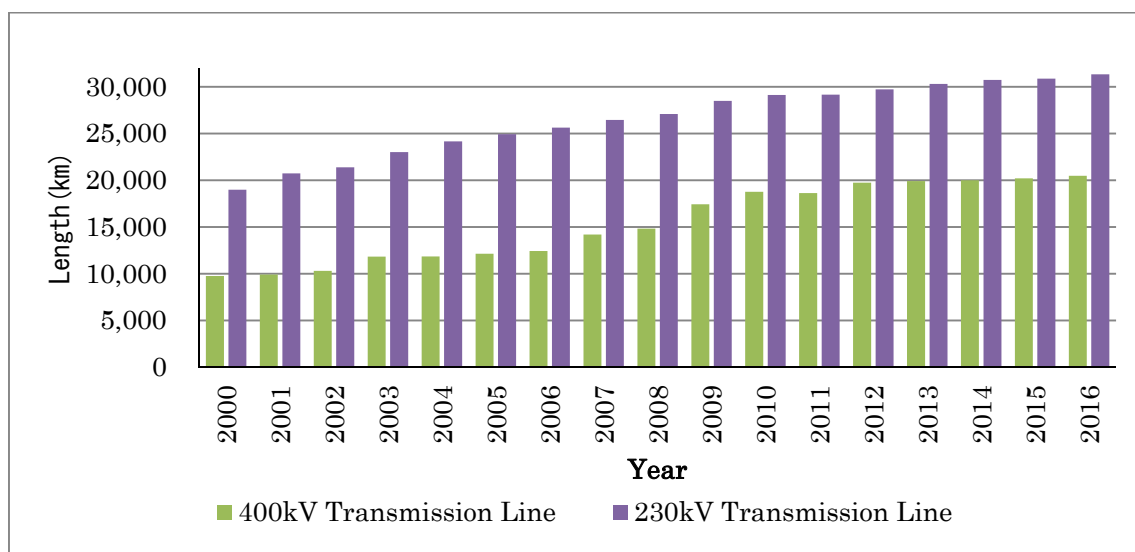
2000～2016 年度の一次系統送電線の設備総距離および変圧器総容量の推移を 図 2-12 および 図 2-13 に示す。

2000～2016 年度の送電線総延長距離の平均伸び率は、400kV 送電線：5.1%、230kV 送電線：3.4%である。

首都テヘランへ供給している地域電力会社 TREC の 400kV、230kV 変電所、開閉所の一覧を 表 2-10 に示す。 図 2-14 に系統図を示す。

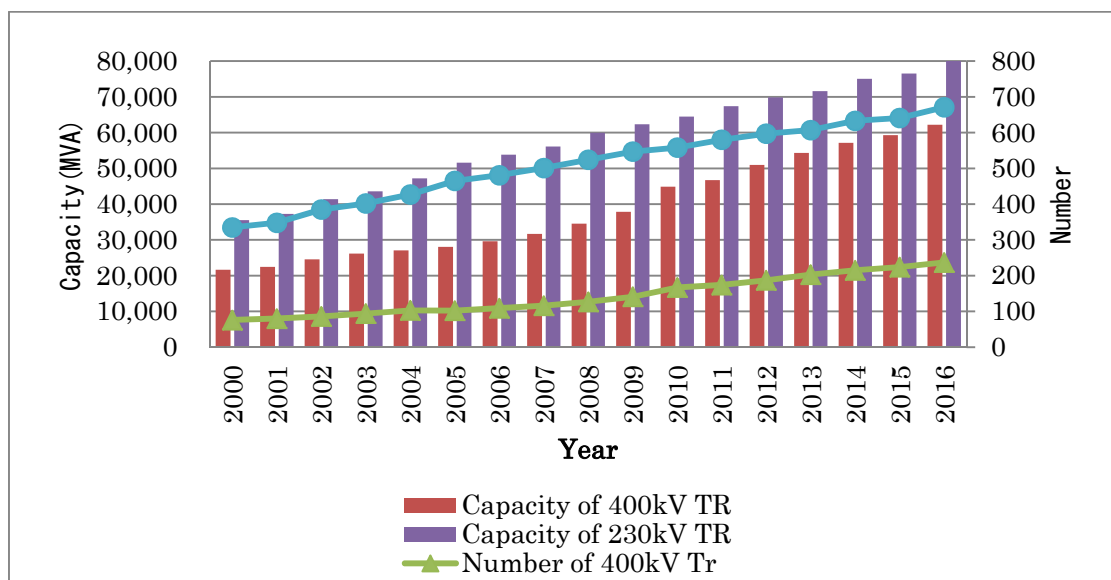
これまでのテヘラン地域電力公社 (TREC) 管内の詳細調査により、送変電設備の今後の課題について、考察結果をまとめると以下ようになる。

- 1) 設備構成・供給信頼度面の課題；新設時のコスト削減方策として標準形態から設備を省略してきたことにより、供給信頼性の低下、停電範囲の拡大、事故復旧に時間を要するなどの課題がある変電所が存在する。具体的には、400kV 変電所のうち、母線を省略し、送電線と変圧器を直接接続している変電所がある。この送電線事故時には、変圧器も同時に停止し、健全変圧器の過負荷を招き、供給信頼度面で課題がある。
- 2) 電圧維持対策面の課題；重負荷時（ピーク需要時）の電圧（230kV）が通常時の 90% 程度まで低下する変電所があり、安定的な電力品質（電圧維持）が確保できない系統がある。将来に向けた電圧維持を目的とするコンデンサの設置が必要と考えられる。
- 3) 過負荷解消対策面の課題；変電所設備は、変圧器が 1 台故障停止した際の残りの変圧器の稼働率を 110%以内とすることを想定して設計される。(例：変電所の変圧器が 3 台の場合は $110 \times (3-1)/3 = 73\%$ 、2 台の場合は $110 \times (2-1)/2 = 55\%$) この変圧器が 1 台故障停止する際の稼働率を運用目標値と呼ぶが、イランではこの運用目標値を超過して稼働している変電所が数多くある。このような高稼働の変電所の一部変圧器が故障停止した場合、過負荷となった残りの変圧器を設備保護のため遮断すると変電所の変圧器が全て停止することとなり、停電範囲が広範囲に及ぶ可能性が高い。このため、変圧器の稼働率を下げる対策として変圧器増設などの設備拡充が必要と考えられる。



出典：TAVANIR 資料を基に、JICA 調査団にて作図

図 2-12 一次系統送電線の設備総距離の推移



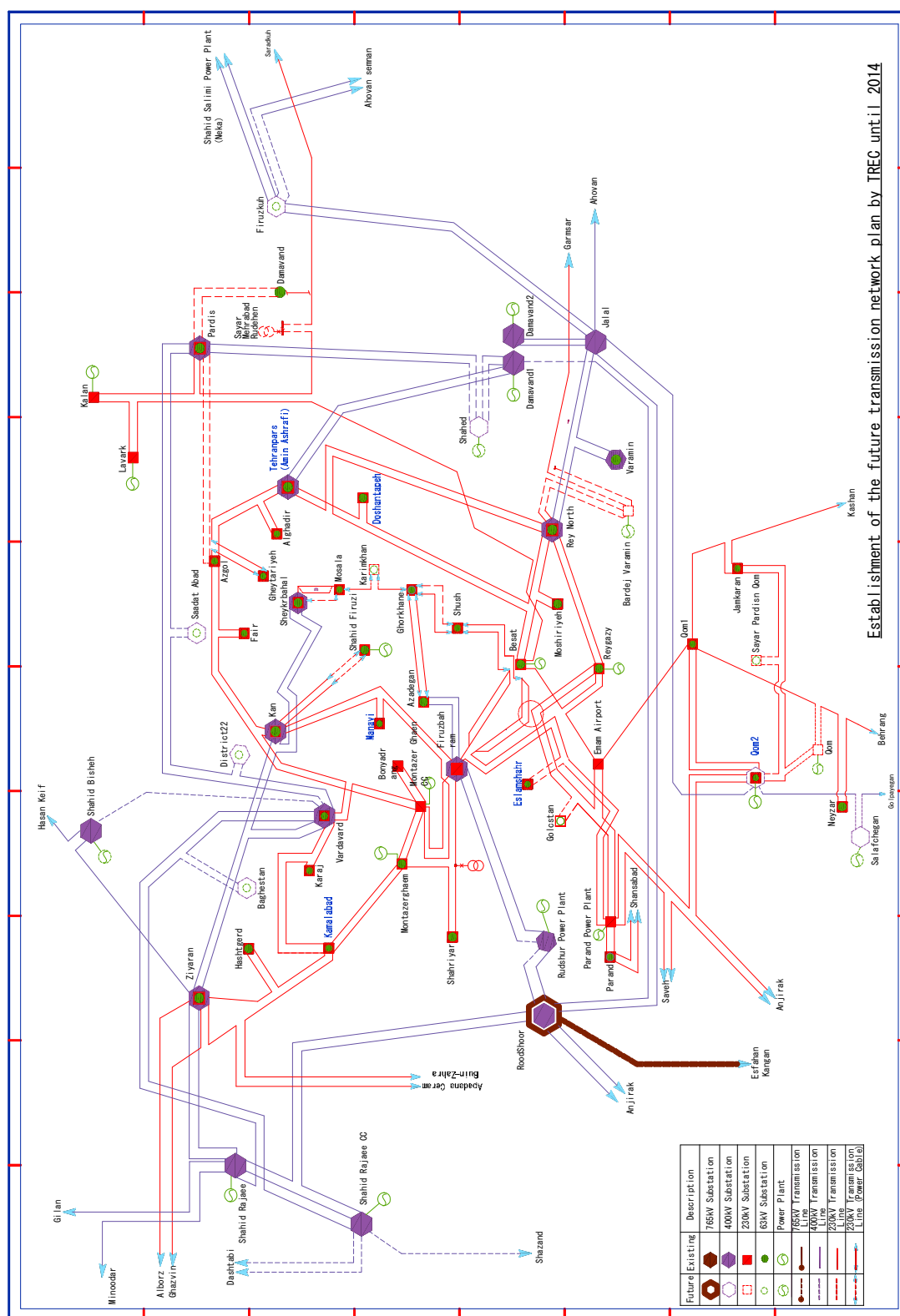
出典：TAVANIR 資料を基に、JICA 調査団にて作図

図 2-13 一次系変電所数と変圧器総容量の推移

表 2-10 TREC 管内の 400kV, 230kV 変電所、開閉所の一覧

No	Substation Name	Voltage (kV)	Capacity (MVA)	Year of Operation	Operating Year
1	Besat	230/63	360	1967	49
2	Firouzbahram	400/230	2000	1969	47
3	ShahidFirouzi	230/63	340	1970	46
4	MontazerQaem	230/63	540	1971	45
5	MontazerQaem-CHP Switch station	200	-	1971	45
6	Ozgol	230/63	350	1974	42
7	Namayeshgah	230/63	540	1974	42
8	Kan	400/230	1000	1976	40
		230/63	320	1976	40
9	DoshanTappeh	230/63	540	1976	40
10	Manavi	230/63	540	1976	40
11	Qom1	230/63	360	1978	38
12	Ziyanan	400/230	1000	1979	37
		230/63	250	1979	37
13	Tehran Pars	400/230	1000	1981	35
		230/63	360	1981	35
14	Jalal Switch station	400	-	1981	35
15	Rey Gas Turbine	230/63	360	1983	33
16	Rey Shomali	400/230	1500	1987	29
		230/63	680	1987	29
17	Kalan-Switch station	200	-	1989	27
18	Mosalla	230/63	720	1990	26
19	Azadegan	230/63	540	1991	25
		230/20	180	1991	25
20	ShahidRajaeiPower Plant's Switch station (Gas Turbine)	400	-	1993	23
21	ShahidRajaeiPower Plant's Switch station (CHP)	400	-	1995	21
22	Eslamshahr	230/63	480	1995	21
23	Qom Cycle (Qom 2)	230/63	320	1995	21
24	Gourkhaneh	230/63	540	1995	21
		230/20	180	1995	21
25	ZarrinKouh Mobile	230/63	40	1996	20
26	Moshiriyeh	230/63	320	1998	18
27	Alghadir	230/63	500	1999	17
28	BonyadRang	230/25	126	1999	17
29	Shoush	230/63	360	1999	17
30	Firouzkouh Mobile	230/63	40	2000	16
31	Hashtgerd	230/63	320	2002	14
32	Vardavard	400/230	1000	2003	13
		230/63	320	2003	13
33	Parand	230/63	320	2003	13
34	Parand-Power Plant Switch station	200	-	2003	13
35	Qeytariyeh	230/63	320	2003	13
36	Karaj	230/63	320	2003	13
37	Imam Khomeini airport	230/20	80	2004	12
38	Damavand Power Plant's Switch station	400	-	2005	11
39	Pardis	400/230	1000	2008	8
		230/63	320	2005	11
40	Kamalabad	230/63	500	2006	10
41	RoudshourGas Turbine Switch station	400	-	2007	9
42	RoudshourSwitch station	400	-	2007	9
43	Jamkaran	230/63	320	2007	9
44	SaeidabadSemi Mobile	230/20	90	2008	8
45	Neyzar Mobile	230/63	80	2009	7
46	Varamin	400/63	400	2010	6
47	Sheikh Bahaei	400/230	1000	2011	5
		230/63	360	2010	6
48	Shahriyar	230/63	360	2011	5
49	SiabhishePower Plant Switch station	400	-	2014	2
50	Firouzkouh	400/230	200	2015	1

出典：TREC 資料（2016.7.12）を基に、JICA 調査団にて作表



出典：TREC 資料を基に、JICA 調査団にて作図
図 2-14 TREC 送電系統図

2.4 今後の電力設備計画

イラン電力系統は、需要増に合わせて、電源となる発電所の新規開発、工事中の水力発電所の完成、既存ガスタービン発電所の効率向上を図るコンバインドサイクル化や、BOOやBOTを活用した発電所の新設などにより、表 2-11 の発電所を開発する計画である。

これにより、予備率の向上や安定した電力の供給を図る。

また、新規発電所の計画では、60～70%が民営化発電所であり、イランでは国策として、発電設備の民営化がこの計画からも読み取れる。

表 2-11 Time Schedule for Completion of Various New Power Plants

No	Regional electricity power	Name of Power Plant	Kind of Power Plant	Capacity(MW)				
				2017	2018	2019	2020	
1	Ministry of energy	Shirwan	Combined Cycle	160	320	0	160	
2		Zarand		0	0	324	160	
3		Zahedan		0	0	0	324	
4		Bandar abbas		0	307	307	292	
5		Tabris		0	0	307	144	
6		Khoramabad		0	0	307	0	
7		Andimeshk		0	0	0	307	
8		Rey C.C.		0	0	0	1,050	
9		Ramin Ahvaz		0	0	0	307	
10		Tehran 2		0	0	0	446	
11	Noshahr	Gas Turbine	25	0	0	0		
12	Behshahr		25	0	0	0		
13	Sirk	Thermal	0	0	0	350		
14	Yazd Solar	Solar	0	0	17	0		
15	Private	Pasargad Gheshm	Combined Cycle	0	324	160	0	
16		West Mazandaran		307	140	0	0	
17		Khorramabad		0	324	160	0	
18		Sadough (Yazd 2)		0	0	0	0	
19		Dalahoo (Kermanshah)		0	304	160	0	
20		Gol Gohar Sirjan		160	160	0	0	
21		Samangan		160	0	0	0	
22		Heris		0	310	160	0	
23		Makoo		74	36	0	0	
24		Sabzevar		0	0	0	307	
25		Behbahan		0	0	0	0	
26		Andimeshk & Dezfoul		0	0	304	150	
27		Gachsaran		0	0	0	307	
28		Zahedan 2		0	0	0	307	
29		Omidieh		0	0	0	307	
30		Aras		0	0	0	307	
31		Arvand		0	0	307	160	
32		Dehdasht		0	0	307	160	
33		Parand		160	320	0	0	
34		Jahrom		0	480	0	0	
35		Oroomieh		0	0	160	320	
36		Sabalan		0	160	320	0	
37		Rood-e Shoor		0	0	345	0	
38		Chabahar		0	0	160	0	
39		Kashan		0	160	0	0	
40		Semnan		0	0	0	160	
41		Sitanih		0	0	0	320	
42		Zagros		0	0	0	320	
43		Ferdosi		0	480	0	0	
44		Aliabad		0	0	0	160	
45		Asaloyeh		0	480	0	0	
46		Saveh		0	0	0	810	
47		Renewable Energies		Renewable	600	960	960	960
48		Dispersed Generation, Heat and Power Production		DG, CHP	250	480	480	480
49		Ministry of Energy		Darian	Hydro	210	0	0
50	Roodbar in Lorestan		225	0		0	0	
51	Sardasht		50	100		0	0	
52	Chamshir		0	55		0	0	
53	Plants Hydro power		4	0		20	0	
Total of MOE			699	782	1,282	3,540		
Total of Private Sector			1,711	5,118	3,983	5,535		
Total of the Country			2,410	5,900	5,265	9,075		
Privatization rate			71.0%	86.7%	75.7%	61.0%		

出典：TAVANIR 発行”IRAN ELECTRIC POWER INDUSTRY (2016-2017)”を基に JICA 調査団にて作表

また、新設発電所の開発とともに、既設発電所の効率改善のため、次の工事計画も順次進める計画である。

- (1) 既設設備のリハビリ
- (2) リパワリング
- (3) コンバインドサイクル発電機の効率化
- (4) 汽力発電機の能力向上

送配電設備については、需要増や新設発電所の発生電力を安定に電力系統に供給できるよう 表 2-12 および 表 2-13 に示す、送電線、変電所の増強を計画している。

表 2-12 Forecast of Extensions in Sub-Transmission and Transmission Installation

Description	Voltage (kV)	End of 2016	End of 2017	End of 2018	End of 2019	Annual Growth (%)
Transmission Substation Capacity (MVA)	400 & 230	142, 653	148, 463	156, 209	165, 892	5.1
Sub-Transmission Substation Capacity (MVA)	66, 63& 132	100, 321	104, 704	110, 548	117, 853	5.5
Transmission Lines Length (km-Circuit)	400 & 230	51, 801	54, 252	57, 520	61, 605	5.9
Sub-Transmission Lines Length (km-Circuit)	66, 63& 132	71, 476	73, 861	78, 374	84, 015	5.5

出典：Electric power industry in Iran (2016-2017) TAVANIR

表 2-13 Forecast of Extensions in Distribution Installation

Description	Unit	End of 2016	End of 2017	End of 2018	End of 2019	Annual Growth (%)
Number of Customers	10 ³ Customers	33, 824	34, 840	35, 997	37, 143	3.1
Energy Sales	10 ⁶ Kwh	237, 436	251, 436	264, 907	278, 140	5.4
Distribution Lines Length	km	769, 483	78, 555	802, 366	818, 357	2.1
Sub-Transmission Substation Capacity	MVA	114, 945	118, 078	121, 553	124, 986	2.8

出典：Electric power industry in Iran (2016-2017) TAVANIR

TAVANIR の第 6 次 5 ヶ年計画での発電機種別毎の発電機合計容量および構成比、年間発電量を 表 2-14 および 表 2-15 に示す。

発電機種別の中で既存 Gas Turbine 発電機のアドオンを含めて熱効率向上が図れる Combined Cycle 発電機は、発電機合計容量が全体の 50%を超える傾向となる。また、化石燃料に頼らない自然エネルギーを活用する風力発電機などの Renewable 発電機は、その合計容量が 5%を超え全発電機合計容量に占める割合が高まる傾向にある。

一方、年間の発電量では、Renewable 発電機は不安定な自然エネルギーを利用するため 1%程度の発電量であり、水力を含めた火力発電機以外の発電機全体でも 6%程度の発電量である。このため、90%以上を火力発電に依存する傾向は変わらない。その中で、汽力発電機は、年間を通して安定した出力を発生することができるため、2 割以上の発電出力をまかなう計画となっている。

安定した電力供給を行うためには、Combined Cycle 発電機の新規増設とともに、今後老

朽化する汽力発電機の機能維持のため、汽力発電機のリハビリが必要になると思われる。

表 2-14 発電機種別毎の発電機合計容量および構成比（第 6 次 5 ヶ年計画）

Type of Power Plants	2016		2017		2018		2019		2020	
	Capacity (MW)	Ratio of Power Station	Capacity (MW)	Ratio of Power Station	Capacity (MW)	Ratio of Power Station	Capacity (MW)	Ratio of Power Station	Capacity (MW)	Ratio of Power Station
Steam	15,830	20.3%	15,830	19.3%	15,830	18.2%	16,155	17.3%	17,455	17.3%
Gas Turbine	26,761	34.4%	23,481	28.7%	19,269	22.1%	15,057	16.1%	10,845	10.8%
Combined Cycle	20,914	26.9%	26,945	32.9%	35,117	40.3%	43,619	46.6%	51,487	51.1%
Diesel	439	0.6%	439	0.5%	439	0.5%	439	0.5%	439	0.4%
Thermal Total	63,944	82.1%	66,694	81.4%	70,654	81.0%	75,269	80.4%	80,225	79.6%
Hydroelectric	11,819	15.2%	12,236	14.9%	12,236	14.0%	12,236	13.1%	12,236	12.1%
Nuclear	1,020	1.3%	1,020	1.2%	1,020	1.2%	1,020	1.1%	1,020	1.0%
Renewable	578	0.7%	1,168	1.4%	2,068	2.4%	3,366	3.6%	4,966	4.9%
Renewable Total	13,417	17.2%	14,424	17.6%	15,324	17.6%	16,622	17.8%	18,222	18.1%
Distributed Generation	500	0.6%	800	1.0%	1,200	1.4%	1,700	1.8%	2,350	2.3%
Total	77,861	100.0%	81,918	100.0%	87,178	100.0%	93,591	100.0%	100,797	100.0%
Annual Growth Rate(%)	5.1%	-	5.2%	-	6.4%	-	7.4%	-	7.7%	-

出典：TAVANIR の第 6 次 5 ヶ年計画

表 2-15 発電機種別毎の年間発電量（第 6 次 5 ヶ年計画）

Type of Power Plants	2016		2017		2018		2019		2020	
	Power Generation (GWh)	Ratio of Power Station	Power Generation (GWh)	Ratio of Power Station	Power Generation (GWh)	Ratio of Power Station	Power Generation (GWh)	Ratio of Power Station	Power Generation (GWh)	Ratio of Power Station
Steam	86,130	28.6%	86,130	27.0%	86,130	25.3%	87,625	24.2%	91,964	23.7%
Gas Turbine	88,462	29.3%	66,097	20.7%	50,660	14.9%	36,203	10.0%	22,576	5.8%
Combined Cycle	104,912	34.8%	142,998	44.9%	177,433	52.2%	210,878	58.3%	241,430	62.3%
Diesel	71	0.0%	71	0.0%	71	0.0%	71	0.0%	71	0.0%
Thermal Total	279,575	92.7%	295,297	92.7%	314,294	92.5%	334,776	92.5%	356,041	91.8%
Hydroelectric	15,531	5.2%	15,006	4.7%	16,077	4.7%	15,006	4.1%	16,077	4.1%
Nuclear	4,914	1.6%	5,004	1.6%	5,004	1.5%	5,004	1.4%	5,004	1.3%
Renewable	456	0.2%	972	0.3%	1,658	0.5%	2,654	0.7%	3,915	1.0%
Renewable Total	20,901	6.9%	20,981	6.6%	22,739	6.7%	22,663	6.3%	24,996	6.4%
Distributed Generation	986	0.3%	2,334	0.7%	2,839	0.8%	4,424	1.2%	6,764	1.7%
Total	301,462	100.0%	318,612	100.0%	339,872	100.0%	361,863	100.0%	387,802	100.0%

出典：TAVANIR の第 6 次 5 ヶ年計画

2.5 発電政策

2.5.1 火力発電所開発政策

TPPH によると、電力開発 5 カ年計画 (2017~2021 年) において 20,000 MW の発電所を建設予定であるが、そのうち 8 割は民間での開発を想定しており、民間での開発が 16,000 MW で TPPH が 4,000 MW を目安にしている。

以下の表のとおり (この表には第 6 次 5 カ年計画以降のものも含まれている)、開発スキームは国 (TPPH) と民間に分かれ、国の開発は EPC と Payback に分かれ、民間の開発は Payback と BOO に分かれる。基本的な前提として、後述するとおり国の財政は厳しい状況であり、十分な資金を回す余裕はない。そのため民間の資金を有効活用しようとする政策となる。上記の民官の比率もこの前提から導かれる比率である。Payback も BOO も基本的には国の資金負担を避けるための方式である。そのため Payback については発電所自体の所有が国であっても、開発としては事実上民間が行うため、上記の比率では民間開発に含まれているようである。

EPC は国による通常の電源開発で、EPC は建設業者との契約形態で Full-turn key と同じである。

(1) Payback

PayBack はイラン独特の電源開発方式であり、その目的は発電効率を 15% 向上させ、燃料消費を削減することである。既存の国有 8 ガスタービン発電所及び民間 13 ガスタービン発電所に合計 7.5GW の蒸気発電機を追加することで、これらの発電所をコンバインドサイクル (CC) 化する。

そのスキームは国有発電所と民間発電所で内容が異なる。

(a) 民間発電所

民間ガス発電所を CC 化するために、民間発電所オーナーに投資を実施させるインセンティブとして CC 化により節約された燃料費を民間発電所オーナーに還元する。期間は CC 化終了後の 5 年間である。基本的にその他のインセンティブは付与しない。

民間発電所の所有者と TPPH 間で Payback 契約を結ぶ。契約条件は交渉にて決定するため、契約ごとに異なる可能性がある。

(b) 国有発電所

資金の不足をカバーするために、CC 化事業につき EPCF 契約を業者と締結する。この種の契約では工事完了後に工事資金に加えて、利息等も含めて、5 年間で工事契約者に返済する。期間は燃料の国際価格によって変化し、過去国際価格が高かった時には短く、現状では 5 年間である。返済金額は EPC 費用と非 EPC 費用 (利息、コミットメントフィー等) とに分かれている。返済金額の合計が CC 化による燃料費の削減額に一致しているとのことである。

表 2-16 Development plan of Various New Thermal Power Plants (イラン暦表示)

Owner	PP name	Scheme	Type	Capacity	Completion year (Iranian calendar)
TPPH	Shirvan	EPC	CC	480.0	1396-1397
TPPH	Mahshahr	EPC	Gas Turbine	324.0	1395
TPPH	Zarand Kerman	EPC	Gas Turbine	324.0	1398
TPPH	Tosee Ramin Ahvaz	EPC	Steam	650.0	1399-1400
TPPH	Tosee Shazand	EPC	Steam	650.0	1399-1400
TPPH	East Bandar Abbas	EPC	Steam	1,400.0	1400-1401
TPPH	Tabas	EPC	Coal	650.0	1400
TPPH	Rajaei	EPC	CC	1,368.0	1399
	EPC Total			5,846.0	
TPPH	Iranshahr	Payback	CC	160.0	1400
TPPH	Shahrud	Payback	CC	160.0	1400
TPPH	shahid Kaveh	Payback	CC	320.0	1400-1401
TPPH	Persian Gulf	Payback	CC	480.0	1400-1401
TPPH	South Isfahan	Payback	CC	480.0	1400-1401
TPPH	Hafez	Payback	CC	480.0	1400-1401
TPPH	Mahshahr	Payback	CC	320.0	1400-1401
TPPH	Homozgan	Payback	CC	320.0	1400-1401
Private	Roudshour	Payback	CC	316.5	1398
Private	Chabahar	Payback	CC	160.0	1398
Private	Kashan	Payback	CC	160.0	1397
Private	Uremia	Payback	CC	480.0	1399
Private	Semnan	Payback	CC	159.0	1398
Private	Soltanieh	Payback	CC	320.0	1399
Private	Zagros	Payback	CC	320.0	1399
Private	Sabalan	Payback	CC	480.0	1397-1398
Private	Aliabad	Payback	CC	480.0	1397
Private	Parand	Payback	CC	477.0	1396
Private	Ferdowsi	Payback	CC	477.0	1397
Private	Asalouyeh	Payback	CC	477.0	1397
Private	Jahrom	Payback	CC	480.0	1396
	Payback Total			7,506.5	
Private	Qeshm	BOO	CC	484.0	1397(324) 1398(160)
Private	Mazandaran - Nowshahr	BOO	CC	447.0	1396(307) 1397(140)
Private	KhoramAbad	BOO	CC	484.0	1397(324) 1398(160)
Private	Sadoogh - Taban	BOO	CC	160.0	1396
Private	Dalahoo	BOO	CC	484.0	1396(304) 1397(180)
Private	Sirjaan	BOO	CC	160.0	1396
Private	Samangan	BOO	CC	160.0	1396
Private	Heris	BOO	CC	454.0	1396(304) 1397(150)
Private	Makoo	BOO	CC	110.0	1396(74) 1397(36)
Private	Sabzevar	BOO	CC	467.0	1399(307) 1400(160)
Private	Behbahan	BOO	CC	160.0	1396
Private	Dezfool	BOO	CC	454.0	1398(304) 1399(150)
Private	Zahedan 2	BOO	CC	467.0	1399(307) 1400(160)
Private	Aryan (zanjan 2)	BOO	CC	467.0	1400(307) 1401(160)
Private	Zanjan 1	BOO	CC	467.0	1401(307) 1402(160)
Private	Omidiyeh	BOO	CC	467.0	1402(307) 1403(160)
Private	Aras	BOO	CC	467.0	1399(307) 1400(160)
Private	Andimeshk 2	BOO	CC	467.0	1403(307) 1404(160)
Private	Bandzark	BOO	CC	467.0	1401(307) 1402(160)
Private	Andimeshk 3	BOO	CC	467.0	1400(307) 1401(160)
Private	Loshan	BOO	CC	467.0	1402
Private	Dehdasht	BOO	CC	467.0	1398(307) 1399(160)
Private	Abadan	BOO	CC	910.0	1401(620) 1402(290)
Private	Saveh (Unit)	BOO	CC	1,200.0	1399(810) 1401(390)
Private	Zahedan (Unit)	BOO	CC	880.0	1400(308) 1401(572)
	BOO Total			11,684.0	
	Total			25,036.5	

出典：TPPH 資料を基に、JICA 調査団にて作表

(2) BOO

(a) BOO スキーム

BOO は民間の資金を活用してインフラを整備するためのスキームで、プロジェクトの設計は政府（TPPH）が行い、民間企業が建設、所有、運営する仕組みである。イランでは人口、生活レベルの向上に伴い電力需要が今後も引き続き増加していくことが予測され、多くの電源が必要になる。しかし、政府の財政上、全ての電源を国が新設することは困難な状況である。2000 年以降、イラン政府は、BOT（Build, Operation and Transfer）契約と BOO（Build, Own and Operate）契約の形で発電所を建設するための民間投資を受け入れることにした³。ただし、TPPH によると、過去のガス発電所では BOT 契約を採用した例もあるが、エネルギー省は今後基本的に BOO 契約を進めるとの政策を取っており、現在は BOO 契約のみが採用されている。BOO 契約の契約期間は 20 年であり、コンバインドサイクルの耐用年数はガスや蒸気よりも短く、BOO 契約期間とほぼ一致するため BOT によるメリットがないためである。なお、BOO 契約を活用できる電源はコンバインドサイクルに限定されている。

BOO スキームでは、民間に発電所建設にインセンティブを与えて、国内・国外からの投資の呼び込みを狙っている。政府がコンバインドサイクル経営に提供するインセンティブは以下のとおりである⁴。

- ・ BOO 契約（5 年間の ECA（Energy Conversion Agreement）をつけることも可能。ECA については(b)に詳述。）
- ・ 燃料供給の保証
- ・ 買取価格の基準は 2.6 US Cent /kWh
- ・ 価格は物価上昇率や為替の変動に対応して改訂
- ・ 環境等の免許の取得を促進
- ・ 5 年間の ECA 期間後の輸出の承認
- ・ 政府による支払保証

民間発電事業者が BOO スキームで発電所を建設・運営している場合には、SATBA は発電業者と FIT 価格に基づき PPA（Power Purchase Agreement）を締結するが、少量発電では SATBA と DSO（各配電会社）が契約をする。DSO は SATBA の代理であり、少量発電のメーター読み取り、支払書の作成、代金支払い等を代行している。DSO が支払した分は SATBA が DSO に支払っている。SATBA が所有する発電所が発電した分や SATBA が民間から買い取った電力は配電網、送電網を通じて消費者に届かれるが、SATBA は電力販売を行っておらず、無料で電力を送っている。SATBA の歳入は基本的に政府からの予算である。

BOO 契約での民間による社会資本の開発には以下のメリットがある⁵。

- ・ 政府部門から民間部門へのプロジェクトの所有権と管理の移転による、社会における国家生産の増加。
- ・ 政府の予算に対する民営化の効果は、財政支出の抑制による予算の柔軟性の創出である。
- ・ 政府の運営を改善するためのツールの 1 つと考えられる民営化のもう一つの効果は、経済効率の向上である。

³ Considering of BOO Contract in project management & its role in developing of privatization, Nouredin Gandomi & Shiva Rezai, The 4th International Conference on Innovative Research in Management, Economics and Accounting, July 2016

⁴ Investment opportunities and incentives in power industry, 2nd business forum Iran Europe, Ministry of Energy Iran, March 2016

(b) ECA

イランの ECA は、1) 無料での原料ガス供給と 2) 競争力のある価格で供給者からの買取の 2 つの主要原則に基づいている。これらのコンポーネントは両方とも 5 年間にわたって提供されている。同省は、石油省とガス供給の合意に達し、これは国内市場で電力に変換される。したがって、これらの契約は、他の場所で提供される従来の電力購入契約 (PPA) とは対照的に、エネルギー変換契約とみなさる。TPPH によると、価格は単価表によるが、単価表は物価上昇率、為替変動などを考慮して毎年改定される。発電所の発電効率により単価表のどの価格が適用されるかが決まるとのことである。現状で有効なのは 7-9 社⁵とのことである。

ECA の要点は以下のとおりである。

- ・原料ガスの無償供給による 5 年契約
- ・事前決定された価格による買取契約 (インフレと為替レートの変動から投資者を守るために毎年調整される)
- ・20 年間自由にグリッドに接続
- ・20% の IRR を提供する TPPH の固定財務モデル
- ・投資家の信頼を得るために、イラン財務省は ECA 契約を FIPPA で登録した自己資本と獲得した利息とで保証している。それにより、投資家は国際的銀行から低利での融資を得ることができる⁶。

(c) BOO 開発状況

BOO スキームによる建設済の火力発電所の一覧は以下のとおりである。BOT 契約は Gas の 2 件のみである。

表 2-17 Constructed Thermal Power Plants by BOO (MW)

Power Plant Name	Type	Unit	Capacity	Scheme
Chehdsotoun (South Isfahan)	Gas Turbine	6*159	954	BOT
Roudshour	Gas Turbine	3*264	792	BOO
Ferdowsi	Gas Turbine	6*159	954	BOO
asalouyeh	Gas Turbine	6*159	954	BOO
Khoramshahr	Gas Turbine	6*162	972	BOO
Golstan(Aliabad)	Gas Turbine	6*162	972	BOO
Zavareh	CC	1*160+2*162	484	BOO
Fars (Hafez)	Gas Turbine	6*162	972	BOT
Pareh-sar	CC	2*160+4*162	968	BOO
Kahnouj Small Scale Steam	Gas Turbine	3*25	75	BOO
Nowshahr Small Scale Steam	Gas Turbine	2*25	50	BOO
Kashan	Gas Turbine	2*162	324	BOO
Gonaveh	CC	1*160+2*162	484	BOO

⁵ IGMIC とのインタビュー

⁶ New Contracts Offer Synergies Between Players in Iran's Power Industry、Hamid Soorghali Business Analyst with Energy Pioneers Ltd., 2016/8/8/
<http://www.bourseandbazaar.com/articles/2016/8/8/synergies-between-local-and-international-players-in-irans-power-industry>

Shirkouh	CC	1*160+2*162	484	BOO
Andakan	CC	1*160+2*166	492	BOO
Showbad (Kahnou)	CC	1*160+2*162	484	BOO
Shams Sarakhs	CC	2*25	50	BOO
Taban	CC	2*162	324	BOO
Behbahan	CC	2*166	332	BOO
Golgohar (Sirjan 2)	CC	2*162	324	BOO
Samangan (Sirjan 1)	CC	2*162	324	BOO
			11769	

出典：TPPH から入手

また、今後の開発スケジュールは以下のとおりで、過去 17 年間の実績に匹敵する量を今後 9 年間で建設する予定である。

表 2-18 Schedule of BOO Power plants (MW) (イラン暦表示)

	容量	1396	1397	1398	1399	1400	1401	1402	1403	1404
1 Qeshm	484		324	160						
2 Mazandaran - Nowshahr	447	307	140							
3 KhoramAbad	484		324	160						
4 Sadoogh - Taban	160	160								
5 Dalahoo	484	304	180							
6 Sirjaan	160	160								
7 Samangan	160	160								
8 Heris	454	304	150							
9 Makoo	110	74	36							
10 Sabzevar	467				307	160				
11 Behbahan	160	160								
12 Dezfool	454			304	150					
13 Zahedan 2	467				307	160				
14 Aryan (zanjan 2)	467					307	160			
15 Zanjan 1	467						307	160		
16 Omidiyeh	467							307	160	
17 Aras	467				307	160				
18 Andimeshk 2	467								307	160
19 Bandzark	467						307	160		
20 Andimeshk 3	467					307	160			
21 Loshan	467							467		
22 Dehdasht	467			307	160					
23 Abadan	910						620	290		
24 Saveh (Unit)	1200				810		390			
25 Zahedan (Unit)	880					308	572			
Total	11684	1629	1154	931	2041	1402	2516	1384	467	160

出典：TPPH から入手

2.5.2 民営化

電力セクターの民営化が本格化するのは 2000 年代に入ってからである。2001 年には民営化を実施する機関である IPO (Iranian Privatization Organization) が経済財務省傘下に設立された。また、2004 年には憲法 44 条が改定され、民営化の自由な解釈と重要な分野の国有企業が効率的に民営化できるようになった。最高指導者ハーメネイー師は憲法に従って 80% の国有企業を民営化するように指示した⁴⁶。電力セクターにおいても 2004 年に TAVANIR は法律の制定により、組織変更を行い、発電所を個別の会社にし、65%の株式をテヘラン証券取引所で売却する権限を与えられた⁷。民営化は発電及び配電分野で実施され、送電については憲法 44 条により民営化の対象外である。民営化は IPO を通じて実施される。MOE によると民営化の対象企業は MOE が決定し、民営化の手法自体は最も良い手段を IPO が決定するとのことである。

TPPH によると、発電所の民営化はテヘラン証券取引所 (Tehran Stock Exchange) で株式を売却するとのことである。株式の売却は Generation Management Co と当該会社を担当する Generation Maintenance & Repair Co.をセットで民営化の対象として、オークションで最も高い値を付けた 1 社に株式の全てを売却するとのことである。株主は 1 人となり、テヘラン証券取引所を通じて売買されるが、株式市場への上場とは関係ない。株主が望めば上場することも可能であるが、現状では上場している会社はない。

以下は民営化された発電所の List である。2004 年の憲法改正及び IPO の設立により発電会社は民営化されてきた。今までに 35 の発電所が民営化されてきた。TPPH によると、既に民間発電所の割合が 80%になっており、当面は国有発電所の民営化は考えていないとのことである。

イランでは革命以降に多くの会社が国有化されたため、経済における政府部門の役割が大きかったといえる。更なる経済発展のためには民間部門の育成・開発が必要であり民営化もその流れに沿ったものであると考えられる。また電力セクター、特に発電部門においては、イランでは相当の発電所が老朽化しており、多くの発電所で大規模修繕が必要となってきた。しかし、現状のイラン政府の財政では修繕を進めるのには限界がある。このことも発電部門の民営化に影響をしていると思われる。

表 2-19 Privatized Power Plants

No	Name	Capa (MW)	Type
1	Tabriz	736	Steam
2	Shahid Mohammad Montazeri	1616	Steam
3	Montazerghaem	625	Steam
4	Birch	600	Steam
5	Mashhad	133	Steam
6	Zergan (Shahid Modhej)	290	Steam
7	Tabriz	64	Gas Turbine
8	Orumia	960	Gas Turbine
9	Sabalan	960	Gas Turbine
10	Kashan	324	Gas Turbine
11	Parand	954	Gas Turbine

⁷ Iran announces new plans for privatisation and structural reform in the power sector, Written by Adrian Creed and Dr Amir Kordvani., May 2014

12	Shariati	150	Gas Turbine
13	Mashhad	196	Gas Turbine
14	Shams fern	50	Gas Turbine
15	Zergan (Shahid Modhej)	128	Gas Turbine
16	Soltanieh	648	Gas Turbine
17	Jerusalem (Semnan)	324	Gas Turbine
18	Chabahar	414	Gas Turbine
19	Zagros	648	Gas Turbine
20	Jahrom	954	Gas Turbine
21	Kahnnoj	75	Gas Turbine
22	Noshahr	47	Gas Turbine
23	Yazd Shahid lily	97	Gas Turbine
24	Sarv (Chadermalu)	332	Gas Turbine
25	Khoy	349	Combined cycle
26	Montazerghadem	998	Combined cycle
27	Damavand	2868	Combined cycle
28	Qom	714	Combined cycle
29	Shariati	347	Combined cycle
30	Neyshabur	1040	Combined cycle
31	Abadan	814	Combined cycle
32	Sanandaj	956	Combined cycle
33	Fars	1035	Combined cycle
34	Kazeroon	1372	Combined cycle
35	Gilan	1306	Combined cycle

出典：TAVANIR から入手

地域配電会社は全て民営化されている。発電会社と異なるのは、会社の株式の一部を TAVANIR の持ち株として残している点である。40%から 50%の株式は TAVANIR の持ち分として留保している。なお、地域配電会社もテヘラン証券取引所には上場していない。

その他の電力セクターの民営化の例としては Mapna group がある。Mapna group は元は発電所の建設が中心業務であったが、現在では石油ガス、鉄道運輸、機器製造等多方面に進出している。Mapna group はテヘラン証券市場に上場され、2010 年にはテヘラン証券市場で 4 番目に大きな企業となっている。Mapna group はかつては TAVANIR の関係会社で株主構成は SABA Investment Company 51%, TAVANIR Holding 39% and Sazman Gostaresh va No Sazi Sanaie Iran 10%であったが、現在では Saba, Edalat Brokerage, MAPNA Employees Investment Co. and Ayandeh Negar で 90%の株式を所有している。

2.5.3 再生可能エネルギー

火力発電所開発を担当しているのが TPPH であるのに対して、再生可能・クリーンエネルギーの開発を担当しているのは SATBA である。

政府の第 6 次 5 カ年計画(2016 年 3 月~2021 年 3 月)において太陽エネルギーと風力による発電所を増設して、再生可能エネルギー発電の容量を 5GW まで増やして、総発電容量の 10%

にする計画である。

SATBA によると 5GW という枠は定められているが、民間比率、再生可能エネルギー種類別の目標等の内訳は決まっていないとのことである。先に見たように政府の予算は厳しいものがあるため、政府による発電所開発には限界があり、民間による開発が中心になるものと思われる。

(1) 再生可能エネルギー開発スキーム

民間での再生可能エネルギー開発スキームは BOO と FIT の組み合わせである。発電所開発及び運営には BOO が適用され、電力の売却価格には FIT が適用される。その開発手順は以下のとおりである。

Phase1 登録及び建設許可：申請書を作成して SATBA に提出する。他の登録済のプロジェクトと場所が被らないか等の点検をしたのちに、SATBA が建設許可を発行する。

Phase2 必要な許可を取得：関係する官庁からの環境許可、グリッド接続許可、土地譲渡許可が必要となる。すべての許可証と書類を正式に整った後、SATBA と契約を交わす。

Phase3 プロジェクト実施：プロジェクトのファイナンスと実施は申請者が責任を持つ。プロジェクト建設の運営は SATBA の監視のもと、申請者が実施する。グリッド接続は完成後 SATBA がグリッド管理会社と調整する。

Phase4 プロジェクト運営：申請者は発電所を運転し、毎月請求書を提出する。SATBA が調整係数を適用し、利用可能時間を考慮した上で支払う⁸。

(2) 再生可能エネルギー開発状況

開発済みの再生可能エネルギー発電所は以下のとおりである。

表 2-20 Installed renewable energy power plants situation up to end of Jan, 2018

Item	Power plant	Governmental capacity (MW)	Non-Governmental capacity (MW)	Total (MW)
1	Wind	98.86	115.86	214.72
2	Solar (PV)	7.40	114.60	122.00
3	Biomass	0.00	10.56	10.56
4	Small Hydropower	62.40	19.85	82.25
5	Waste heat recovery	0.00	0.60	0.60
	Total	168.66	270.47	439.13

出典： SATBA から入手

⁸ IRAN RENEWABLES SECTOR UPDATE Herbert Smith Freehills 2017 LEILA HUBEAUT PARTNER, PARIS JOANNA ADDISON PARTNER, DOHA ERGEN EGE AVOCAT, PARIS

表 2-21 Installed Power Plant with Non-Governmental Sector (Feb, 2018)

No	Project Name	Capacity	Construction Site	Date of Operation
Wind Power Plant				
1	Mapna-Kahak 1	5	Takestan ,Qazvin	July 2014
2	Mapna-Kahak 2	20	Takestan ,Qazvin	January 2015
3	Mapna-Kahak 3	30	Takestan ,Qazvin	February 2017
4	Behin Ertebet Mehr	2.5	East Azerbaijan	
5	Agh Kand	23.8	Siahpoosh, Qazvin	
6	Binalood	28.4	Neishabour, Khorasan Razavi	September 2010
7	Dizbad	4	Neishabour, Khorasan Razavi	January 2017
8	Tavan Bad	0.66	Khaf, Khorasan Razavi	January 2017
9	Fanavar Energy Pak	1.5	Khaf, Khorasan Razavi	September 2016
Total		115.86	MW	
Solar Power Plant				
10	Atrian Parsian	0.514	Malard, Tehran	May 2018
11	Pak Bana	0.228	Qom	September 2018
12	Aftab Mad Rah Abrisham	35	Hamadan	December 2018
13	Tara Moshaver	0.215	Shams Abad, Alborz	January 2018
14	Ghadir Energy	10	Jarghouyeh, Esfahan	April 2018
15	Mehran Energy Arvand Co.	1.2	Rafsanjan, Kerman	July 2018
16	Tose-e Faragir Jask Co.	10	Mahan, Kerman	July 2018
17	Solar Energy Arka Co.	10	Mahan, Kerman	July 2018
18	Abouyand Co.	1.313	Damghan	December 2018
19	Sanaye Siman Shahrekord	1.5	Shahrekord	December 2018
20	Energy_e_Nou Atieh	10	Yazd	January 2018
		10	Sistan&Balouchestan, Zahedan	
21	Iran Tablou Co.	0.63	Nazar Abad, Albourz	January 2018
22	Behnad Energy Pars Lian Co.	4	Sarvestan, Fars	January 2018
23	Pars Ray Energy Bahar Co.	10	Ray, Tehran	
24	Aftab Kavir Part	10	Khosef, South Khorasan	
Total		114.6	MW	
Biomass Power Plant				
25	Municipality of Mashhad	0.6	Mashhad, Khorasan Razavi	September 2009
26	Niroo Sabin Aria	1.06	Shiraz, Fars	September 2009
27	Kian Group	1.9	Abali, Tehran	-
	Water and Waste Water			
28	Management Company of Tehran	4	Rey, Tehran	October 2010
29	Tadbir Tosee Salamat	3	Kahrizak, Tehran	January 2016
Total		10.56	MW	
Small Hydro Power plant				
30	Modiriat Tosee Energy Mashhad	0.44	Mashhad, Khorasan Razavi	March 2014
31	Parsina Nano Danesh	0.24	Arak, Markazi	2015
32	Pardisan Sazeh Tarahan	0.17	Brojerd, Lorestan	March 2016
33	Farab	10	Kordestan	March 2016
34	Roushd Sanaat	2.7	Qom, Delijan	July 2018
35	Sabz Mah Ab Co.	6.3	Bijar, Gilan	
Total		19.85	MW	
Waste heat recovery				
36	Kesht Sanat Dehkhoda	9.6	Ahwaz	2017
Total		9.6	MW	
Total		270.47	MW	

出典：SATBA から入手

(3) 再生可能エネルギー開発計画

上表のとおり完成している容量は目標の 5GW には及ばない。

・民間開発計画

建設許可が出ている発電所の発電容量は 3000MW 程度であり、許可の有効期間は 6 ヶ月である。有効期間中に環境・グリッド接続、土地利用の許可を取る必要がある。建設許可をキャンセルする例は多い。キャンセルする理由は融資の問題と建設予定地の土地を利用できない、グリッド接続の条件が整わないといった理由が多い。また、PPA を締結しているのは下表のとおりである。

表 2-22 Companies with PPA (Jan. 2018)

Item	Power plant	Number of company	Capacity (MW)
1	Biomass	3	6.00
2	Small Hydropower	8	22.00
3	Wind	26	1,339.40
4	Solar (PV)	130	1,529.03
5	Waste heat recovery	5	64.00
	Total	172	2,960.43

出典：SATBA から入手

基本的には PPA を締結していれば開発される可能性は高い為、上記容量は開発されると考えられる。以下の政府開発分を加えても 5GW には及ばないが、第六次 5 カ年計画終了までには時間があるため、2018 年についても FIT を据置にして申請を募集している状況である。今後申請してくる分とあわせて 5GW を達成するとのことである。

・政府（SATBA）開発計画

SATBA が計画・推進している再生可能エネルギー発電所は以下のとおりである。風力では 5 カ年計画において民間、政府合計で 2GW の容量の拡張を掲げている。そのうち実際に建設に着手しているのは 22MW（660MW の 36Unit）にとどまる。受注業者は国内企業の Sabanirou Co.で、Milnader（Zabol）に 18 ユニット、Sarab に 18 ユニットの建設中である。その他 2 プロジェクトを計画中である。一つ目は Maqba に合計 250MW（各 Unit2.5MW）の風力発電設備を建設するプロジェクトで、50MW についてはドイツ企業が建設予定、残り 200MW についてはシーメンスと協議中である。二つ目は 106MW の発電設備を建設するプロジェクトで、SATBA と PBO で協議中である。

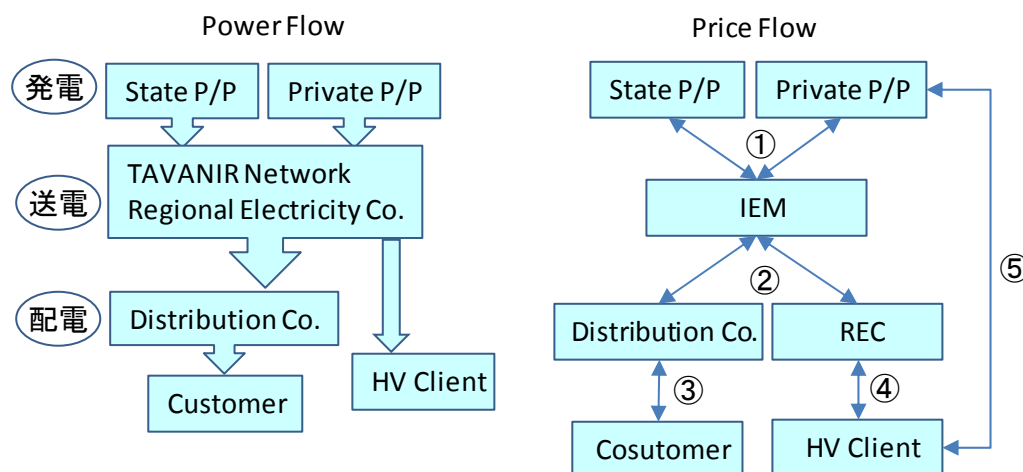
・民営化

政府は SATBA が所有している再生可能エネルギー発電所を民営化していく方針を持っている。具体例として、北部の風力発電所は民営化（売却）しており、この売却により SATBA 所有の風力発電所の容量は 168MW から 92MW になっている。しかし、SATBA によれば発電所建設によるインフラ整備に業務を集中させているため、現状ではその他の発電所を民営化する予定はないとのことである。

2.6 電力取引

2.6.1 電力流通経路

イランには独自の電力取引形態および取引価格制度がある。以下その概略について説明する。



出典：入手データから調査団作成

図 2-15 Power flow and Price flow

かつてのイランの電力セクターは TAVANIR の事実上の独占状態であったが、分社化や自由化により大きく変化している。発電部門では多くの発電所が民営化され、火力発電部門が分社化され TPPH が設立されている。地域配電会社も民営化（TAVANIR の関係会社）されている。地域電力会社は TAVANIR 傘下のままであるが、かつての地域の発電、送電、配電を管轄する会社から、送電を管轄する会社となっている。

電力流通形態は多くの国のように、発電会社から TAVANIR の送電網で送られ、地域配電会社の配電網から一般顧客に販売される。一部の高圧、超高圧顧客には送電網から直接販売されている。

一方、価格の流れは実際の電力の流れとは少し異なる。発電された電力は電子電力卸売市場である、IEM（Iranian Electricity Market）を通じて販売され、IEM から見て売り手価格①と買い手価格②が付けられる。IEM で電力を購入した送電会社は VHV(Very High Voltage) 及び HV(High Voltage)顧客に販売し④、配電会社はその他の顧客に販売する③。また、民間発電事業者は VHV 及び HV 顧客と二者間で販売契約を結ぶことができる⑤。また、上表の例外として ECA 契約と再生可能エネルギーがある。以下 IEM 及び各電力価格について概略を説明する。

2.6.2 電力卸売市場自由化

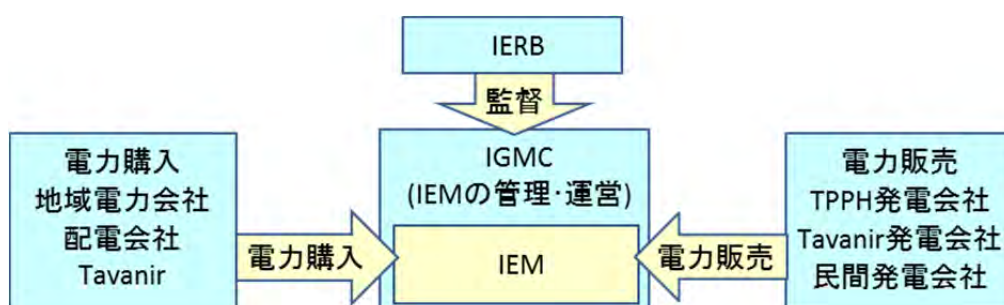
(1) IEM の概要

IEM は IGMG が運営、管理する電子ネットワークによる電力卸売市場である。イラン電力規制委員会（Iran Electricity Regulatory Board (IERB)）が市場を規制している。

IEM への参加者は、電力を供給するサイドでは、国内の発電会社がほとんどで、TPPH 傘下の火力発電会社、TAVANIR 傘下のその他の発電会社、民間発電会社である。その他もあ

るようだが、IGMC によると無視可能な販売量とのことである。電力需要側は配電会社（一般顧客に販売）、地域電力会社（送電線から直接購入する顧客に販売）、TAVANIR（輸出用）である。

IERB の委員会では他国の電力市場の調査が行われ、IEM のモデルが提案された。このモデルに基づいて、2003 年 9 月に閣僚評議会によって「電力規制の売買」が制定された。2003 年 11 月 23 日に IEM を正式に運用開始した⁹。



出典：入手データから調査団作成

図 2-16 IEM の概要

1) IGMC¹⁰

IGMC はイラン電力業界の再編成のために 2004 年の予算法の注釈 12 号の G 条に基づいて設立され、2005 年の後半に活動を開始している。その目的と活動の範囲は以下のとおりである。

- 国の電力供給を確保し、ネットワークの安全性及び持続的な維持のために、国のネットワークを開発・送信することを実施し、モニターする。
- 送電・配電するために、政府および非政府の参加者のためにネットワークへのオープンアクセスを提供する。
- 競争的取引のための条件を整備し、電力市場を設立し、運営し、発展させる。
- エネルギー省の権限の及ぶ範囲で、電力供給を確保し、非政府機関の活動を活発化し、発電及び配電において競争を導入するために効果的な政策を採用し、必要な方策を実施する。

2) Iran Electricity Regulatory Board (IERB)¹¹

エネルギー大臣令によって、電力システムの再編と再規制の必要性から、IERB は 2003 年に設立された。

IERB は電力市場を監督する政府当局であり、電力市場環境における公平性と正義を保証

⁹ IGMC の HP

<http://www.igmc.ir/en/Company-units/Deputies/Electricity-Market/Market-in-depth#1740154-introduction-to-iem>

¹⁰ IGMC の HP <http://www.igmc.ir/en/>

¹¹ IGMC の HP

<http://www.igmc.ir/en/Company-units/Deputies/Electricity-Market/Market-in-depth#1740153-regulatory-board>

している。具体的な活動として、市場法に基づき市場運営者が採用する執行手続きの適合性を監視する。また、システムおよび市場オペレーターとして機能する IGMIC を含むすべての市場参加者の機能および関係を観察する。最後に、IERB は市場プレイヤーの請求を処理する権限を持っている。

(2) IEM での取引

自家発電を除いて、国内で発電された電力は IEM を通じて売買され、IEM での取引は IGMIC により管理・運営され、IERB に監督される。例外は Energy Conversion Agreement (ECA)、Power Purchase Agreement (PPA) 及び再生可能エネルギーである。そのうち PPA は制度はあるが現状では採用している発電所はないとのことである。IEM で取引される電力市場は the day-ahead market, the power exchange, and bilateral contract の 3 種類である。

1) Day Ahead Market

IEM のメインの市場であり、翌日の電力のオークションである。IEM で取引される電力のうち約 90%はこの取引である。発電所は、電力供給の前日に入札を提出する。売り手の入札は価格と数量を提出する。顧客は購入量のみを提出する。この仕組みは売り手のための片面オークションである。

販売入札			販売入札集計			
会社	数量	価格@	価格@	会社	数量	累積
A	20	120	100	C	10	10
	10	140	110	B	30	40
B	30	110	120	A	20	60
	20	170	130	D	30	90
C	10	100	140	A	10	100
	20	150	150	C	20	120
D	40	130	160	D	10	130
	10	160	170	B	20	150

出典：入手データから調査団作成

図 2-17 Day Ahead Market 価格決定の仕組み

Day Ahead Market では Auction により一律に価格が決まる訳ではなく、買手の総購入量までの札が全て落札される。上図の例示で説明すると、売り手の入札が上図であった場合で、買手の需要を積算したのが 110 だとする。その場合には販売入札集計の累積の欄で 110 までは落札となる。価格で 100 から 140 までを入札した札は全量が落札され、価格 150 の札のうち数量 10 が落札となる。価格上限は、規制委員会が売り手の最大入札価格を制限することによっても決定される。以下の表が IEM の取引量、取引額、販売単価の経緯である。

表 2-23 Day ahead market の入札推移

Year	Auction (MWh)	Bilateral + Exchange	Sold amounts IRR Mil	Unit price IRR/kWh
2011-12	221,480,240	0	88,881,067	401
2012-13	237,840,481	0	95,182,381	400
2013-14	250,892,134	2,926,134	122,582,186	494
2014-15	263,852,290	20,130,990	151,532,510	622
2015-16	270,217,289	48,710,541	157,433,606	711
2016-17	279,179,375	23,453,499	155,143,081	607

2017-18	298,157,624	31,662,431	155,723,909	584
---------	-------------	------------	-------------	-----

Note: 2016-17 年度での Bilateral, Exchange の数量の資料は見つからなかった

出典：IGMC

取引量は年々増加しており、電力需要の増加と呼応している。取引単価は 2015-16 年度までは増加していたが、それ以降は減少している。これは後述する電力製造原価（但し、製造原価は送電・配電を含めた電力全体のもの）に対応しているように見える。原価は 2014-15 年度が最高額でその後は減少に転じている。原価は年度終了後にならないと確定しないため、取引単価とはピークに 1 年の差が出ているものと思われる。

また、IGMC の平均購入単価の内訳は以下のとおりである。販売価格には電力価格の他に、Capacity Payment と Ancillary Service Payment とが含まれている。Capacity Payment は追加の発電能力を開発する目的で、IEM に解放している容量に応じて売手に支払われる。Ancillary Service Payment は電力の質に対する対価で、各発電所はマーケットオペレーターに対してサービスの種類を申請して、マーケットオペレーターがその質に応じて価格を計算する。申請できる Ancillary Service の種類は Self-start (black start) power plants、周波数調整、無効電力である。

表 2-24 IGMC 電力購入価格の内訳 (IRR/kWh) ¹²

Year	Energy Rate	Capacity rate	Ancillary service	Total
2013-14	341	152	2	496
2014-15	427	193	4	624
2015-16	421	291	4	717
2016-17	364	242	3	609
2017-18	339	232	14	585

出典：IGMC

2) Power exchange

Power exchange は電力先物取引である。基本的に買手と売手が価格、数量、期間数量等の条件について合意すれば取引成立となる。売手については民間発電業者のみがこの制度を利用できる。また、発電ユニットごとに Power exchange で取引できる電力量の上限が決められている。売手、買手ともに Power exchange による取引は、Day Ahead Market での取引から除外される。

3) Bilateral contracts

売手と買手で直接交渉して価格を決定する方法である。売手と買手は価格や数量について自由に交渉することができる。但し、取引はシステムオペレーターに申請して承認を得る必要がある。Bilateral contracts は殆どが長期契約となっている。

4) 買手価格

前述のとおり、IEM は片側オークションであり、売手は競争原理に基づいた入札を行うが、買手は購入希望の数量のみを申請する。IGMC は買手の代わりに、買手の申請した電力

¹²電力の単価が 表 2-24 表 2-25 表 2-26 で異なるのは、それぞれ発電所での発電量、IGMC が実際に購入した量、IGMC が販売した数量を分母としているところ、計測場所が発電所から遠くなると送電ロスが増えて分母が少しずつ小さくなるためである。

を購入し、買手に販売する。買手への販売価格は IGMC が購入した金額を販売量で除した額である。送電線使用料は IGMC が場所（送電距離）、使用時間、電圧により計算して、公表している送電レートと送電料とで計算される。以下は買手への平均販売価格の内訳である。

表 2-25 IGMC 販売価格の内訳 (IRR/kWh) ¹³

YEAR	Energy rate	Transmission fee	Total
2013-14	435	66	502
2014-15	631	80	717
2015-16	721	142	895
2016-17	630	147	777
2017-18	612	135	747

出典：IGMC

(3) 電力卸売市場以外での取引 ECA & Renewable energy

上記のとおり、基本的には発電して TAVANIR のネットワークを利用して販売される電力は IEM で取引されるが、例外もある。ECA 契約と再生可能エネルギーである。

1) Energy Conversion Agreement (ECA)

TPPH の ECA 契約期間中における契約発電所からの電力買取価格は、ECA 契約に準じる価格である。既存の BOO 契約は個別に契約してきたため、統一的な価格はなく、個別の契約により電力買取価格が異なる。目安は 2.6US Cent/kWh である。

2) Renewable energy

FIT に基づき PPA を締結する。再生可能エネルギーの利用を促進するために、エネルギー省は再生可能エネルギーを利用して発電する民間発電所から電力を購入する義務がある。2011 年に導入された法律は、エネルギー省が 20 年間の保証付き料金による長期契約で電力を購入することを義務付けたものである。これらの保証価格は、現地の CPI とドルの為替レートに連動して調整される¹⁴。以下は 2015 年以降での再生可能エネルギー発電の買取料金である。FIT は毎年改定すると規定されているが、2018 年 7 月の時点で 2016 年での改定された価格が適用されている。

民間発電所は原則として送電網へ接続するが、7MW 未満については状況次第で配電網に接続することもある。地理的、接続状況によりケースバイケースで決める。屋上 PV のような少量発電(風力 1MW 以下、PV100kW 以下)については基本的に配電網に接続する。

PPA は発電業者と SATBA とで締結するが、少量発電では SATBA と DSO（各配電会社）が契約し、DSO は SATBA の代理人として、少量発電のメーター読み取り、支払書の作成、代金支払い等を代行する。DSO が支払した分は SATBA が DSO に支払っている。SATBA が所有している発電所が発電した分や SATBA が民間から買い取った電力は配電網、送電網

¹³ 電力の単価が 表 2-23、表 2-24、表 2-25 で異なるのは、それぞれ発電所での発電量、IGMC が実際に購入した量、IGMC が販売した数量を電力単価計算の分母としているところ、計測場所が発電所から遠くなると送電ロスが増えて分母が少しずつ小さくなるためである。

¹⁴ Iran power sector Enough to double GDP, Sector overview Equity Research 20 January 2016, Renaissance Capital

を通じて消費者に届けられる。SATBA の歳入は基本的に政府からの予算である。

表 2-26 再生可能エネルギー発電の買取価格

(IRRs per kWh)

No	Technology type		2015	2016-18
1	Biomass	Landfill	2,900	2,700
		The anaerobic digestion of manure, sewage and agriculture	3,150	3,500
		Incineration and waste gas storage	5,870	3,700
2	Wind farm	above 50 megawatt capacity*	4,060	3,400
		with the capacity of 50 MW and less	4,970	4,200
3	Solar farm	above 30 megawatt capacity*	5,600	3,200
		with the capacity of 30 MW and less		4,000
		with the capacity of 10 MW and less	6,750	4,900
4	Geothermal (including excavation and equipment)		5,770	4,900
5	Waste Recycling in industrial processes		3,050	2,900
6	Small hydropower with the capacity of 10 MW and less	Installation on the rivers and side facility of dams	3,700	2,100
		Installation on the pipelines		1,500
7	Fuel cell systems		-	4,948
8	Turbo expanders		1,800	1,600
9	Other renewable sources excluding hydropower plants		4,873	-

(IRRs per kWh)

No	Technology type		2015	2016
1	Wind	with the capacity of 1 MW and less	5,930	5,700
2	Solar	with the capacity of 100 kW and less	8,730	7,000
		with the capacity of 20 kW and less	9,770	8,000

* Allocated to the consumers and limited to the connection capacity

出典：SATBA から入手

2.6.3 電力消費者価格

(1) 電力消費者価格の変遷

消費者向け電力価格は法律で決められる。電力消費者価格は政治的判断に影響され、必ずしも TAVANIR の意向が反映されるものではない。そのため、価格改定は毎年行われる訳ではなく、2012 年及び 2013 年は価格改定が見送られている。これは 2010 年 12 月と 2011 年 3 月と連続して価格改定を行っていることと関連していると思われる。現状では売上原価が販売価格より上回っており、TAVANIR は売上原価と販売価格が一致するまで値上げを行うことを想定している。ただし、電力価格は政治的に決定されるため、いつ実現するかは分からないとのことである。

電力消費者価格は消費者タイプ別に価格表が作成されている。以下は数ある価格表のうち代表的な価格表である。

表 2-27 Tariff1 Residential uses

Base Price kWh/IRR

per month(kWh)	2010	2011	2014	2015	2016	2017	2018
Up to 100	270	300	372	409	450	458	490
Over 100-200	320	350	434	477	525	534	571
Over 200-300	720	750	930	1,023	1,125	1,144	1,224
Over 300-400	1,300	1,350	1,674	1,841	2,025	2,059	2,303
Over 400-500	1,500	1,550	1,922	2,114	2,325	2,365	2,531
Over 500-600	1,900	1,950	2,418	2,660	2,926	2,976	3,184
Over 600	2,100	2,150	2,666	2,933	3,226	3,281	3,511

出典：TAVANIR

表 2-28 Tariff2 Public uses

Year	Tariff code		with power above 30 kW				with 30 kW power or less			
			Power price (kW/IRR)	Energy price (kWh/IRR)			Power price (kW/IRR)	Energy price (kWh/IRR)		
				Middle load hours	peak load hours	Low load hours		Middle load hours	peak load hours	Low load hours
2010	A-2	1	30,000	1,000	2,000	500	-	1,200	2,400	600
		2	25,000	300	600	150	-	400	800	200
	B-2		12,000	150	300	75	-	200	400	100
2011	A-2	1	30,000	1,100	2,200	550	-	1,300	2,600	650
		2	25,000	340	680	170	-	440	880	220
	B-2		12,000	190	380	95	-	240	480	120
2014	A-2	1	37,200	1,364	2,728	682	-	1,612	3,224	806
		2	31,000	422	844	211	-	546	1,092	273
	B-2		14,880	236	472	118	-	298	596	149
2015	A-2	1	44,640	1,637	3,274	819	-	1,934	3,868	967
		2	37,200	506	1,012	253	-	655	1,310	328
	B-2		17,856	283	566	142	-	358	716	179
2016	A-2	1	49,104	1,801	3,602	901	-	2,127	4,254	1,064
		2	40,920	557	1,114	279	-	721	1,442	361
	B-2		19,642	311	622	156	-	394	788	197
2017	A-2	1	49,939	1,832	3,664	916	-	2,163	4,326	1,082
		2	41,616	566	1,132	283	-	733	1,466	367
	B-2		19,976	316	632	158	-	401	802	201
2018	A-2	1	53,435	1,960	3,920	980	-	2,314	4,658	1,107
		2	44,529	707	1,212	303	-	784	1,068	392
	B-2		21,374	338	679	169	-	429	808	215

出典：TAVANIR

表 2-29 Tariff3 production uses (water and energy)

Year	Tariff code	with power above 30 kW				with 30 kW power or less			
		Power price (kW/IRR)	Energy price (kWh/IRR)			Power price (kW/IRR)	Energy price (kWh/IRR)		
			Middle load hours	peak load hours	Low load hours		Middle load hours	peak load hours	Low load hours
2010	A-3	-	135	270	68	-	135	270	68
	B-3	12,000	175	350	88	-	215	430	108
	C-3	Option 1	20,000	225	450	113	-	325	650
		Option 2	-	325	650	163			
2011	A-3	-	80	160	40	-	80	160	40
	B-3	12,000	155	310	78	-	195	390	98
	C-3	Option 1	20,000	205	410	103	-	305	610
		Option 2	-	305	610	153			
2014	A-3	-	100	200	50	-	100	200	50
	B-3	14,880	194	388	97	-	242	484	121
	C-3	Option 1	24,800	254	508	127	-	378	756
		Option 2	-	378	756	189			
2015	A-3	-	110	220	55	-	110	220	55
	B-3	16,368	213	426	107	-	266	532	133
	C-3	Option 1	27,280	279	558	140	-	416	832
		Option 2	-	416	832	208			
2016	A-3	-	121	242	61	-	121	242	61
	B-3	18,005	234	468	117	-	293	586	147
	C-3	Option 1	30,008	307	614	154	-	458	916
		Option 2	-	458	916	229			
2017	A-3	-	123	246	62	-	123	246	62
	B-3	18,311	238	476	119	-	298	596	149
	C-3	Option 1	30,518	312	624	156	-	466	932
		Option 2	-	466	932	233			
2018	A-3	-	122	264	66	-	132	264	66
	B-3	19,593	255	510	128	-	319	638	160
	C-3	Option 1	32,654	334	668	167	-	499	998
		Option 2	-	499	998	250			

出典：TAVANIR

表 2-30 Tariff4 Production uses (industry and mine)

Year	Tariff code		with power above 30 kW				with 30 kW power or less			
			Power price (kW/IRR)	Energy price (kWh/IRR)			Power price (kW/IRR)	Energy price (kWh/IRR)		
				Middle Load Hours	Peak Load Hours	Low Load Hours		Middle Load Hours	Peak Load Hours	Low Load Hours
2010	A-4	Option 1	32,000	340	680	170	-	440	880	220
		Option 2	12,000	390	780	195				
	B-4	Option 1	18,000	200	400	100	-	270	540	135
		Option 2	9,000	240	480	120				
2011	A-4	Option 1	32,000	340	680	170	-	440	880	220
		Option 2	12,000	390	780	195				
		Option 3	-	430	860	215				
	B-4	Option 1	18,000	200	400	100	-	270	540	135
		Option 2	9,000	240	480	120				
		Option 3	-	270	540	135				
2014	A-4	Option 1	39,680	422	844	211	-	546	1,092	273
		Option 2	14,880	484	968	242				
		Option 3	-	534	1,068	267				
	B-4	Option 1	22,320	248	496	124	-	336	672	168
		Option 2	11,160	298	596	149				
		Option 3	-	336	672	168				
2015	A-4	Option 1	47,616	506	1,012	253	-	655	1,310	328
		Option 2	17,856	581	1,162	291				
		Option 3	-	641	1,282	321				
	B-4	Option 1	26,784	298	596	149	-	403	806	202
		Option 2	13,392	358	716	179				
		Option 3	-	403	806	202				
2016	A-4	Option 1	52,378	557	1,114	279	-	721	1,442	361
		Option 2	19,642	639	1,278	320				
		Option 3	-	705	1,410	353				
	B-4	Option 1	29,462	328	656	164	-	443	886	222
		Option 2	14,731	394	788	197				
		Option 3	-	443	886	222				
2017	A-4	Option 1	53,267	566	1,132	283	-	733	1,466	367
		Option 2	19,956	650	1,300	325				
		Option 3	-	717	1,434	359				
	B-4	Option 1	29,963	334	668	167	-	451	902	226
		Option 2	14,981	401	802	201				
		Option 3	-	451	902	226				
2018	A-4	Option 1	56,997	606	1,212	303	-	784	1,568	392
		Option 2	21,374	696	1,392	348				
		Option 3	-	767	1,534	384				
	B-4	Option 1	22,060	356	714	179	-	483	966	242
		Option 2	16,030	429	858	215				
		Option 3	-	483	966	242				

出典：TAVANIR

表 2-31 Tariff5 Other uses

Price Category		2010	2011	2014	2015	2016	2017	2018
with power above 30 kW								
Power price (kW/IRR)		30,000	20,000	24,800	29,760	32,736	33,293	35,624
Energy price (kWh/IRR)	Middle load hours	1,000	1,100	1,364	1,637	1,801	1,832	1,960
	peak load hours	2,000	2,200	2,728	3,274	3,602	3,664	3,920
	Low load hours	500	550	682	819	901	916	980
with 30 kW power or less								
consumption/ month (kWh/month)	Up to 100	1,000	1,100	1,364	1,637	1,801	1,832	1,960
	Over 100-200	1,000	1,150	1,426	1,711	1,882	1,914	2,048
	Over 200-300	1,400	1,200	1,488	1,786	1,965	1,998	2,138
	Over 300-400	1,400	1,250	1,550	1,860	2,046	2,081	2,227
	Over 400-500	1,400	1,400	1,736	2,083	2,291	2,330	2,493
	Over 500-600	1,400	1,600	1,984	2,381	2,619	2,664	2,850
	Over 600	2,000	1,800	2,232	2,678	2,946	2,994	3,206

出典：TAVANIR

上表の各年度での価格改定月は年度により異なり、2010 年度は 12 月、2011 年度は 4 月、2014 年度は 4 月、2015 年度は 2016 年の 3 月である。2016 年度は 9 月である。なお、ペルシャ歴は 3 月途中から 3 月途中までである。

以上の価格表を適用して販売した結果の平均販売単価は以下のとおりである。

表 2-32 電力平均販売単価 (IRR/kWh)

年	住宅	公共	農業	産業	その他	平均	値上率
2005-06	102.74	176.81	21.56	201.57	539.74	152.08	
2006-07	102.92	181.70	21.25	200.41	541.16	152.78	0.5%
2007-08	124.67	159.61	20.97	205.86	507.95	164.98	8.0%
2008-09	119.34	228.92	21.98	204.61	552.36	174.25	5.6%
2009-10	129.00	152.00	21.00	206.00	501.00	165.00	-5.3%
2010-11	142.26	226.53	46.80	263.58	599.10	208.70	26.5%
2011-12	334.84	501.56	125.65	441.91	1275.25	409.48	96.2%
2012-13	337.46	491.01	131.10	427.52	1339.45	407.01	-0.6%
2013-14	364.80	516.30	133.40	442.60	1342.20	418.50	2.8%
2014-15	439.40	617.60	177.90	542.60	1664.00	525.60	25.6%
2015-16	515.56	729.80	192.94	640.26	1965.38	616.90	17.4%
2016-17	538.37	765.44	208.53	675.41	2183.23	662.03	7.3%

出典：Electric power industry in Iran 2014-2015

2010 年度と 2011 年度の価格改定が重なった 2011 年度には販売価格が大きく上昇し、約 2 倍の値上げになっている。その後、2012 年度及び 2013 年度には価格改定が行われず、2014 年になって価格改定が行われている。

また今後も方向性として値上げ基調であると思われるが、価格自体は政治マターであるため、いつ、どのくらいというのは判断がつかない。

(2) VHV、HV 顧客への販売価格

VHV、HV など配電網からではなく、送電線から直接購入する顧客には異なる価格が適用される。基本的には長期契約で、個別の相手ごとに交渉して契約価格を決めるとのこと

ある。

(3) 電力補助金

イランには燃料補助金と予算の 2 種類の電力補助金に相当するものがある。イランでは国内の燃料価格は政府により決定され、発電用は他のカテゴリーよりも安い価格となっている。この国営石油会社や国営ガス会社からの仕入単価と国際価格との差額に相当する金額が燃料補助金として認識される。燃料補助金は計算上認識される性質のものであり、政府から支弁される訳ではない。

TAVANIR や TPPH は法律上では会社であるが、財政的には国の組織でもある。TAVANIR や TPPH は毎年予算を作成しており、予想される歳出と歳入の差は国の予算で負担され、予算の収支が均衡するようになっている。収入は大きく分けて電力収入と国からの支弁である。TAVANIR や TPPH を独立採算性の会社として見れば、国から支弁される予算は実質的な補助金となる。

下表は売上原価と販売価格との比較である¹⁵。下表のとおり、売上原価は販売価格を大きく上回っている。その差額は燃料補助金や予算により補填されてきた。販売価格は上昇してきているが、売上原価との差は大きく、2014 年でも、販売価格は売上原価の半分未満である。

表 2-33 売上原価・補助金・販売価格

(Rial/kWh)

Year	Costs *1	Fuel subsidy	Net Costs	Sales tariff	Net budget *2
年	費用 *1	燃料補助	純費用	販売価格	純補助*2
2004-05	301.0	-	301.0	151.1	149.9
2005-06	316.6	-	316.6	152.1	164.5
2006-07	326.1	-	326.1	152.3	173.8
2007-08	310.0	-	310.0	165.0	145.0
2008-09	397.7	-	397.7	174.3	223.4
2009-10	430.0	-	430.0	165.0	265.0
2010-11	537.4	-	537.4	208.7	328.7
2011-12	1,240.1	649.0	591.1	409.5	181.6
2012-13	-	-	-	407.0	-
2013-14	1,107.0	-	1,107.0	418.7	688.4
2014-15	1,131.0	-	1,131.0	525.6	605.4
2015-16	904.0	-	904.0	616.9	287.1
2016-17	958.0	-	958.0	662.0	296.0

*1 Year 2004-05 to 2010-11 Costs without fuel subsidy year 2011-12 and after costs with fuel subsidy

*2 year 2004-05 to 2011-12 Budget, 2013-14 and after bidgt + fuel subsidy

出典：Electric power industry in Iran 2011-2012、2014-2015

参考：エネルギー補助金

他の中東諸国と同様にイランでもガソリン、軽油、電気等のエネルギーやパン、卵、食用油などの基礎食品など、生活必需品に補助金が付けられてきた。

¹⁵ 2010 年までの燃料補助金や 2012 年の売上原価等入手できていないデータがあるため、表としては不完全である。

2000 年代以降、国内のエネルギー需要が増大するにつれて補助金支出が増大し財政を圧迫し始めた。手始めにガソリン価格は 2007 年から段階的に引き上げが行われ、2014 年までに名目価格ベースではガソリン価格は 7 倍に引き上げられた。これにより補助金は大々的に削減された¹⁶。

2014-2016 年のエネルギー補助金の推移は以下のとおりである。2014 年以降も政府の政策通りにエネルギー補助金は削減されてきているように見える。前に見たようにイランではエネルギー補助金という支出はなく、以下のエネルギー補助金は一定の仮定の元に計算した補助金相当額である。IEA の計算仮定は分からないが、基本的には国際価格と国内流通価格との差であると考ええる。2015 年末以降、原油価格は低迷しているため、国際価格と国内流通価格との差はなくなっている。2016 年以降は政府の政策以上に国際価格の低迷の影響が大きいと思われる。

表 2-34 Fossil-fuel subsidies in IRAN(参考)

USD mil			
Product	2014	2015	2016
Oil	33,754	17,151	16,075
Electricity	13,091	12,254	4,888
Gas	18,766	17,554	13,841
Coal	0	0	0
Total	65,611	46,959	34,804

出典：IEA fossil-fuel subsidies database

表 2-35 Indicators for year 2016(参考)

	Average subsidisation rate (%)	Subsidy per capita (\$/person)	Total subsidy as share of GDP (%)
Iran	65.5%	434.8	9.2%

出典：IEA fossil-fuel subsidies database

¹⁶ 平成 26 年度外務省外交・安全保障調査研究事業（総合事業） 「グローバル戦略課題としての中東—2030 年の見通しと対応—」 第 6 章 補助金と構造改革 小林良和、日本国際問題研究所

第 3 章 自然条件

3.1 概要

現地はテヘランから車で 2 時間弱のところに位置する。

第二次現地調査時には、発電所建設予定地は植物で覆われ表層は砂利混じりのシルト質細砂で覆われていた。シャヒード・ラジャーイー発電所構内の北側の境界線近辺は樹木があり、工事開始前には抜根も含め除去する必要がある。またサイト中心にはケーブルトレンチがあり、1 本のケーブルが存在している。また既存の構造物が数か所存在し、コンクリートパイプも現場に置かれており、これも工事前に撤去の必要がある。

土中の土性については、基礎などの基本設計のため現地ボーリング調査および室内土質試験を実施し、詳細を確認した。



出典：調査団にて撮影

図 3-1 候補地の写真

3.2 現地地質条件

イラン国シャヒード・ラジャーイー発電所構内に新設される高効率・低環境負荷のガスコンバインドサイクル発電機を建設する用地の自然状況等に問題無いか、地質調査・地形測量・インフラ調査等の現地調査にて確認を行った。実施内容の詳細は、3.2.1 章以降に記述する。

3.2.1 地盤状況

現地再委託のローカルコンサルタントによるボーリング調査を 2017 年 7 月に実施した。その結果の取り纏めおよび現地地盤に関する考察を行った。

調査数量は以下の通り。なお、数量は現地の地盤状況により決定した。

(1) 調査数量及び位置

1) Field Work

The items and quantities of the field work are as follows:

- a) Boring : 5 points (BP1-BP5)
: 100 m in length at 1 boring point and 30 m in length at 4 boring points, 220m

in total length

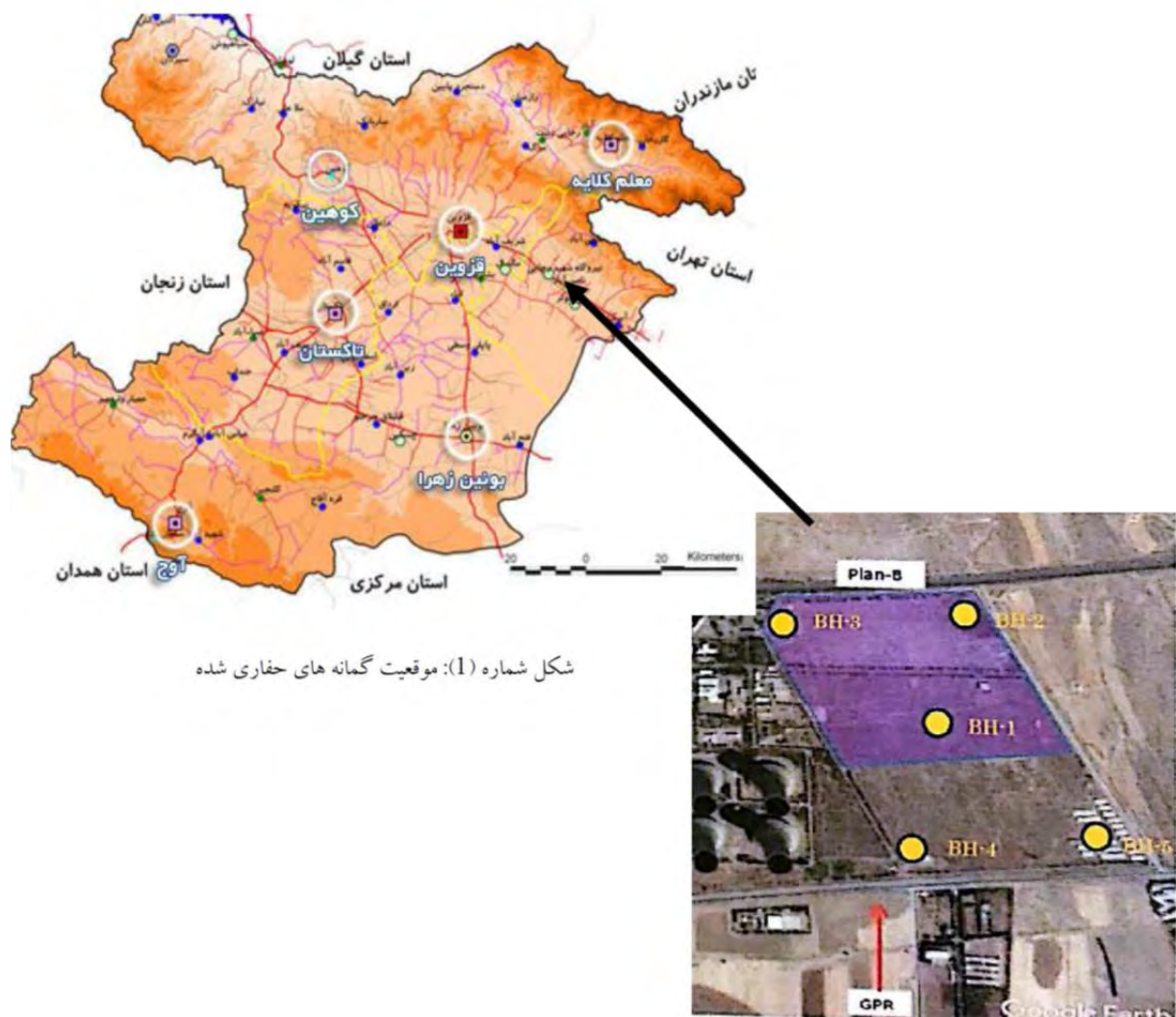
b) Standard Penetration Test : Every 1 meter intervals (Total 170 sets at most)

2) Laboratory Test

The items and quantities of the laboratory test are as follows:

- | | | |
|---------------------------|-------------|----------------|
| a) Particle-size Analysis | : 63 pieces | of all samples |
| b) Atterberg Limits | : 63 pieces | of all samples |
| c) Specific Gravity Test | : 5 pieces | of all samples |
| d) Direct Shear Test | : 5 pieces | of all samples |
| e) Chemical Test | : 5 pieces | of all samples |

ボーリング位置は下図の通り。



出典：Google Erath を活用し、調査団にて作成

図 3-2 Location of the bore holes

表 3-1 Coordinates of the bore holes

Row	BH No.	X	Y	Z	Depth (m)
1	BH-1	437591	4001253	1286	100
2	BH-2	437984	4001564	1303	30
3	BH-3	437545	4001779	1300	30
4	BH-4	437209	4000977	1283	30
5	BH-5	437674	4000631	1282	30

出典：調査団にて作成

3.2.2 地質調査結果

上記の調査により、表 3-2 に各深さでの土質の最大、最小密度を示す。

表 3-2 最大および最小密度

Sample No.	Depth (Cm)	Maximum Density (gr/cm3)	Minimum Density (gr/cm3)
BH-1	2.00-6.00	1.98	1.80
BH-2	3.00-7.00	1.93	1.75
BH-3	3.00-4.00 & 6.00-9.00	1.95	1.77
BH-4	3.00-6.00 & 9.00-10.00	1.91	1.75
BH-5	3.00-6.00 & 9.00-10.00	1.96	1.79

出典：調査団にて作成

また、表 3-3 ボーリングごとの各深さにおける粘着力および摩擦角を示す。

表 3-3 力学試験結果

BH NO	DEPTH (m)	C (Kg/ Cm2)	Φ (Deg.)
BH-1	2.00-6.00	0.04	35.4
BH-2	3.00-7.00	0.06	34.6
BH-3	3.00-4.00 & 6.00-9.00	0.05	34.8
BH-4	3.00-6.00 & 9.00-10.00	0.08	33.8
BH-5	3.00-6.00 & 9.00-10.00	0.04	36.1

出典：調査団にて作成

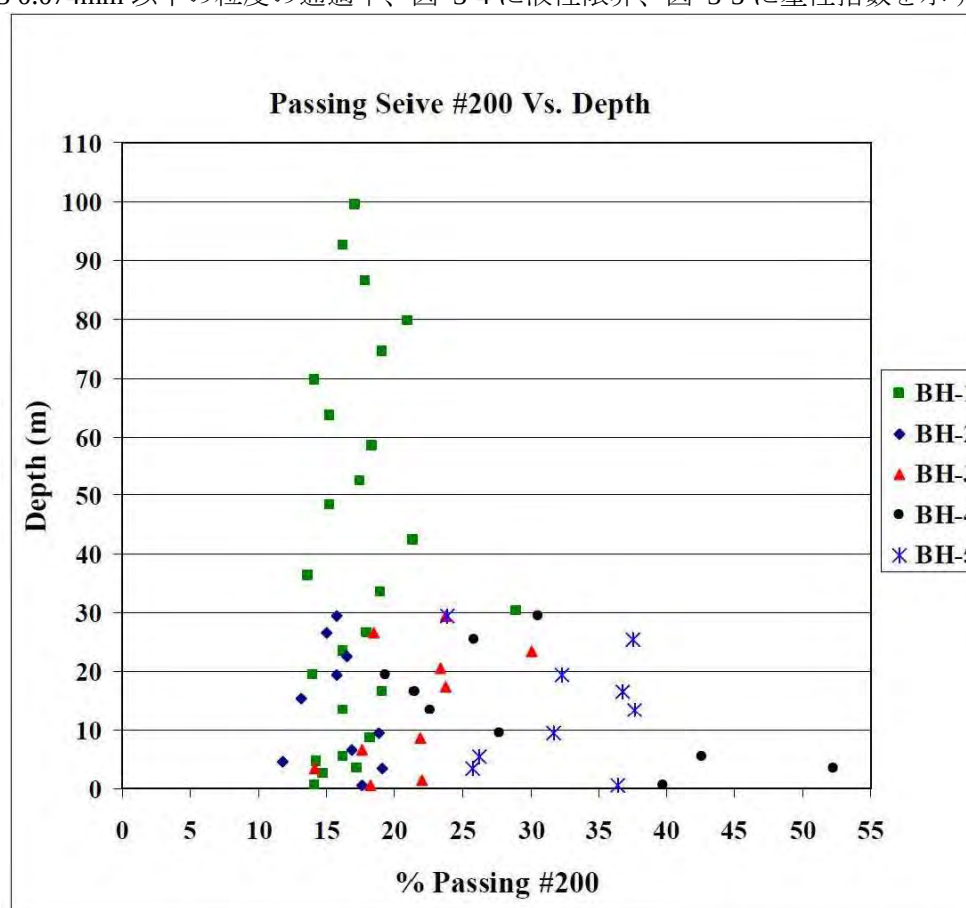
さらに、表 3-4 に深さごとの化学成分結果を示す。

表 3-4 化学成分試験結果

Sample No:	DEPTH	PH	Cl ⁻	So ₄ ²⁻	T.D.S
	(cm)	(at 25 °C)	WT %	WT %	WT %
BH-1	2.00-3.00	7.6	0.01	0.25	2.55
BH-2	3.00-4.00	7.8	0.02	0.28	2.86
BH-3	1.00-2.00	7.5	0.02	0.16	2.33
BH-4	3.00-4.00	7.6	0.01	0.35	2.54
BH-5	3.00-4.00	7.7	0.02	0.21	2.48

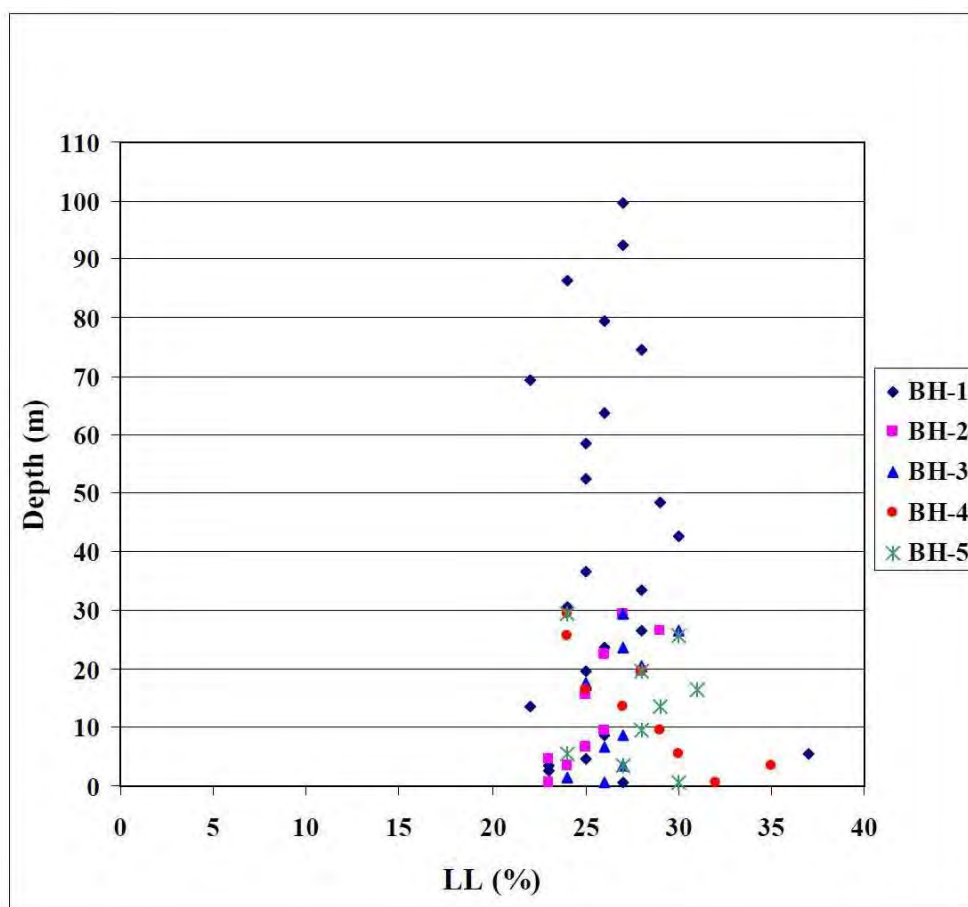
出典：調査団にて作成

図 3-3 0.074mm 以下の粒度の通過率、図 3-4 に液性限界、図 3-5 に塑性指数を示す。



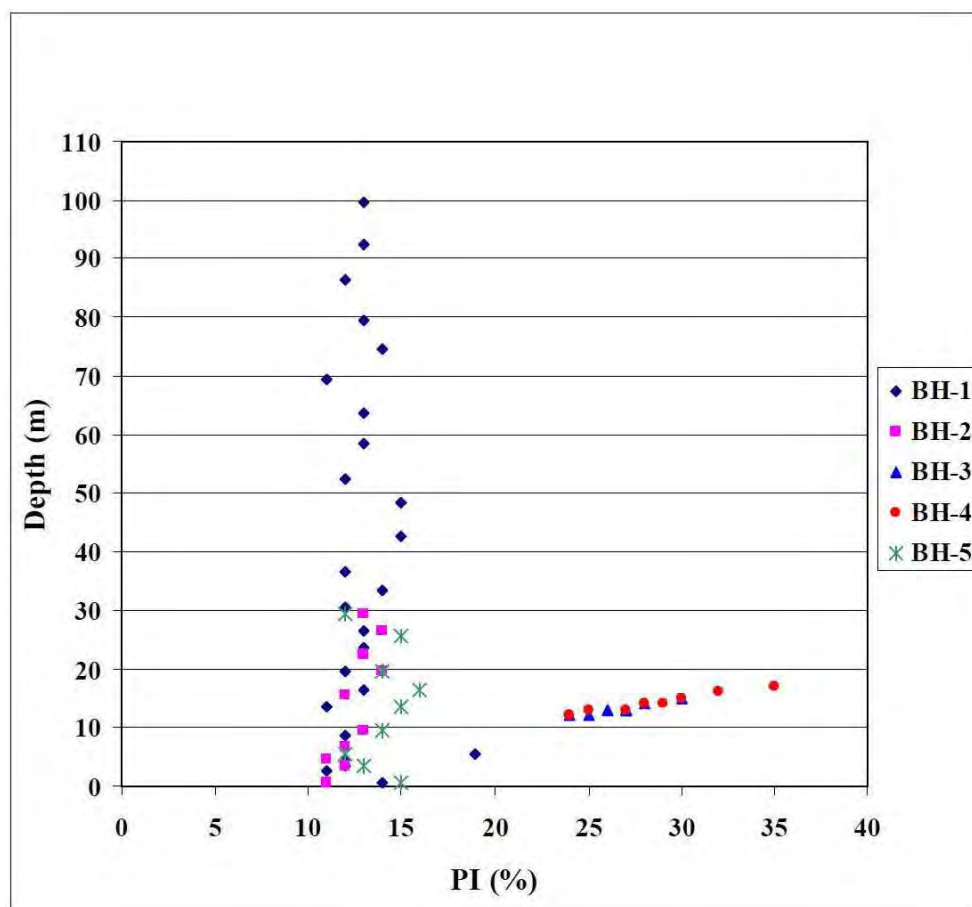
出典：調査団にて作成

図 3-3 粒度通過率



出典：調査団にて作成

図 3-4 液性限界 (Liquid Limit)



出典：調査団にて作成

図 3-5 塑性指数(Plasticity Index)

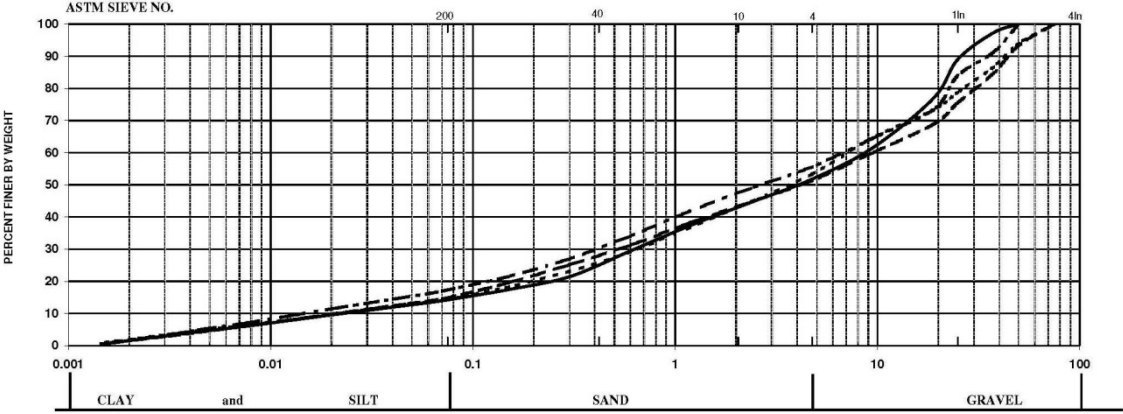
図 3-6 に現地の代表的土質柱状図を示す。全体として、5 箇所について大きな差異は見られなかった。

GEOLOGICAL BORING LOG																			
DEPTH (CM)	RUN NO. SAMPLE NO.	GEOLOGICAL PROFILE	DESCRIPTION	RECOVERY %	R.Q.D. %	MISSING CORE	DRILLING RATE cm/min	HOLE SIZE mm	CASING SIZE & DEPTH	SPT N.	Sample No	Unified Class	REMARK						
0	R-1		0.0-2.00 m Brown, Sandy GRAVEL with Clay dry, very dense, coarse grains are angular well graded.	100					116	SPT=1.0 m 50/3	D(C.B)-1								
1	R-2		2.0-2.80 m Brown, Sandy GRAVEL ,Clay, dry, very dense, coarse grains are angular, with Pebble							SPT=2.0 m 24/15 43/15 50/15	D(C.B)-2								
2	R-3									SPT=3.0 m 29/15 50/12	D(C.B)-3								
3	R-4									SPT=4 m 50/6	D(C.B)-4								
4	R-5		2.80-10.0 m Brown, Sandy GRAVEL with Clay dry, very dense, angular well graded.	-	-	-	-	101	-	SPT=5.0 m 20/2	D(C.B)-5			D(C.B)-6					
5	R-6									SPT=6.0 m 50/14									
6	R-7									SPT=7.0 m 50/11									
7	R-8									SPT=8 m 50/8									
8	R-9									SPT=9.0 m 50/8									
9	R-10																		
10																			
REMARKS :																			

出典：調査団にて作成

図 3-6 現地の代表的(BH-1)土質柱状図

図 3-7、表 3-5 に代表的な粒径分布図、表を示す。



出典：調査団にて作成

図 3-7 代表的な(BH-1)粒径分布図

表 3-5 代表的な(BH-1)粒径分布表

DEPTH	SYMBOL	M.C.	L.L.	P.I.	UNIFIED	Passing	Passing	Passing	Passing	Passing	Passing	Passing	Passing	Passing	Passing	Passing	Passing
m.		%	%	%	CLASS	50 mm	37.5 mm	25 mm	19 mm	9.5 mm	4.75 mm	2.36 mm	1.18 mm	0.6 mm	0.3 mm	0.15 mm	0.075 mm
						(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
0.00-1.00	—	—	27.0	14.0	GC	100.00	97.31	89.07	77.03	61.55	51.74	44.45	37.25	29.39	21.39	17.38	14.18
2.00-3.00	— —	—	23.0	11.0	GC	93.33	84.72	75.56	68.89	60.00	51.30	44.63	38.13	31.19	25.08	19.52	14.80
3.00-4.00	— — —	—	23.0	12.0	GC	100.00	91.29	84.00	73.46	64.49	55.59	48.89	41.78	34.04	26.95	21.46	17.27
4.00-5.00	— — — —	—	25.0	12.0	GC	93.94	86.67	78.79	73.33	64.61	53.32	44.58	36.70	29.13	23.07	18.22	14.28

出典：調査団にて作成

設計用の指針として考えられる、代表的土性パラメータを表 3-6 に示す。

表 3-6 代表的土性パラメータ

Parameter	Unit	Materials of the second layer
Classification	-	GC and SC
Cohesion (C)	kg/cm ²	0.0 – 0.05
Internal friction angle (φ)	Degree	34 – 37
Natural specific weight (γ)	t/m ³	1.85 – 1.95
Modulus of elasticity (E)	kg/cm ²	700 – 1200
Poisson's ratio (γ)	-	0.29 – 0.31
Over-consolidation ratio (OCR)	-	> 5

出典：調査団にて作成

3.2.3 地質に関する考察

(1) 現地の状況の地質

- ・ 粒度分布結果から調査地点全域で礫質土が出現する事が判る。大部分は礫～砂だが細粒分には粘土も含む。(図 3-6)
- ・ 地盤の強度試験結果から礫を除く土質部分は N 値が 20 程度の締まった砂である。(図 3-6)
- ・ 地盤は基本的に砂利混じり砂で 0.075mm 下（細粒分）が 20%以下なので、施工時に地盤が水分の吸収を受けた場合（降雨など）、地盤の粘土分によるぬかるみ、緩む等の影響はない。(図 3-6)
- ・ 細粒分に粘土が多いが、0.075mm 以下の割合が 20%以下の礫混じり砂なので埋戻し土として使用可能と判断した。(図 3-3)
- ・ 土質柱状図から見ると、表層から締まった（N 値>50）の砂質礫より構成されている。(図 3-6)
- ・ 塑性指数、液性限界に関しては図 3-4 図 3-5 に示されたとおりである。塑性指数は全体的に 10~15%に集中している。液性限界は 20~30%に集中している。

(2) 現地の化学成分

- ・ 化学成分試験結果から PH 値は全域で中性～弱アルカリ性なのでコンクリートへ与える影響はない。(表 3-4)
- ・ 発電所建設予定敷地の土中には硫酸イオンが考えられるため、対応する耐硫酸塩セメントを使用する必要がある。さらに、安全のため土に直接接するコンクリート表面に瀝青財（アスファルト）を塗布することを推奨する。(表 3-4)

3.2.4 地下水状況

現地再委託のローカルコンサルタントによるボーリング調査時に地下水位の確認を行った。第 2 次現地調査時の発電所スタッフへの聞き取りによれば、既設発電所で使用している井戸の水位に基づく地表面より 40m 以深に地下水が存在する。

ボーリング調査時の地下水位モニタリングの結果、ボーリング深度が GL-30.0m の BH-2 ～5 では地下水が確認出来ず、BH-1 にて GL-64.5m を確認した。

3.3 現地地形条件

3.3.1 地形状況

現地再委託のローカルコンサルタントによる地形測量を実施した。その結果の取り纏めおよび現地地形に関する考察を記述する。

(1) 測量範囲

測量範囲は、下図に示す Plan-B の新規発電所建設エリアだけではなく、新設する Administration Building や Switchyard のエリアもカバーするような約 75 ヘクタールの範囲とした。測量範囲は下図の通り。



出典：Google Earth をもとに調査団にて作成

図 3-8 測量範囲

1) ベンチマーク

ベンチマークについては、仮ベンチマークを Plan-B エリア内の敷地に 10 箇所設置した。各ベンチマークの UTM 座標と標高は発電所付近の国家基準点 (Grade 2 national bench mark : NCC/040-007) を既知点として利用し、GPS デバイスを用いて調整した。各ベンチマークの座標位置及び標高は以下の通り。

表 3-7 Coordinates of the bench marks

Row	TBM No.	X	Y	H
1	TBM-1	437885.202	4001601.521	1298.176
2	TBM-2	437612.405	4001787.059	1297.641
3	TBM-3	437469.541	4001578.388	1292.106
4	TBM-4	437510.635	4001356.638	1289.01
5	TBM-5	437393.445	4001239.449	1285.345
6	TBM-6	437310.451	4001044.013	1280.831
7	TBM-7	437505.392	4001022.285	1282.967
8	TBM-8	437570.173	4001144.052	1285.867
9	TBM-9	437676.506	4001295.949	1289.996
10	TBM-10	437811.005	4001493.103	1294.998

出典：調査団にて作成

2) 地形図

Plan-B エリアの約 75 ヘクタールの範囲で実施した地形測量を元に縮尺 1:1000、等高線 0.5m ピッチの地形図を作成した。また、敷地内の既設構造物についても測量し、地形図上に表示した。

3.3.2 造成計画

地質調査の結果、現地地盤は締まった砂～礫質土でかつ地下水位も GL-60m 以深と深いため、土地造成において地質的な問題点は見当たらない。

今回の測量の結果より、現地は南北方向に傾斜しており、敷地の北側端標高が 1298.5m で南側端標高が 1278.5m と高低差が 20.0m となっている。発電所建設計画によると、下図の通り、Plan-B 敷地の北側には管理棟の建設が予定され、敷地中央に発電所、南側に開閉所を建設する予定である。

各設備の基礎は直接基礎が想定されるため、必要な範囲及び深度まで切り土し、掘削土砂は発電所内で残土処理をする。



出典：調査団にて作成

図 3-9 測量により作成した地形図

3.4 気象条件

各種気象データ（風向、風速、降雨量、気温及び湿度など）の調査を実施した。その結果の取り纏めおよび気象に関する考察を記述する。気象状況および各気象諸元は、Shahid Rajaee 火力発電所から西方約 24km にある Qazvin 総観気象観測所のデータに重きを置いて定められた。

(気温と湿度)

発電所から最も近い Qazvin 観測所と近傍の観測所のデータを考慮した。年間平均気温は 14.1 °C、年間平均最高気温は 21.2 °C、年間平均最低気温は 6.8 °C である。日最高気温は 6 月-8 月における 44.0 °C、日最低気温は 1 月の -28.0 °C である。年間平均湿度は 65.0% である。

(降雨量)

正確さや信頼性、計測期間により付近の既設 32 観測所を雨量統計データ地点に選んだ。観測期間は過去 46 年間である。年間降雨量のうち、冬季が 34.3%、秋季が 28.7%、春季が 33.5%であり、夏季は 3.5%のみの降雨となっている。平均年間降雨量は 320.5mm である。

(風向と風速)

発電所から最も近い Qazvin 観測所では 55 年間の観測が行われている。観測所の卓越風の年間及び季節風向は南東方向である。卓越風の平均速度は 1-4m/s であり、平均風速は 1.97m/s である。瞬間最大風速は 38.9m/s である。

3.5 水文調査

冷却水の取水・排水方式、水量及びルートの実況調査を実施した。その結果の取り纏めおよび冷却水に関する考察を記述する。

(河川)

新設発電所の周辺の水系としては、Shoor 川、Qazvin 平野の水系、Behjat Abad 川 (Zaghe 川)、Unes Abad 川がある。

発電所への取水で重要な支流の一つが Behjat Abad 川で長さが 3.5km、流域面積が 120km² である。発電所から最も近傍の測水所が Behjat Abad にあり、設置が 1979 年で計測期間は 36 年間である。年平均流量は 0.22 m³/s で、最大流量は 4 月と 5 月である。

(地下水)

発電所内及び近接の井戸からの地下水利用を考慮し、調査を行った。井戸は七箇所あり、深さは約 150m から 200m、汲み上げ量は 1.5L/s から 19.3L/s である。

発電所エリアの地下水位は 1965 年から 2016 年の間に 36m 低下しており、年平均で -0.68m である。この水位低下に伴い、塩分濃度が顕著に上昇している。

新設発電所に供給される水の水源は既設発電所と同様に地下水から導かれる。要求水質及び供給量は「5.3.4 (4) 設計及び性能要求事項」に示されている。

3.6 まとめ

上記の自然条件調査の結果を基に発電所に係る付帯設備、建屋等の概略設計、機材搬入経路、仮置き場の検討を実施した。その結果の取り纏めおよび土木設計に関する考察を以下に記述する。

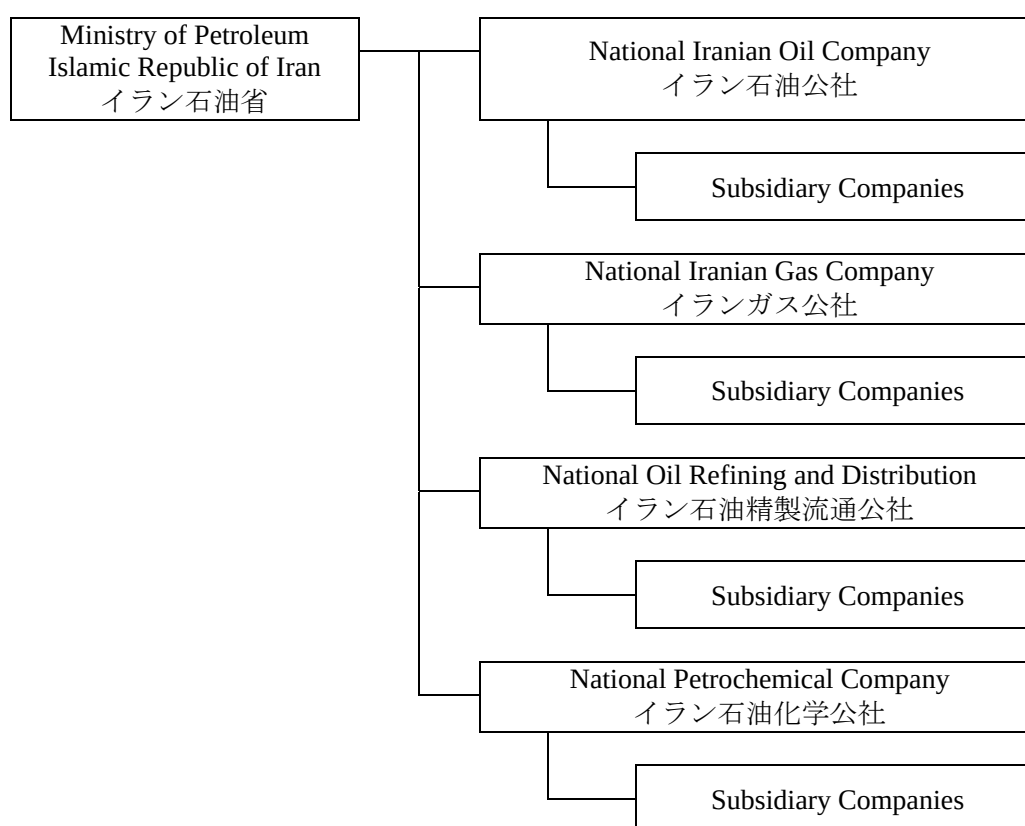
- (1) 現地地盤は地中深くまで砂～礫質土であり、地表面付近から高い地盤支持力が得られる事が予想される。また、沈下を起こすようなシルト～粘性土が出現しない事から圧密沈下は起こらないと判断した。ただし、荷重が地盤に掛かった直後の即時沈下は数センチ発生すると予想されるため、基礎構造への影響はないか詳細設計時に確認する。
- (2) 今回の自然条件調査の結果より、発電所内の基礎については発電所建屋や燃料タンクのような大きな荷重の掛かる構造物においても杭による支持は必要ないと判断した。なお、現地は緩やかに傾斜している事から、切土による造成を行い、その地盤上に直接基礎を構築する。

第 4 章 燃料供給計画

4.1 イラン国燃料セクター

4.1.1 イラン国の燃料セクターの概要

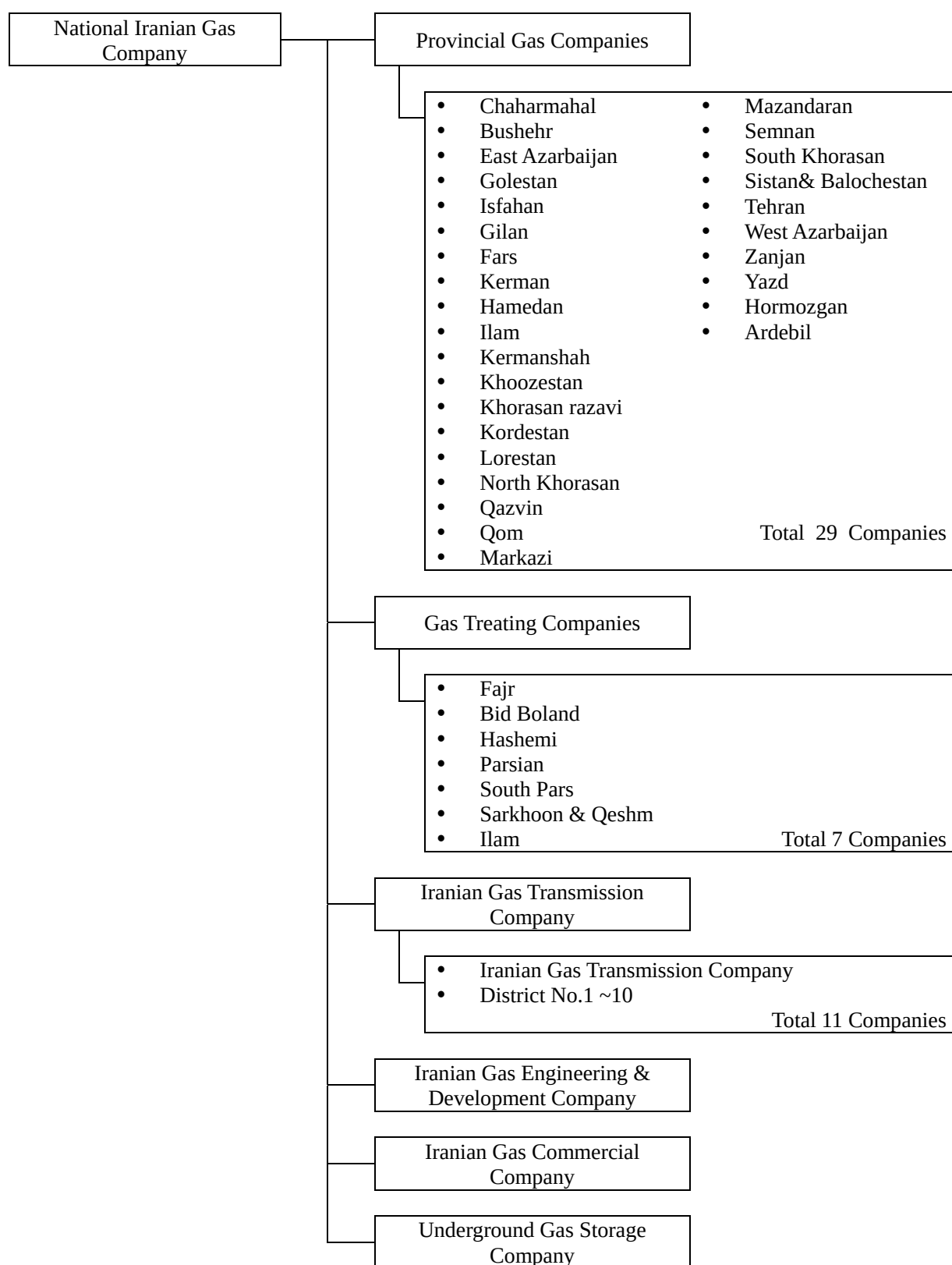
イラン国において石油・ガス産業はイラン国における主要な産業であり、石油・ガスの輸出が貿易額の多くを占めている。イラン国の主たる産業であるため、石油・ガス産業は石油省(Ministry of Petroleum)により政府直轄の管理がなされている。イラン国における組織の概略は 図 4-1 の通りである。石油省の下位に石油・ガス産業を 4 種に分割した直轄の主要公社が設置されており、さらにその下位にそれぞれの子会社が連なる形となっている。



出典：MoP Web ページ

図 4-1 イラン国における石油・ガス産業の組織概略図

今回調査対象としている新規設備は天然ガスを主燃料としたコンバインドサイクル発電設備であり、イランガス公社（NIGC）が最も関連がある。イランガス公社の組織概要を 図 4-2 に示す。



出典：NIGC Web ページ

図 4-2 イランガス公社の組織概要

イランガス公社は役割を各子会社に分割している。設備はイラン国内の地域毎に分割し、管理、運営を行っている。今回調査対象のシャヒード・ラジャーイー発電所は Qazvin 州に属するため、ガスの供給管理は Qazvin Province Gas Company が行っている。

またガスの供給を担当している Iranian Gas Transmission Company は地域ごとに担当を分割して運営している。おおよその区画は次の図の通りである。首都のテヘランとシャヒード・ラジャーイー発電所が位置する Qazvin 州はエリアⅢに属している。



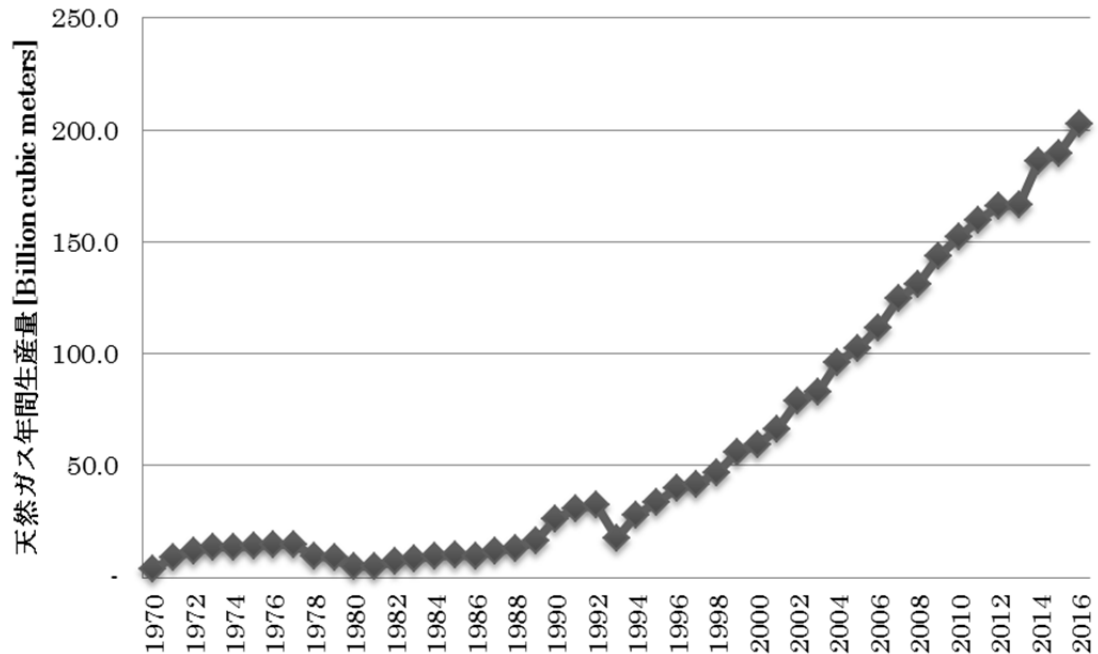
出典：Google Earth 及び Naft&EMA website¹の情報を元に作成

図 4-3 天然ガス供給の区画

¹ <http://naftema.com/news/44769/>

4.1.2 イラン国の天然ガスの開発状況

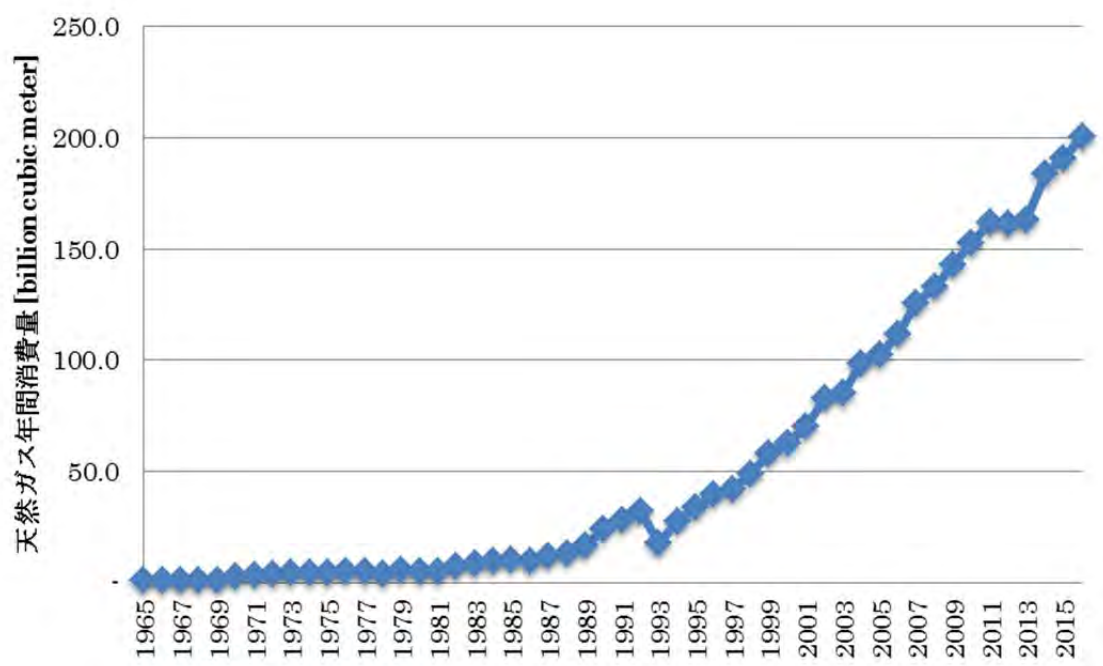
イラン国における、2016 年までの天然ガスの生産量を 図 4-4 に示す。



出典：BP Statistical Review of World Energy 2017

図 4-4 天然ガス生産量の推移

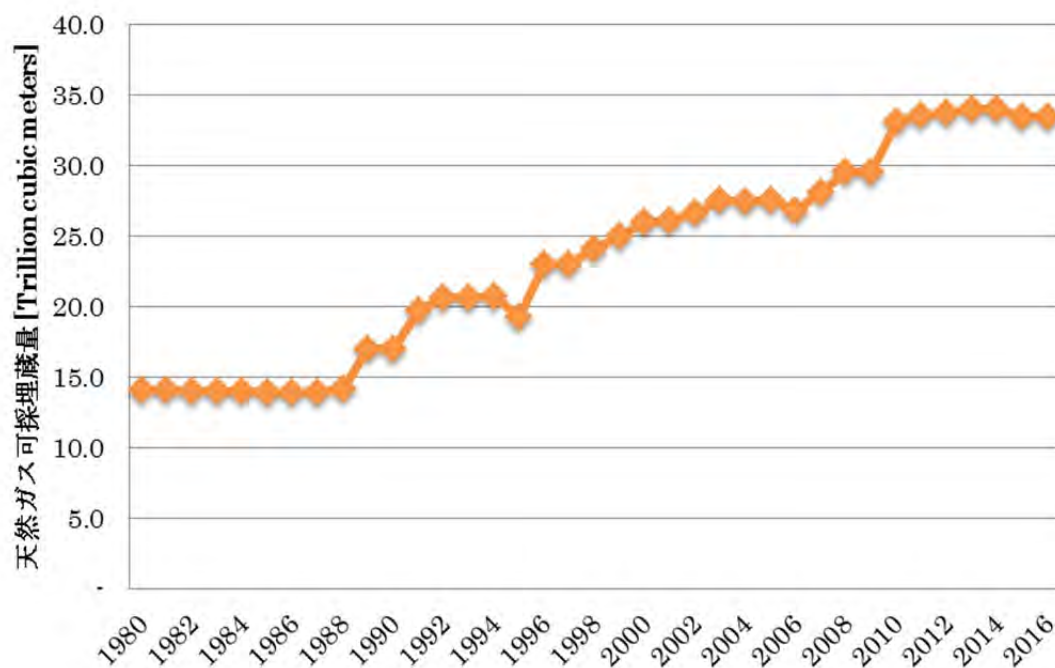
2016 年の天然ガス年間生産量は 200 Billion cubic meters を超え、世界シェアの 5.7%（世界第 3 位）を占めている。しかしながら、イラン国内での天然ガスの年間消費量も世界消費の 5.7%を占める大ガス消費国（世界第 4 位）であり、ガスの需要が集中する冬季はアゼルバイジャンとトルクメニスタンから天然ガスを輸入している。天然ガスの国内消費の用途は主に発電燃料用、産業用（石油化学など）、家庭用、油田圧入用に用いられている。2016 年までの天然ガスの年間消費量の推移を 図 4-5 に示す。



出典：BP Statistical Review of World Energy 2017

図 4-5 天然ガス生産量の推移

イラン国は 1990 年以降、天然ガスの生産と消費量を急速に伸ばしてきた。また、天然ガスの採掘技術の向上等により、1990 年以降天然ガスの可採埋蔵量も共に増加をしている。イラン国の可採埋蔵量は BP Statistical Review of World Energy 2017 によると世界シェアの 18%（世界第 1 位）を占めている。図 4-6 に天然ガスの可採埋蔵量の推移を示す。



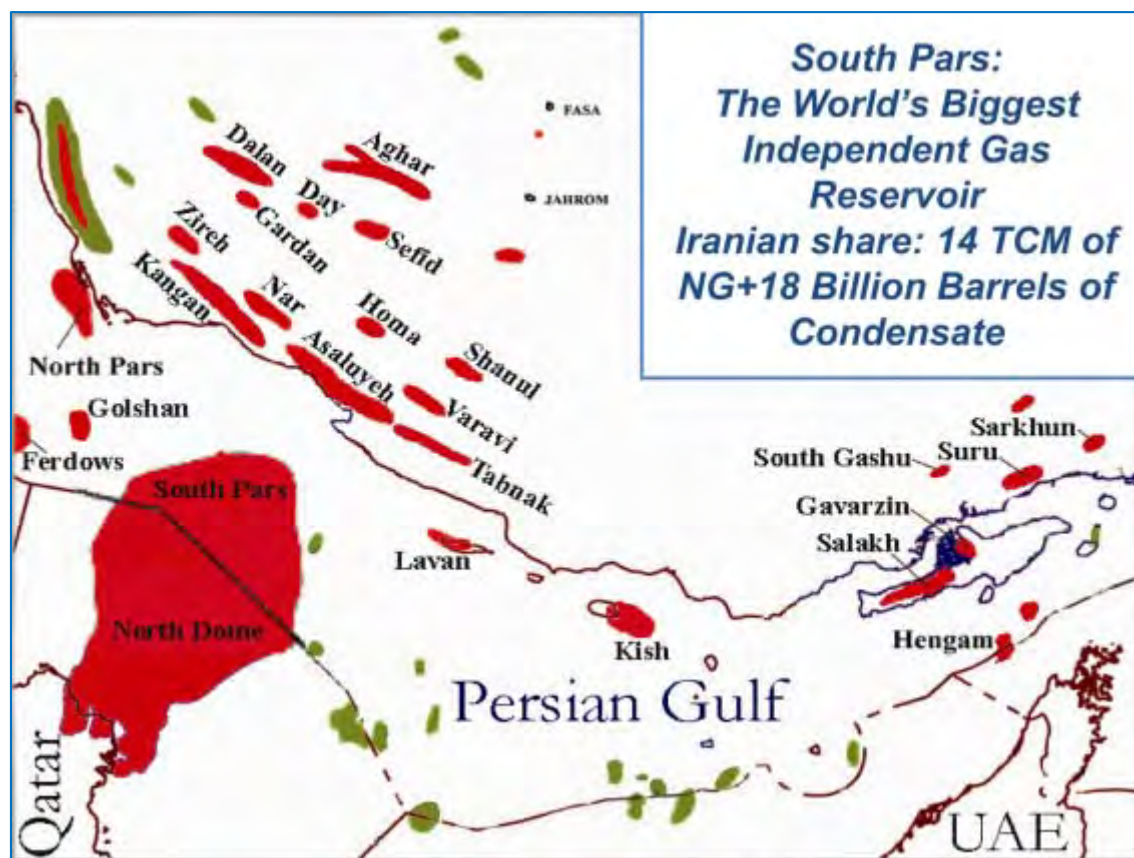
出典：BP Statistical Review of World Energy 2017

図 4-6 天然ガス可採埋蔵量の推移

上述の通り、イラン国は世界でも有数のガス大国であるが天然ガスの輸出量は多くなく、2016 年のパイプラインによるガスの輸出量は年間 8.4 billion cubic meter に留まっている。それでも、天然ガス資源のポテンシャルは高いことから今後のガス開発参入先として世界的に注目されている。

4.2 ガスパイプライン

イランではガスパイプラインにより各地域に対してリファイナリやガス貯留場から直接天然ガスが供給されている。ペルシャ湾のガス田が主たる産地であり、ガスパイプラインで天然ガスをペルシャ湾からイラン国内各地へ供給している。次の図はペルシャ湾における主なガス田を示した図である。特に South Pars と呼ばれるガス田が最も規模が大きく、2017 年国際ガス連合のワークショップの資料によると South Pars ガス田が世界最大のガス田である。



出典：IGU Executive Committee Workshop²資料

図 4-7 ペルシャ湾の主なガス田（赤色）、及び油田（緑色）

パイプラインは大別して 10 の供給エリアで分割されている。それぞれの地域へのガス供給は Iranian Gas Transmission Company の子会社が担当地域ごとに分担して管理している。主要なガスパイプラインは IGAT ; Iran Gas Trunk-Line と呼ばれ、文字通りガスパイプラインの幹であり、幹から各地へとガスが供給される。また、IGAT の一部は天然ガスの輸出に使用されている。

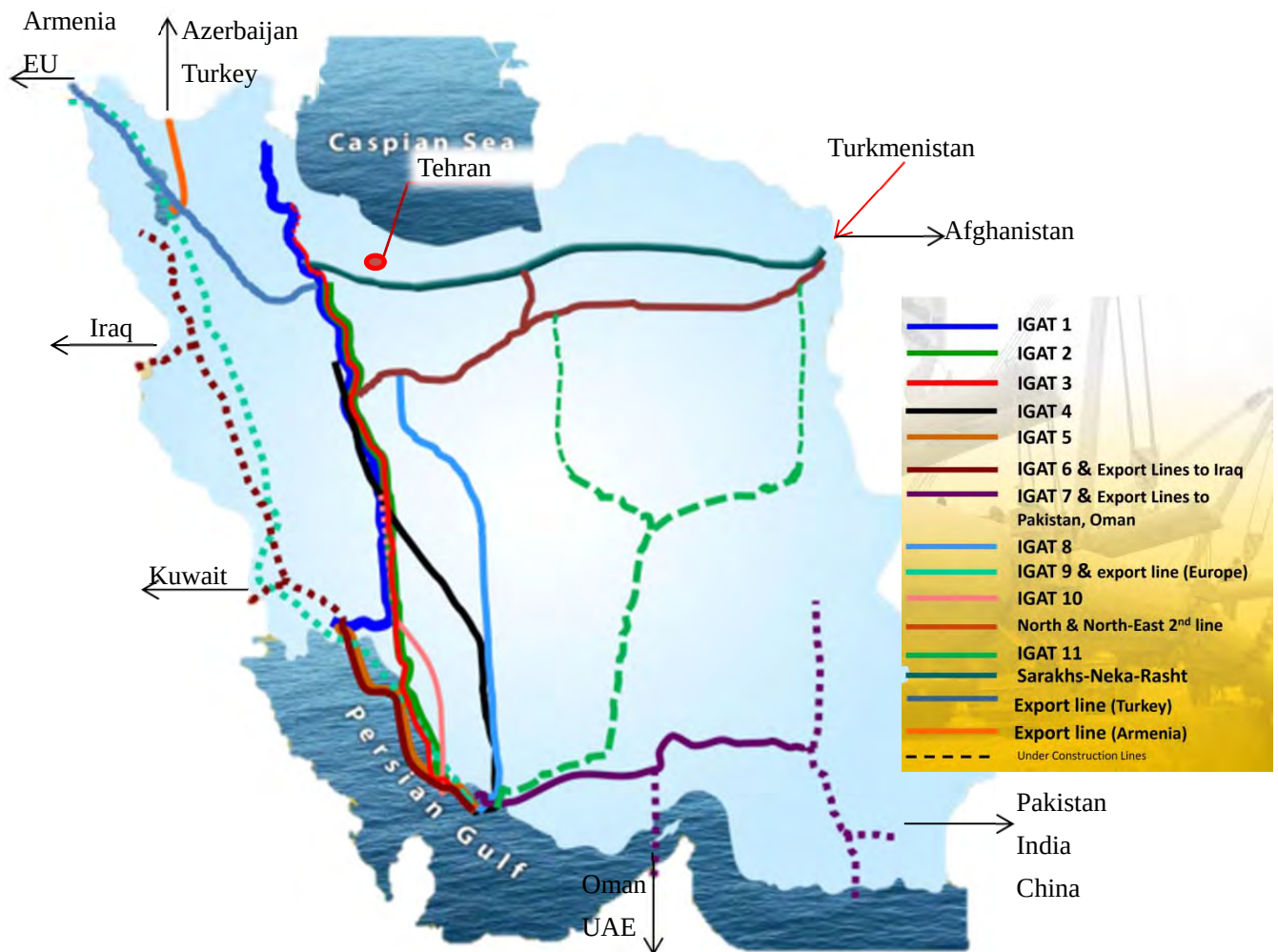
² 2017 年 3 月 30 日に国際ガス連合が開催した Workshop。

Session 2 ; Regional gas industry issues and opportunities – The Future of Gas in the Middle East
Natural Gas Industry in I.R.IRAN – Past, Present, Future ; H.E. Amir Hossein Zamaninia, Deputy
Petroleum Minister in International Affairs & Trading (Iran)
<http://www.igu.org/news/igu-executive-committee-workshop>

表 4-1 IGAT; Iran Gas Trunk-Line の概要

IGAT Number	長さ (km)	直径 (inch)	説明
I	1103	42	Khūzestān 州の Bid-Boland Refinery から Astara 郡を結ぶ
II	1039	56	Fars 州の Kangan Refinery から Qazvin 州を結ぶ
III	1267	56	Asalouyeh 郡からイランの中部及び北西部を結ぶ
IV	1145	56	Asalouyeh 郡から Fars 州、Isfahan 州を結ぶ
V	504	56	Khūzestān 州で油田圧入用に使用している
VI	610	56	Asalouyeh 郡から Khūzestān 州、イランの西部国へ輸出に使用
VII	902	56	Asalouyeh 郡から Hormuzgān 州, Sistan-Baluchestan 州, Kermān 州を結ぶ
VIII	1050	56	Asalouyeh 郡から Fars 州、Isfahan 州、 Qom 州を結ぶ
IX	1863	56	Asalouyeh 郡から Khūzestān 州、Ilam 州、Kurdistan 地域、 Azerbaijan(Persian)を通り、トルコとの国境までを結ぶ
X	632	56	中央イランへの送ガスを補強するライン
XI	1200	56	Asalouyeh 郡から Bushehr 州、Fars 州、Yazd 州、Isfahan 州、Semnan 州と Tehran-Mashhad パイプラインとを結ぶ

出典：2017 年 IGU Executive Committee Workshop 資料をもとに作成



出典：2017 年 IGU Executive Committee Workshop 資料をもとに作成

図 4-8 イラン国の主要パイプライン現況及び計画概要

4.3 シャヒード・ラジャーイー 発電所の既存燃料設備

4.3.1 ガス設備

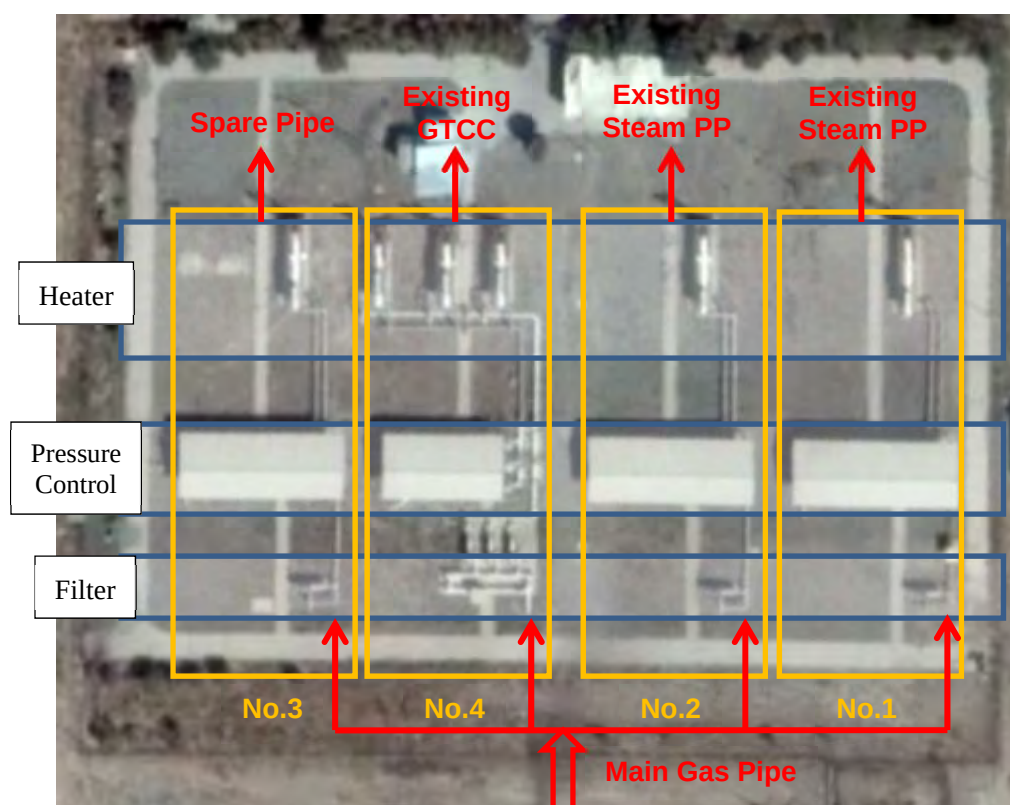
既存ガス設備は既設コンバインドサイクル発電設備の南東に位置している。既設ガス設備はイラン石油省管轄の National Iran Gas Company (NIGC) のガズヴィーン州の子会社が所有しているため、発電公社の TPPH 及びシャヒード・ラジャーイー発電所の管理下ではない。既設ガス設備はシャヒード・ラジャーイー発電所へのみガスを供給している専用の設備である。また、TPPH 及び NIGC によると、発電所への供給契約は発電所、TPPH とガス会社との契約ではなくエネルギー省と石油省との間での取り決めによるものであるとのことである。



出典：Google Earth をもとに調査団作成

図 4-9 ガス設備の位置

ガス設備内には 図 4-10 のような処理設備があり、加温、減圧、フィルタリングを行っている。設備は 4 系統存在し、No.1 と No.2 が既設汽力発電設備用、No.4 が既設コンバインドサイクル用として運用されている。それぞれのガスの状態は表 4-2 の通りである。ガス設備で圧力調整をしたあと、地下配管でそれぞれの設備へと送られている。4 系統のうち、No.3 はスペアであり、現在は使用していない。スペアパイプは既設汽力発電設備のパイプと並行して設置されており、既設汽力発電設備の敷地内にて閉止フランジで止められている。



出典：Google Earth をもとに調査団作成

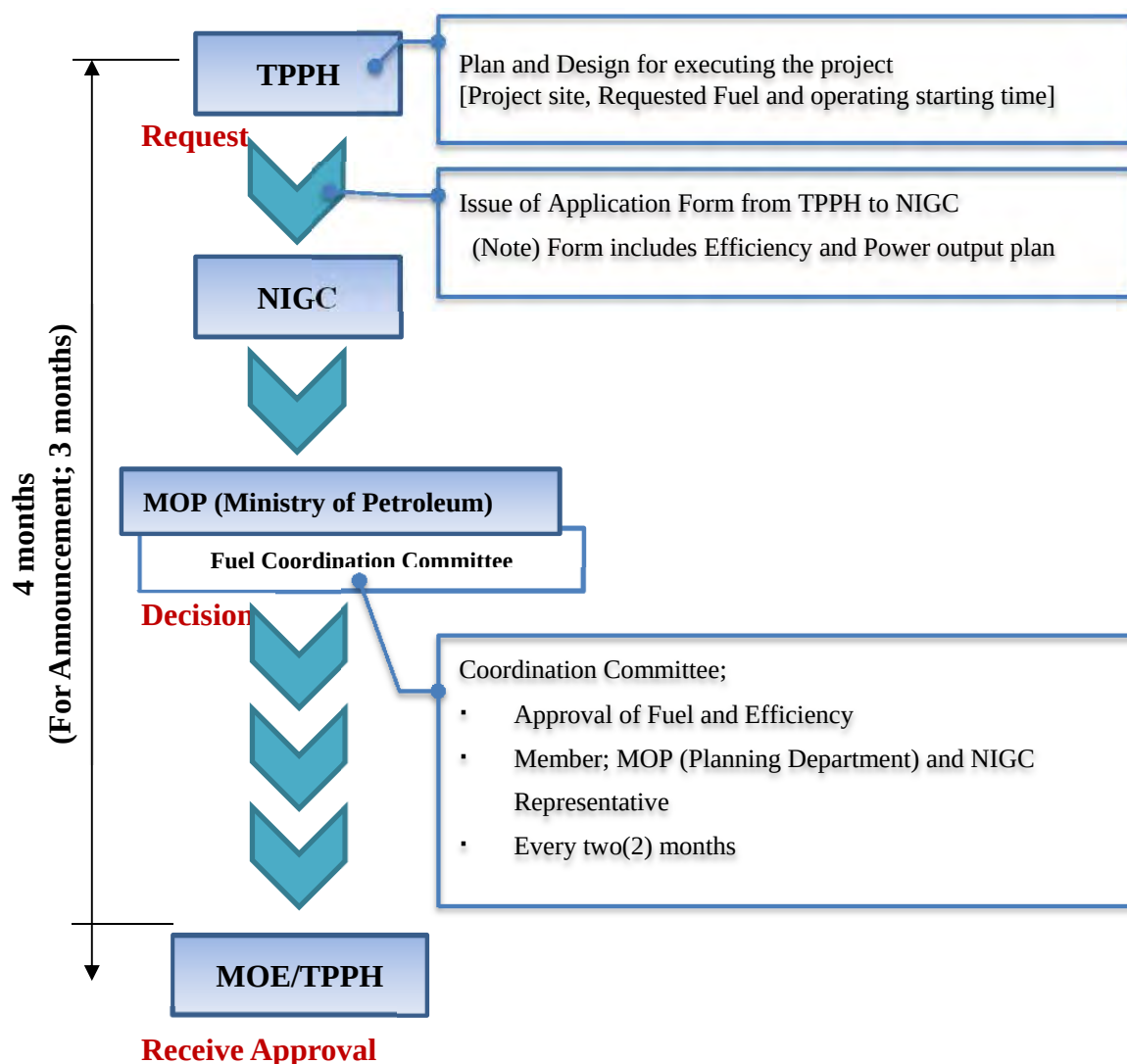
図 4-10 ガス設備概略図

表 4-2 既設ガス設備におけるガスコンディション

	Before NIGC Metering Station		After NIGC Metering Station	
	Pressure (psi)	Temperature (C)	Pressure (psi)	Temperature (C)
Minimum	400	Ambient Temperature	250±5%	15±5
Maximum	700	Ambient Temperature	250±5%	15±5
Average	550	Ambient Temperature	250	15

出典：TPPH により入手

TPPH によると、ガスの供給は発電会社がガス会社に対して発電に必要なガス量を申請することで、申請に応じたガス量を供給される。設備容量や配管容量が足りない場合はガス会社の責任で設備を拡張して供給をしている。TPPH への聞き取りによると、申請フローは下記の通りである。



出典：TPPH への聞き取りにより調査団作成

図 4-11 燃料の申請/供給フロー

始めに、発電プロジェクトの実行プランを作成する。特に、地点、必要燃料、運転開始日時がフォーカスされる。プランを作成した後、TPPH は NIGC に申請書を発行し、正式に申請を行う。申請書には熱効率や発電規模、技術クラスなど（本プロジェクトで申請するのであれば H もしくは J クラスガスタービンのコンバインドサイクル発電）を記載する必要がある。申請が NIGC にて受理された後、MOP で燃料調整委員会が開催され、燃料供給するに値する効率のよいプロジェクトかどうかを判断し、燃料供給可否を決定する。委員会は MOP の計画部（Planning Department）と NIGC の代表が出席し、2 ヶ月毎に開催されている。委員会での結果は申請から 3 ヶ月程度で申請者に通知される。ここでは、MOE 及び TPPH である。供給可であれば通知後 1 ヶ月前後で正式承認される。

4.3.2 軽油設備

既存軽油設備は既設コンバインドサイクル発電設備の北東に位置している。パイプラインとタンクローリーにより供給されており、1次貯蔵タンク、油移送ポンプを経て各設備の貯蔵タンクへ送られている。

軽油の貯蔵設備には1次貯蔵タンクはそれぞれ20,000m³の容量があり、2次貯蔵タンクは30,000m³容量のタンクが3基と20,000m³容量のタンクが1基ある。TPPHによるとイランで発電設備を新しく建設する際にはバックアップ用燃料を5日分前後（設備によって前後する）は貯蔵できる設備を保有しなければならない。



出典：Google Earth をもとに調査団作成

図 4-12 軽油設備概略

4.3.3 シャヒード・ラジャーイー 発電所の燃料事情

イランはBP Statistical Review of World Energy 2017によると、冬季は暖房需要のためにガス不足となり、2016年の輸入量はアゼルバイジャンから0.2 Billion cubic meters、トルクメニスタンから7.2 Billion cubic metersである。その影響で、シャヒード・ラジャーイー発電所では冬季に軽油（Gas Oil）を燃料として代用している。2016年の軽油の使用実績（年間使用量）はコンバインドサイクル発電設備で年間約20万トンの軽油を使用している。

表 4-3 2012 年から 2016 年までの燃料使用量の実績（既設コンバインドサイクル）

Unit No.			2012	2013	2014	2015	2016
1	GT1	Gas	167	124	137	172	180
		Oil	53,210	73,253	50,275	50,902	29,123
	GT2	Gas	164	140	133	190	189
		Oil	78,742	79,200	35,039	36,298	38,293
2	GT1	Gas	154	137	136	159	189
		Oil	37,295	71,845	76,353	27,375	31,972
	GT2	Gas	148	89	182	212	167
		Oil	64,486	26,325	41,513	28,375	32,569
3	GT1	Gas	145	125	130	180	175
		Oil	53,115	87,875	26,080	32,613	27,224
	GT2	Gas	153	139	148	171	193
		Oil	55,815	75,234	76,789	23,468	40,530

Gas: Million cubic meter, Oil: tons

出典：TPPH により入手

第 5 章 系統解析と発電機系統接続計画

5.1 系統解析

5.1.1 目的

イラン国シャヒード・ラジャーイー発電所構内に新設される高効率・低環境負荷のガスコンバインドサイクル発電機をイラン国送電系統に接続するために必要となる技術要件を明確にするとともに、これに基づく系統解析を実施し、電力系統面からの本事業の妥当性を確認する。具体的には、当該発電機の系統接続にあたり、潮流／電圧計算、故障計算、過渡／定態安定度計算の系統解析を実施する。(MONENCO's Final (3rd) report 参照) (*1)

(*1) "Power System Analysis for Preparatory Survey on Shahid Rajaee Power Plant Construction PROJECT, COMPLEMENTARY Studies, by MONENCO (May 2018)"

5.1.2 潮流・電圧計算

シャヒード・ラジャーイーに新設するガスコンバインド発電機(640MW×2 台)を 400kV 系統に接続したときのピーク・オフピーク需要断面について、電力系統の各設備における有効・無効電力潮流、電圧を確認する。

(1) 潮流

【N-0 基準】 (全設備健全時)	全設備健全時において、系統の潮流が各設備の定格容量以内であることを確認する。 ・送電線：定格容量の 100%以内 ・変圧器：定格容量の 100%以内
【N-1 基準】 (単一設備事故時)	単一設備事故時において、事故回線以外の残りの健全設備の潮流が定格容量以内であることを確認する。 ・送電線：定格容量の 100%以内 ・変圧器：定格容量の 110%以内

(2) 電圧

【N-0 基準】 (全設備健全時)	全設備健全時において、系統の各母線電圧が許容範囲以内であることを確認する。 ・母線電圧：0.95～1.05[P.U.]
【N-1 基準】 (単一設備事故時)	単一設備事故時において、系統の各母線電圧が許容範囲以内であることを確認する。 ・母線電圧：0.90～1.05[P.U.]

5.1.3 故障電流計算

シャヒード・ラジャーイーに新設するガスコンバインド発電機(640MW×2 台)を 400kV 系統に接続したときの系統各地点の故障電流が、各母線に接続される遮断器の定格遮断電流以内であることを確認する。

・400kV 遮断器の定格遮断電流：50kA

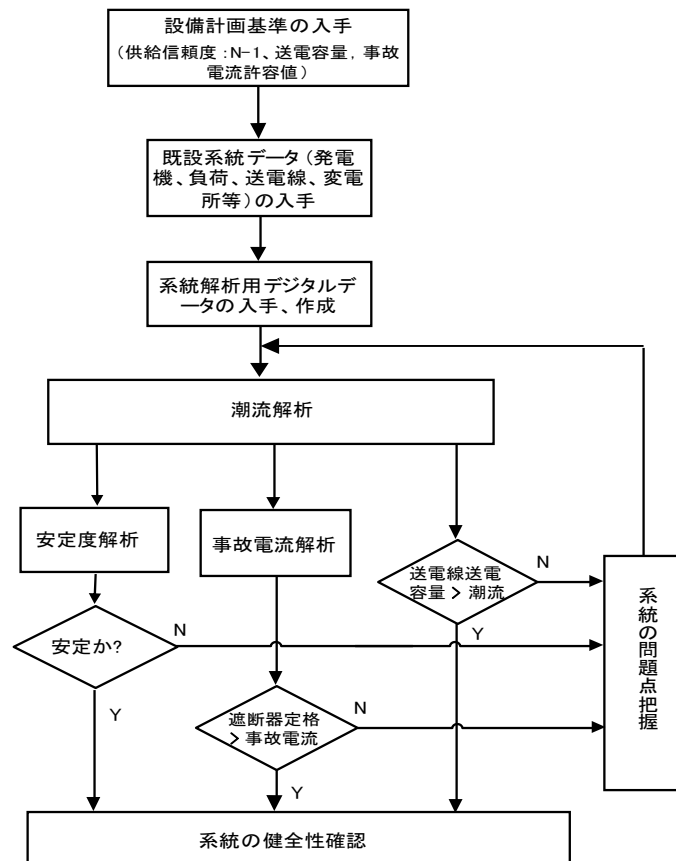
5.1.4 過渡安定度計算

シャヒード・ラジャーイーに新設するガスコンバインド発電機(640MW×2 台)を 400kV 系統に接続したときの同発電所周辺系統における単一設備事故時【N-1 基準】に各発電機が脱調することなく、安定運転が継続できることを確認する。

5.1.5 系統周波数計算

シャヒード・ラジャーイーに新設するガスコンバインド発電機(640MW×2 台)を 400kV 系統に接続したときの発電機 1 ユニット脱落時の系統周波数が 49.5Hz を下回らないことを確認する。

5.1.6 検討の進め方

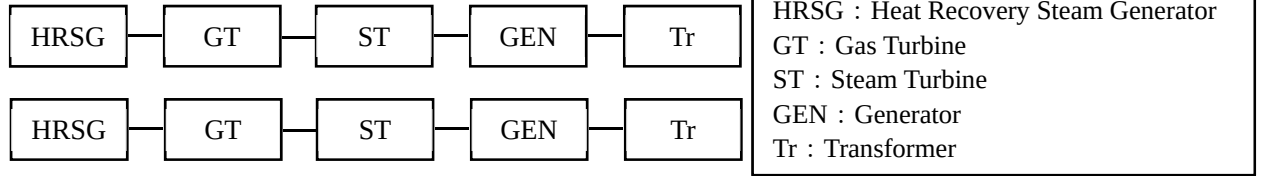


出典：調査団により作成

図 5-1 新設発電機接続時の系統特性確認実施フロー（系統解析計算）

5.1.7 新設発電機の緒元

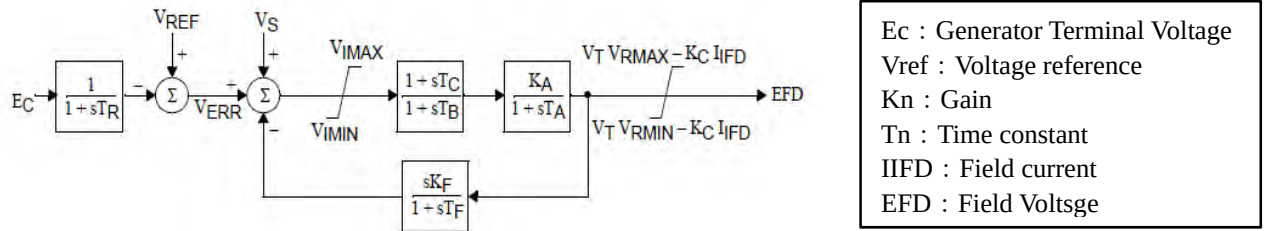
(1)発電設備構成：640MW×2 台（1 on 1）



出典：調査団により作成

図 5-2 発電設備構成

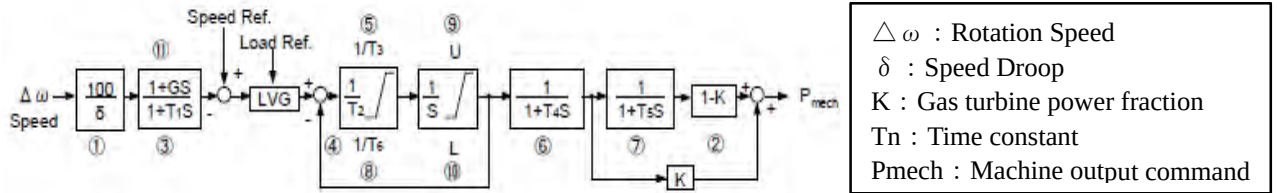
(2)AVR モデル



出典：調査団により作成

図 5-3 新発電機 AVR モデル

(3)ガバナーモデル



出典：調査団により作成

図 5-4 新発電機ガバナーモデル

5.1.8 電力系統構成と需要レベル

電力系統構成は以下の通り。

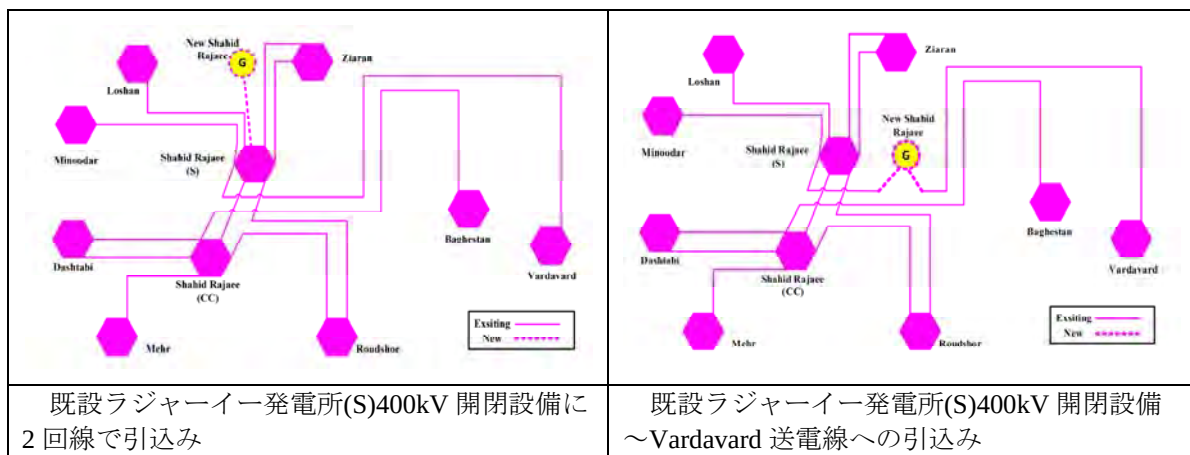
- (1)2024 年の系統構成
- (2)需要レベル
 - ・ ピーク時：78068MW、オフピーク時：37622MW
- (3)シャヒード・ラジャーイー新設発電機の実出力
 - ・ ピーク時(夏)：530MW
 - ・ オフピーク時(冬)：640MW
- (4)発電所設置場所
 - ・ A 地点：既設開閉設備の北側
 - ・ B 地点：既設発電所の東側

5.2 2 回線および π 接続時の系統解析結果

- (1) シャヒード・ラジャーイー新設発電機の系統接続方法
 - ・ 既設ラジャーイー発電所 400kV 開閉設備に 2 回線で引き込み
 - ・ 開閉設備を新設し、400kV 送電線 1 回線に π 引き込み



出典：Google Earth を利用し調査団により作成



出典：調査団により作成

図 5-5 シャヒード・ラジャーイー新設発電機の系統接続方法

5.2.1 ケースシナリオ（2回線および π 接続時）

表 5-1 に示す A-1～A-5、B-1～B-4 の 9 ケースについて、ピーク時およびオフピーク時における新発電機系統連系前後の【N-0 基準】、【N-1 基準】の潮流・電圧を確認する。

表 5-1 解析ケースシナリオ

地点	ケース	発電所系統連系方法
A	A-1	既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線で引込み
	A-2	既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への引込み
	A-3	既設ラジャーイー発電所(CC)400kV 開閉設備～Baghestan 送電線への引込み
	A-4	既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Ziaran 送電線への引込み
	A-5	既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Roudshoor 送電線への引込み
B	B-1	既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線で引込み
	B-2	既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への引込み
	B-3	既設ラジャーイー発電所(CC)400kV 開閉設備～Baghestan 送電線への引込み
	B-4	既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Roudshoor 送電線への引込み

出典：調査団により作成

5.2.2 初期計算結果（2 回線および π 接続時）

(1)潮流・電圧計算結果

表 5-1 に示す A-1～A-5、B-1～B-4 の 9 ケースについて、ピーク時およびオフピーク時における新発電機系統連系前後の【N-0 基準】、【N-1 基準】の潮流・電圧は、いずれも許容値以内であることを確認した。

(2)3 相短絡電流計算結果

表 5-2、表 5-3、図 5-6、図 5-7 に示す通り、新発電機系統連系前後で、既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線で引込み時および既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への引込み時ともに 3 相短絡時の事故電流が 50kA を超過する。

表 5-2 3 相短絡電流(新発電機系統連系前後)
【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線で引込み】

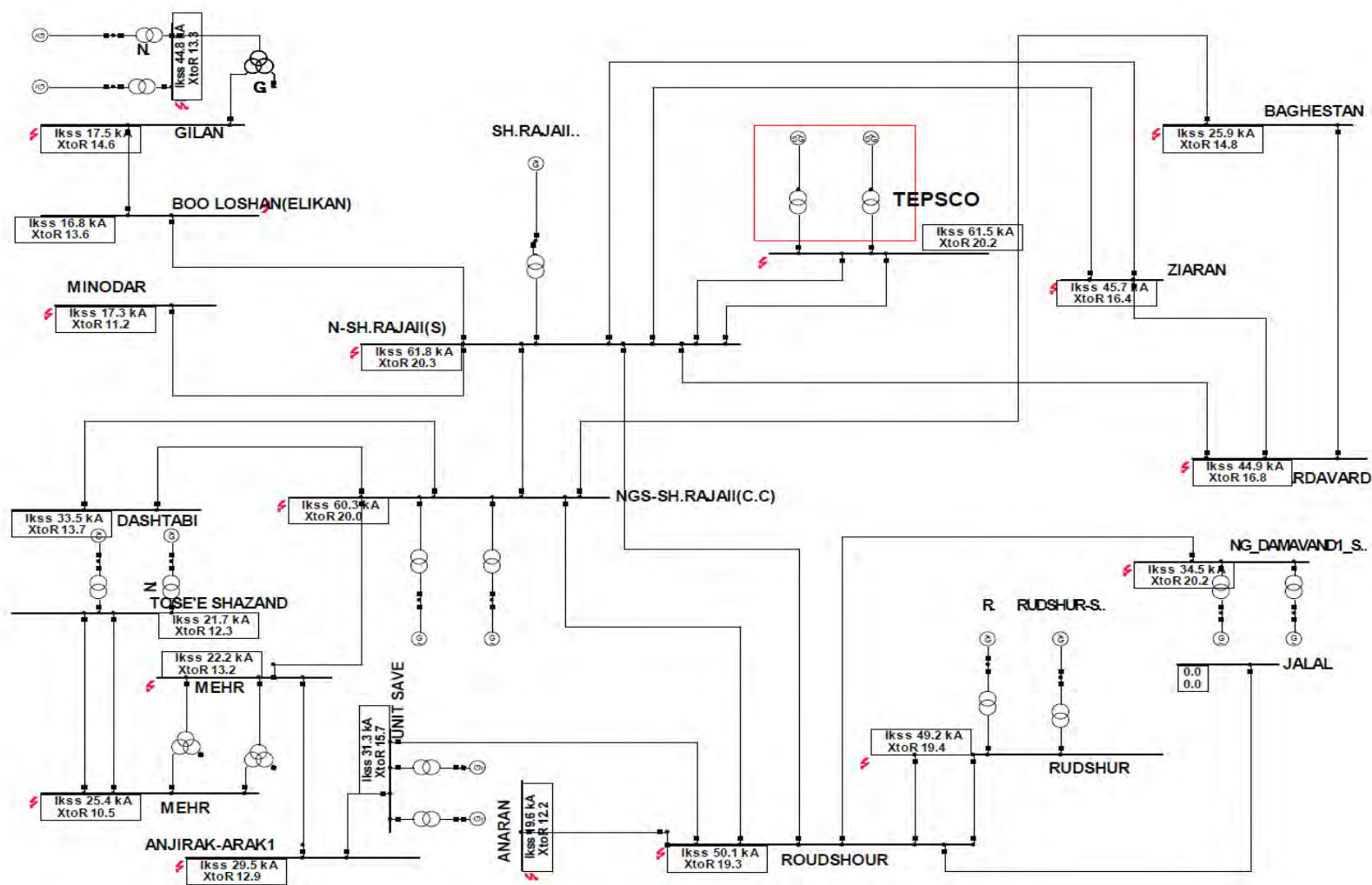
Substation Name	電圧 (kV)	Pre-connection		Post-connection	
		Ikss (kA)	X/R	Ikss (kA)	X/R
ANARAN	400	19.5	12.2	19.6	12.2
ANJIRAK-ARAK	400	29.5	12.9	29.5	12.9
BAGHESTAN	400	25.4	14.7	25.9	14.8
BOO	400	16.7	13.7	16.8	13.6
DASHTABI	400	31.9	13.5	33.5	13.7
GILAN	400	17.4	14.6	17.5	14.6
JALAL	400	38.1	19.1	38.2	19
MEHR	400	22.2	13.2	25.4	10.5
MEHR	230	25.4	10.5	22.2	13.2
MINODAR	400	17.0	11.2	17.3	11.2
N-SH.RAJAII(S)	400	55.9	18.7	61.8	20.3
NGS-SH.RAJAII(C.C)	400	55.0	18.7	60.3	20
NGS_GILAN	230	44.7	13.4	44.8	13.3
NG_DAMAVAND	400	34.3	20.3	34.5	20.2
ROUDSHOUR	400	49.5	19.3	50.1	19.3
RUDSHUR	400	48.6	19.4	49.2	19.4
NEW P/S	400	-	-	61.5	20.2
TOSE'E SHAZAND	230	21.7	12.3	21.7	12.3
UNIT SAVE	400	31.2	15.7	31.3	15.7
VARDAVARD	400	43.7	16.8	44.9	16.8
ZIARAN	400	43.2	16.0	45.7	16.4

出典：調査団による計算結果

表 5-3 3 相短絡電流(新発電機系統連系前後)
【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への引込み】

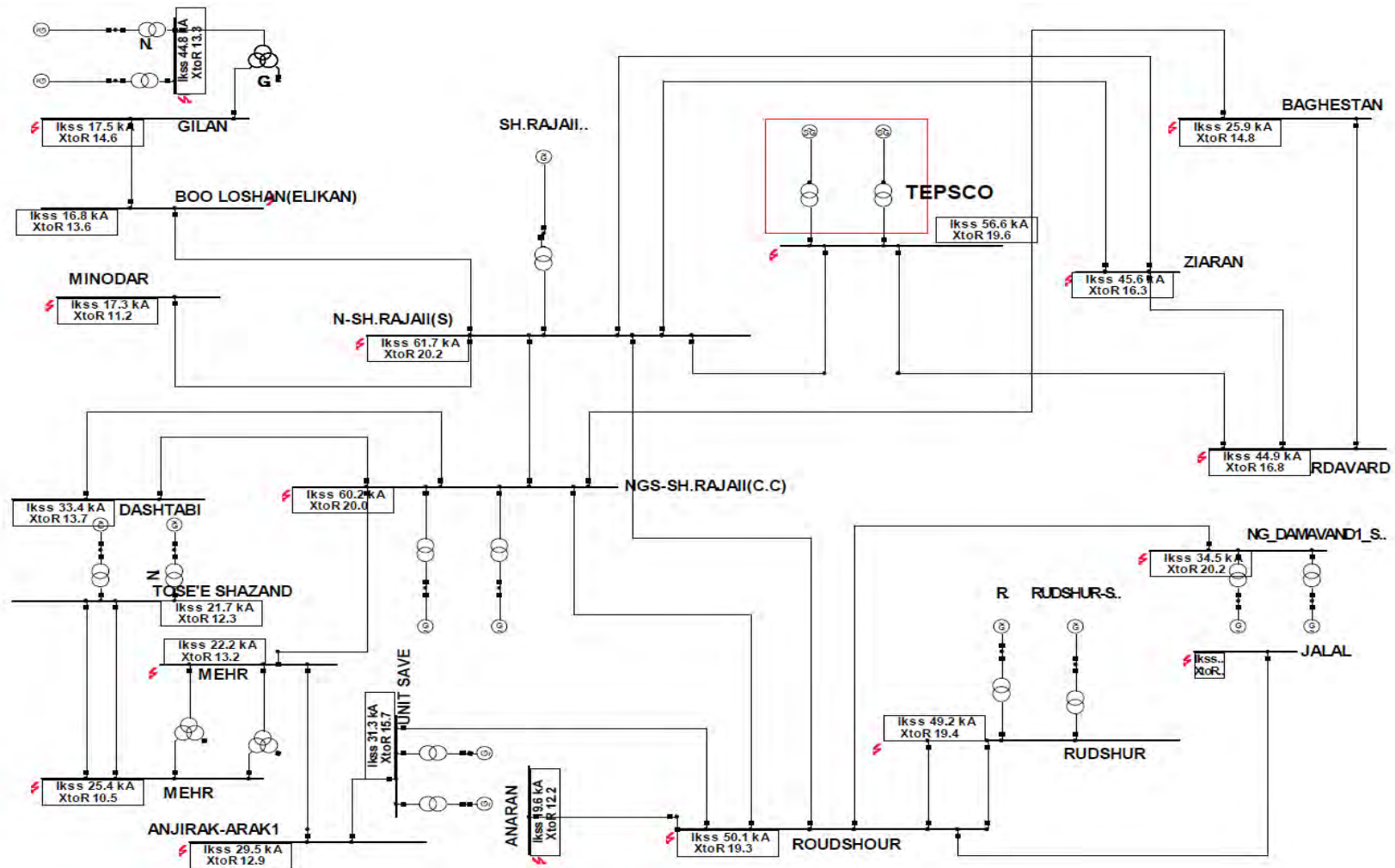
Substation Name	電圧 (kV)	Pre-connection		Post-connection	
		Ikss (kA)	X/R	Ikss (kA)	X/R
ANARAN	400	19.5	12.2	19.6	12.2
ANJIRAK-ARAK	400	29.5	12.9	29.5	12.9
BAGHESTAN	400	25.4	14.7	25.9	14.8
BOO	400	16.7	13.7	16.8	13.6
DASHTABI	400	31.9	13.5	33.4	13.7
GILAN	400	17.4	14.6	17.5	14.6
JALAL	400	38.1	19.1	38.2	19.0
MEHR	400	22.2	13.2	22.2	13.2
MEHR	230	25.4	10.5	25.4	10.5
MINODAR	400	17.0	11.2	17.3	11.2
N-SH.RAJAII(S)	400	55.9	18.7	61.7	20.2
NGS-SH.RAJAII(C.C)	400	55.0	18.7	60.2	20.0
NGS_GILAN	230	44.7	13.4	44.8	13.3
NG_DAMAVAND	400	34.3	20.3	34.5	20.2
ROUDSHOUR	400	49.5	19.3	50.1	19.3
RUDSHUR	400	48.6	19.4	49.2	19.4
NEW P/S	400	-	-	56.6	19.6
TOSE'E SHAZAND	230	21.7	12.3	21.7	12.3
UNIT SAVE	400	31.2	15.7	31.3	15.7
VARDAVARD	400	43.7	16.8	44.9	16.8
ZIARAN	400	43.2	16.0	45.6	16.3

出典：調査団による計算結果



出典：調査団による計算結果

図 5-6 3 相短絡電流(新発電機系統連系後)【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線で引込み】



出典：調査団による計算結果

図 5-7 3 相短絡電流(新発電機系統連系後)【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への引込み】

(3)1 線地絡電流計算結果

表 5-4、表 5-5、図 5-8、図 5-9 に示す通り、新発電機系統連系前後で、既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線で引込み時および既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への引込み時ともに 1 線地絡時の事故電流が 50kA を超過する。

表 5-4 1 線地絡電流(新発電機系統連系前後)
【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線で引込み】

Substation Name	電圧 (kV)	Pre-connection		Post-connection	
		Ikss (kA)	X/R	Ikss (kA)	X/R
ANARAN	400	14.3	14.3	14.3	14.3
ANJIRAK-ARAK	400	23.7	23.7	23.7	23.7
BAGHESTAN	400	17.5	17.5	17.8	17.8
BOO	400	15.6	15.6	15.7	15.7
DASHTABI	400	25.1	25.1	26.4	26.4
GILAN	400	15.9	15.9	15.9	15.9
JALAL	400	37.7	37.7	37.7	37.7
MEHR	400	15.9	15.9	21.7	21.7
MEHR	230	21.7	21.7	15.9	15.9
MINODAR	400	11.6	11.6	11.8	11.8
N-SH.RAJAII(S)	400	54.2	54.2	63.0	63.0
NGS-SH.RAJAII(C.C)	400	53.1	53.1	60.4	60.4
NGS_GILAN	230	45.2	45.2	45.2	45.2
NG_DAMAVAND	400	34.5	34.5	34.7	34.7
ROUDSHOUR	400	45.4	45.4	45.8	45.8
RUDSHUR	400	45.4	45.4	45.8	45.8
NEW P/S	400	-	-	62.6	62.6
TOSE'E SHAZAND	230	22.1	22.1	22.1	22.1
UNIT SAVE	400	29.7	29.7	29.8	29.8
VARDAVARD	400	35.7	35.7	36.5	36.5
ZIARAN	400	36.1	36.1	38.2	38.2

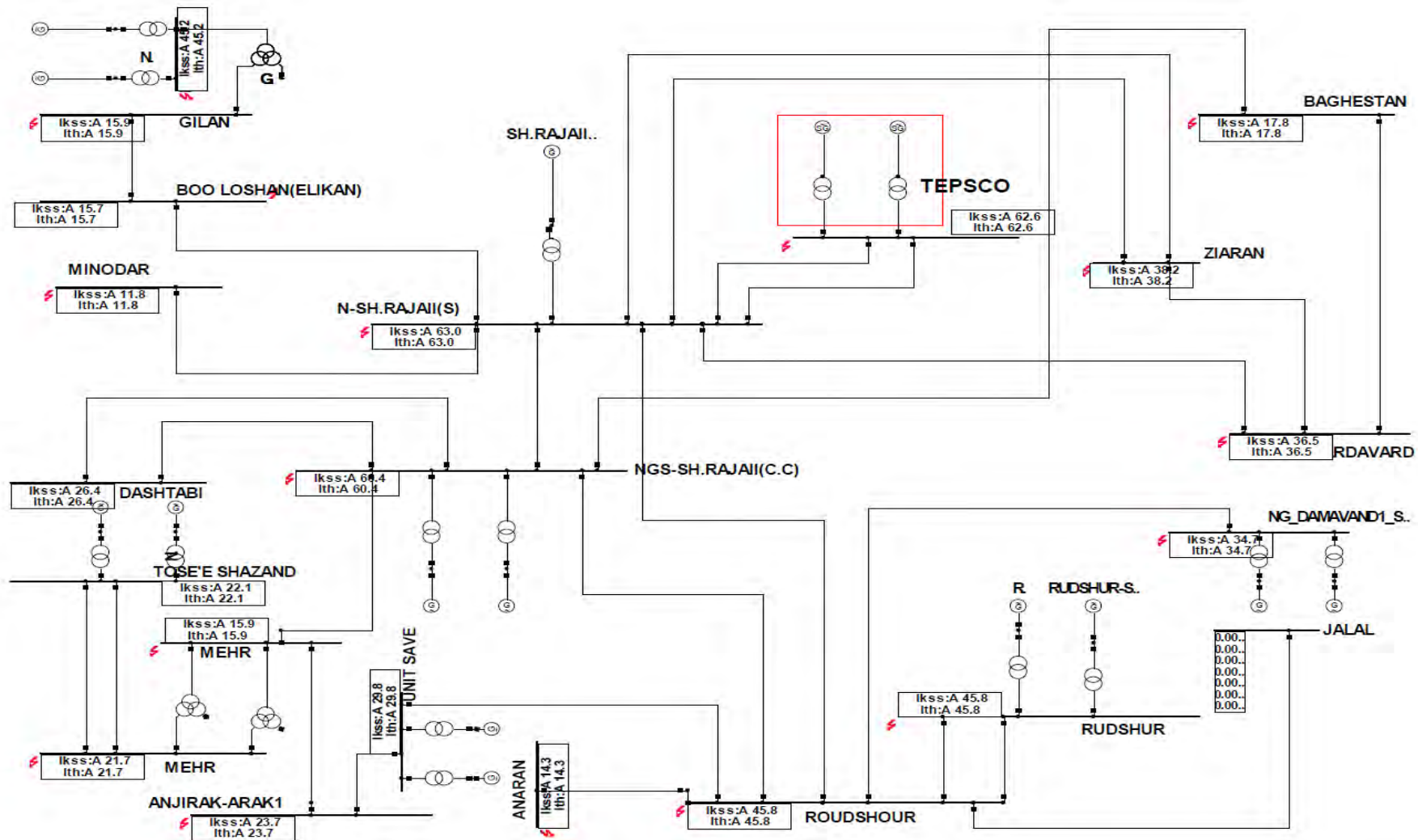
出典：調査団による計算結果

表 5-5 1 線地絡電流(新発電機系統連系前後)

【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への引込み】

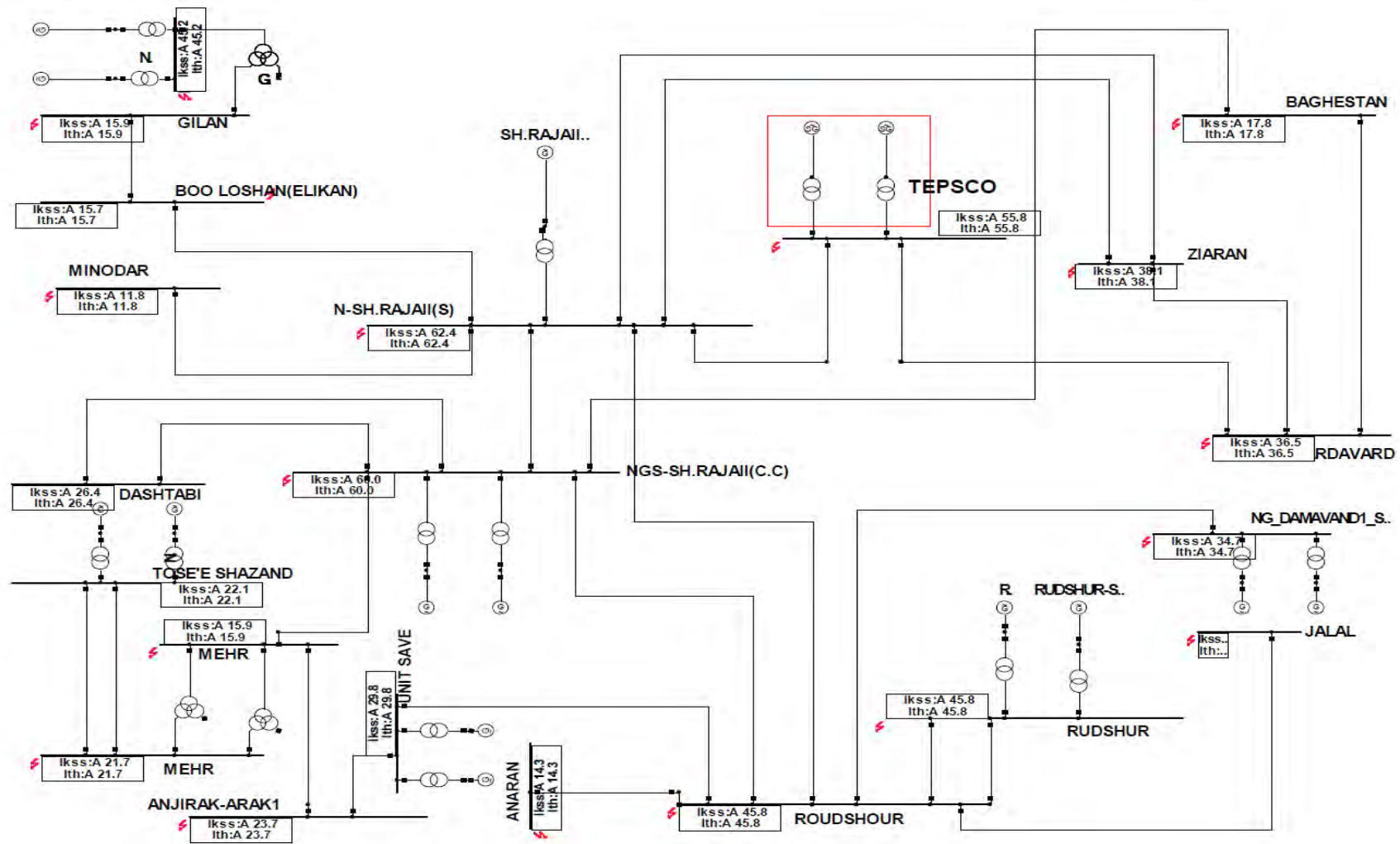
Substation Name	電圧 (kV)	Pre-connection		Post-connection	
		Ikss (kA)	X/R	Ikss (kA)	X/R
ANARAN	400	14.3	14.3	14.3	14.3
ANJIRAK-ARAK	400	23.7	23.7	23.7	23.7
BAGHESTAN	400	17.5	17.5	17.8	17.8
BOO	400	15.6	15.6	15.7	15.7
DASHTABI	400	25.1	25.1	26.4	26.4
GILAN	400	15.9	15.9	15.9	15.9
JALAL	400	37.7	37.7	37.7	37.7
MEHR	400	15.9	15.9	15.9	15.9
MEHR	230	21.7	21.7	21.7	21.7
MINODAR	400	11.6	11.6	11.8	11.8
N-SH.RAJAII(S)	400	54.2	54.2	62.4	62.4
NGS-SH.RAJAII(C.C)	400	53.1	53.1	60.0	60.0
NGS_GILAN	230	45.2	45.2	45.2	45.2
NG_DAMAVAND	400	34.5	34.5	34.7	34.7
ROUDSHOUR	400	45.4	45.4	45.8	45.8
RUDSHUR	400	45.4	45.4	45.8	45.8
NEW P/S	400	-	-	55.8	55.8
TOSE'E SHAZAND	230	22.1	22.1	22.1	22.1
UNIT SAVE	400	29.7	29.7	29.8	29.8
VARDAVARD	400	35.7	35.7	36.5	36.5
ZIARAN	400	36.1	36.1	38.1	38.1

出典：調査団による計算結果



出典：調査団による計算結果

図 5-8 1 線地絡電流(新発電機系統連系後)【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線で引込み】



出典：調査団による計算結果

図 5-9 1 線地絡電流（新発電機系統連系後）【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への引き込み】

5.2.3 定格遮断電流超過対策（2 回線および π 接続時）

3 相短絡時および 1 線地絡時の事故電流が定格遮断電流を超過する対策として、既設ラジャイー火力発電所(S)400kV 母線を分離運用する。

(1)ラジャイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線で引込み時の母線分離方法

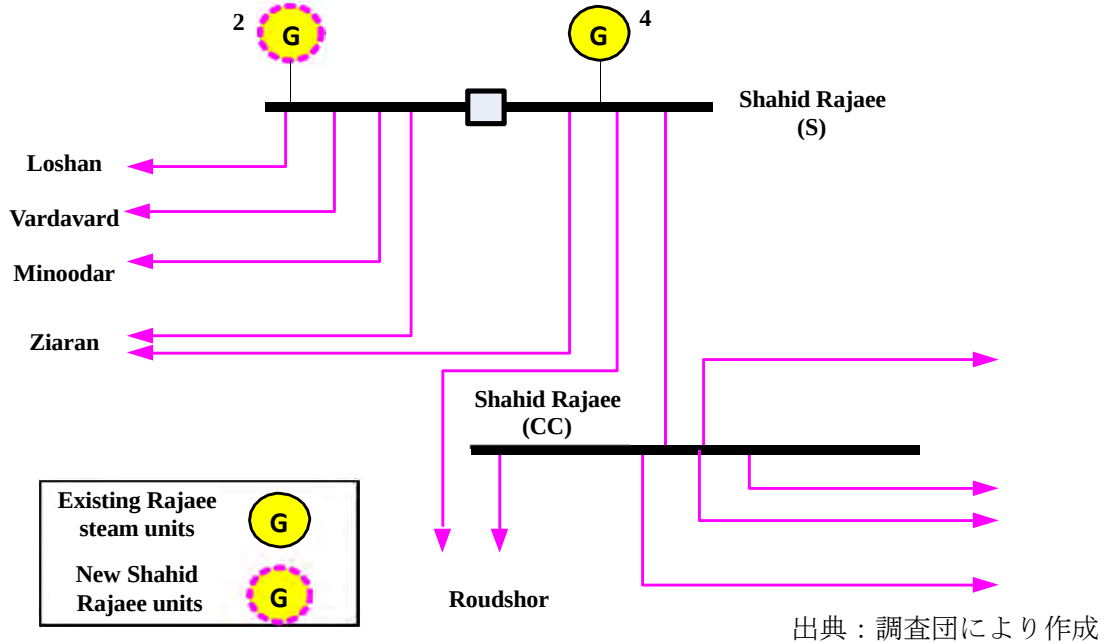


図 5-10 母線分離運用(事故電流抑制対策)

【既設ラジャイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線で引込み】

(2)ラジャイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への π 引込み時の母線分離方法

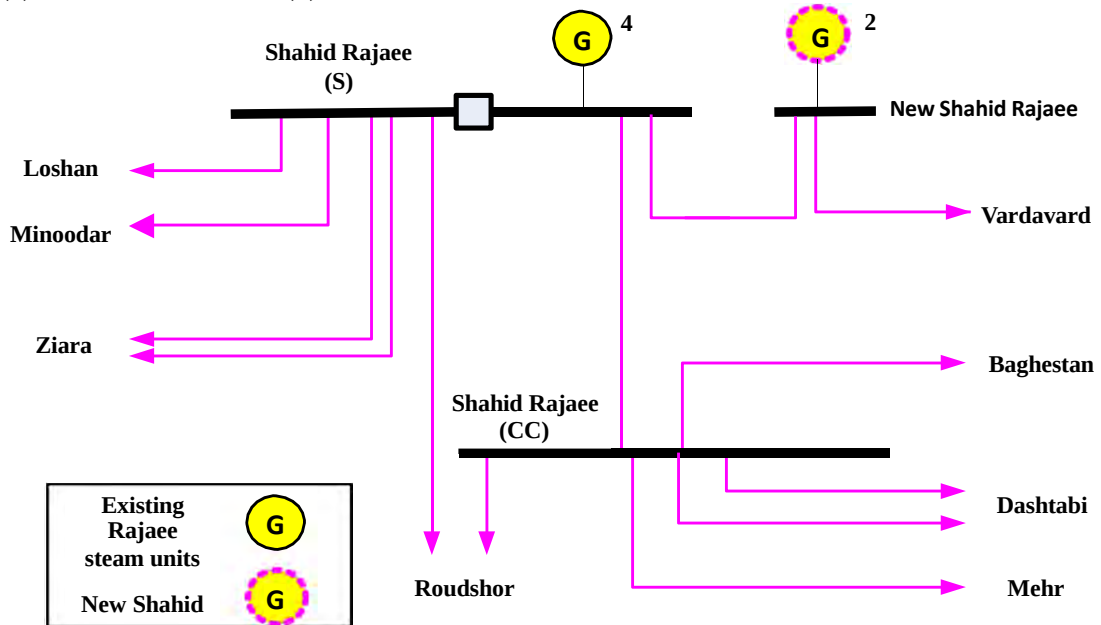


図 5-11 母線分離運用(事故電流抑制対策)

【既設ラジャイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への引込み】

(3)母線分離運用対策実施後の3相短絡電流計算結果

表 5-6、表 5-7、図 5-12、図 5-13 に示す通り、ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に2回線で引込み時および既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への引込み時ともに母線分離運用対策実施、新発電機系統連系後の3相短絡電流は、50 kAを下回っている。

表 5-6 3相短絡電流(ラジャーイー汽力発電所の400kV 母線分離運用)
【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に2回線で引込み】

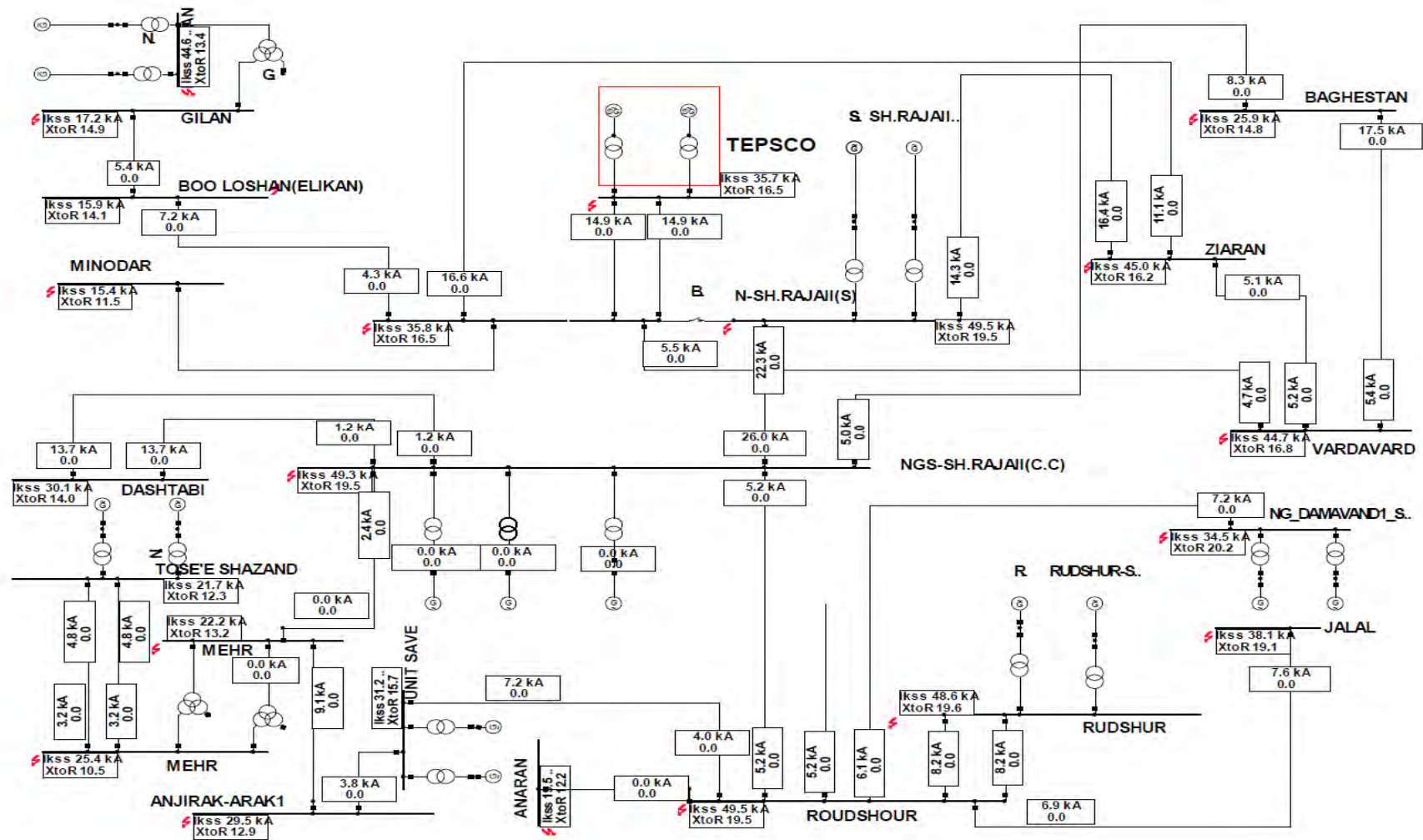
Substation Name	電圧 (kV)	Pre-splitting		Post- splitting	
		Ikss (kA)	X/R	Ikss (kA)	X/R
ANARAN	400	19.6	12.2	19.5	12.2
ANJIRAK-ARAK	400	29.5	12.9	29.5	12.9
BAGHESTAN	400	25.9	14.8	25.9	14.8
BOO	400	16.8	13.6	15.9	14.1
DASHTABI	400	33.5	13.7	30.1	14.0
GILAN	400	17.5	14.6	17.2	14.9
JALAL	400	38.2	19	38.1	19.1
MEHR	400	25.4	10.5	22.2	13.2
MEHR	230	22.2	13.2	25.4	10.5
MINODAR	400	17.3	11.2	15.4	11.5
N-SH.RAJAII(S)-1	400	61.8	20.3	49.5	19.5
N-SH.RAJAII(S)-2	400	61.8	20.3	35.8	16.5
NGS-SH.RAJAII(C.C)	400	60.3	20	49.3	19.5
NGS_GILAN	230	44.8	13.3	44.6	13.4
NG_DAMAVAND	400	34.5	20.2	34.5	20.2
ROUDSHOUR	400	50.1	19.3	49.5	19.5
RUDSHUR	400	49.2	19.4	48.6	19.6
NEW P/S	400	61.5	20.2	35.7	16.5
TOSE'E SHAZAND	230	21.7	12.3	21.7	12.3
UNIT SAVE	400	31.3	15.7	31.2	15.7
VARDAVARD	400	44.9	16.8	44.7	16.8
ZIARAN	400	45.7	16.4	45.0	16.2

出典：調査団による計算結果

表 5-73 相短絡電流(ラジャーイー汽力発電所の 400kV 母線分離運用)
【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への引込み】

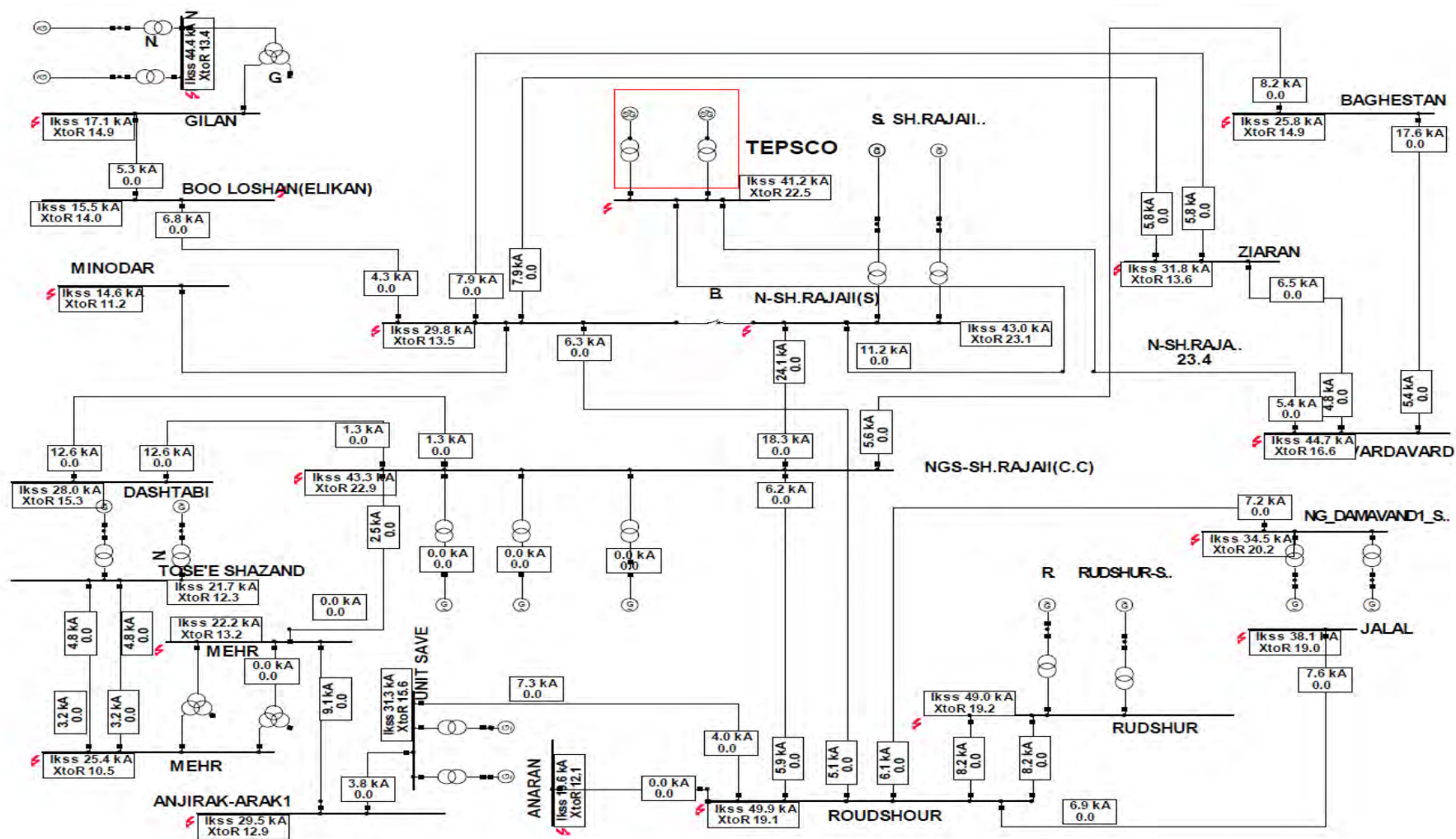
Substation Name	電圧 (kV)	Pre-splitting		Post- splitting	
		Ikss (kA)	X/R	Ikss (kA)	X/R
ANARAN	400	19.6	12.2	19.6	12.1
ANJIRAK-ARAK	400	29.5	12.9	29.5	12.9
BAGHESTAN	400	25.9	14.8	25.8	14.9
BOO	400	16.8	13.6	15.5	14.0
DASHTABI	400	33.4	13.7	28.0	15.3
GILAN	400	17.5	14.6	17.1	14.9
JALAL	400	38.2	19.0	38.1	19.0
MEHR	400	22.2	13.2	22.2	13.2
MEHR	230	25.4	10.5	25.4	10.5
MINODAR	400	17.3	11.2	14.6	11.2
N-SH.RAJAII(S)-1	400	61.7	20.2	43.0	23.1
N-SH.RAJAII(S)-2	400	61.7	20.2	29.8	13.5
NGS-SH.RAJAII(C.C)	400	60.2	20.0	43.3	22.9
NGS_GILAN	230	44.8	13.3	44.4	13.4
NG_DAMAVAND	400	34.5	20.2	34.5	20.2
ROUDSHOUR	400	50.1	19.3	49.9	19.1
RUDSHUR	400	49.2	19.4	49.0	19.2
NEW P/S	400	56.6	19.6	41.2	22.5
TOSE'E SHAZAND	230	21.7	12.3	21.7	12.3
UNIT SAVE	400	31.3	15.7	31.3	15.6
VARDAVARD	400	44.9	16.8	44.7	16.6
ZIARAN	400	45.6	16.3	31.8	13.6

出典：調査団による計算結果



出典：調査団による計算結果

図 5-12 3 相短絡電流(母線分離運用)【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線で引き込み】



出典：調査団による計算結果

図 5-13 3 相短絡電流(母線分離運用) 【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への引込み】

(4)母線分離運用対策実施後の1線地絡電流計算結果

表 5-8、表 5-9、図 5-14、図 5-15 に示す通り、ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に2回線で引込み時および既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への引込み時ともに母線分離運用対策実施、新発電機系統連系後の1線地絡電流は、50 kAを下回っている。

表 5-8 1線地絡電流(ラジャーイー汽力発電所の400kV 母線分離運用)
【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に2回線で引込み】

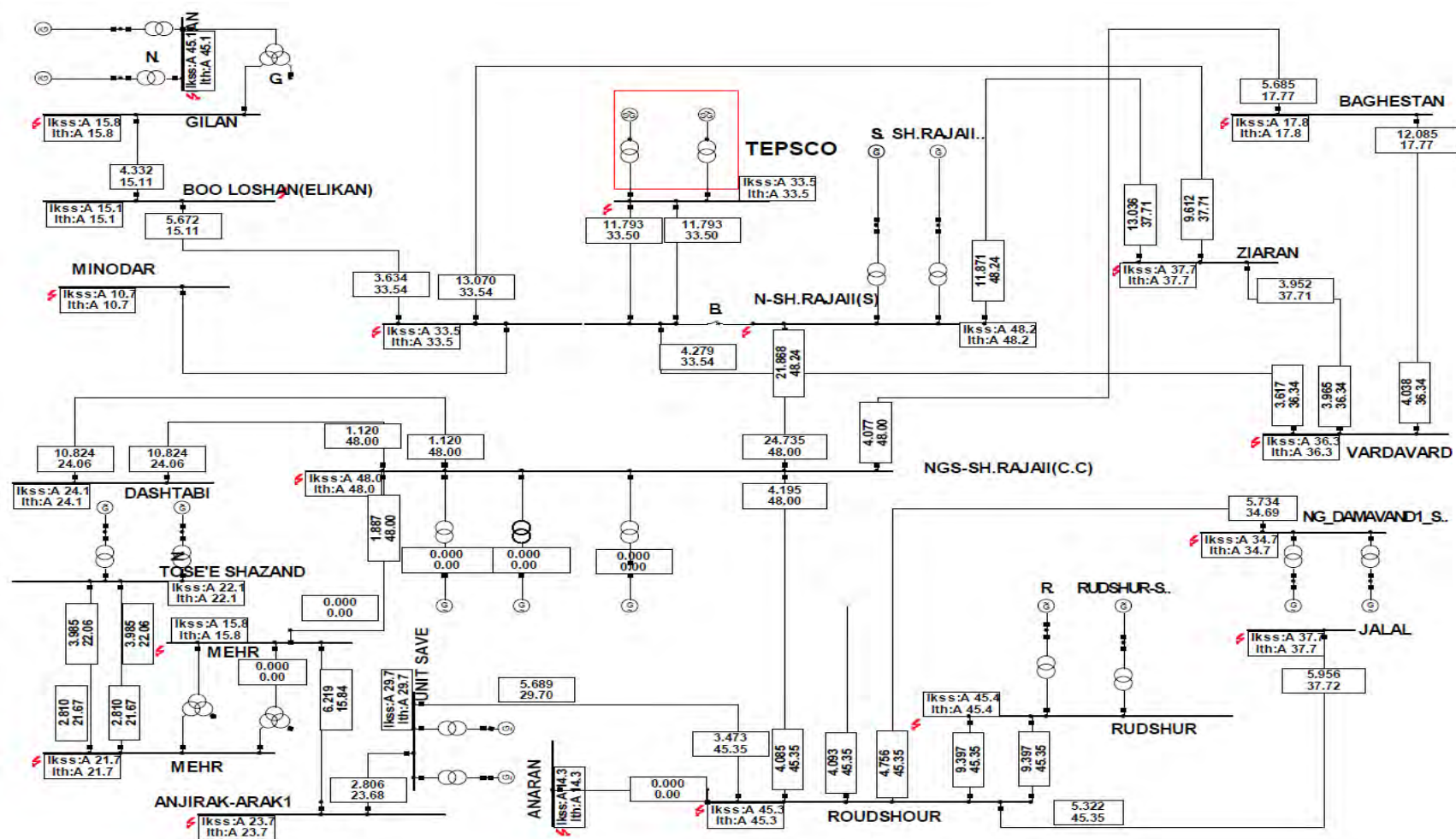
Substation Name	電圧 (kV)	Pre-splitting		Post- splitting	
		Ikss (kA)	X/R	Ikss (kA)	X/R
ANARAN	400	14.3	14.3	14.3	14.3
ANJIRAK-ARAK	400	23.7	23.7	23.7	23.7
BAGHESTAN	400	17.8	17.8	17.8	17.8
BOO	400	15.7	15.7	15.1	15.1
DASHTABI	400	26.4	26.4	24.1	24.1
GILAN	400	15.9	15.9	15.8	15.8
JALAL	400	37.7	37.7	37.7	37.7
MEHR	400	21.7	21.7	15.8	15.8
MEHR	230	15.9	15.9	21.7	21.7
MINODAR	400	11.8	11.8	10.7	10.7
N-SH.RAJAII(S)-1	400	63.0	63.0	48.2	48.2
N-SH.RAJAII(S)-2	400	63.0	63.0	33.5	33.5
NGS-SH.RAJAII(C.C)	400	60.4	60.4	48.0	48.0
NGS_GILAN	230	45.2	45.2	45.1	45.1
NG_DAMAVAND	400	34.7	34.7	34.7	34.7
ROUDSHOUR	400	45.8	45.8	45.3	45.3
RUDSHUR	400	45.8	45.8	45.4	45.4
NEW P/S	400	62.6	62.6	33.5	33.5
TOSE'E SHAZAND	230	22.1	22.1	22.1	22.1
UNIT SAVE	400	29.8	29.8	29.7	29.7
VARDAVARD	400	36.5	36.5	36.3	36.3
ZIARAN	400	38.2	38.2	37.7	37.7

出典：調査団による計算結果

表 5-9 1 線地絡電流(ラジャーイー汽力発電所の 400kV 母線分離運用)
【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への引込み】

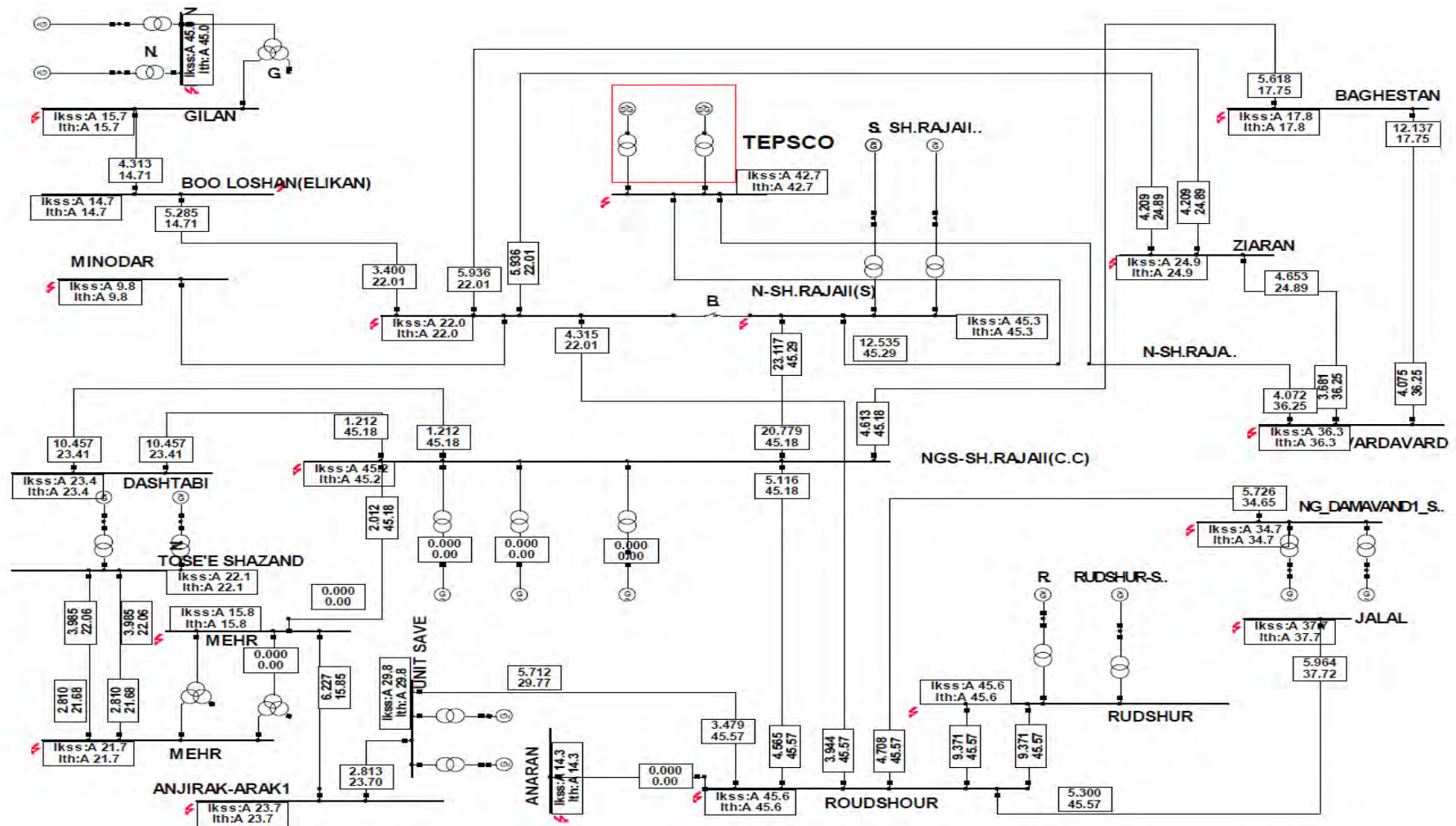
Substation Name	電圧 (kV)	Pre- splitting		Post- splitting	
		Ikss (kA)	X/R	Ikss (kA)	X/R
ANARAN	400	14.3	14.3	14.3	14.3
ANJIRAK-ARAK	400	23.7	23.7	23.7	23.7
BAGHESTAN	400	17.8	17.8	17.8	17.8
BOO	400	15.7	15.7	14.7	14.7
DASHTABI	400	26.4	26.4	23.4	23.4
GILAN	400	15.9	15.9	15.7	15.7
JALAL	400	37.7	37.7	37.7	37.7
MEHR	400	15.9	15.9	15.8	15.8
MEHR	230	21.7	21.7	21.7	21.7
MINODAR	400	11.8	11.8	9.8	9.8
N-SH.RAJAII(S)-1	400	62.4	62.4	45.3	45.3
N-SH.RAJAII(S)-2	400	62.4	62.4	22.0	22.0
NGS-SH.RAJAII(C.C)	400	60.0	60.0	45.2	45.2
NGS_GILAN	230	45.2	45.2	45.0	45.0
NG_DAMAVAND	400	34.7	34.7	34.7	34.7
ROUDSHOUR	400	45.8	45.8	45.6	45.6
RUDSHUR	400	45.8	45.8	45.6	45.6
NEW P/S	400	55.8	55.8	42.7	42.7
TOSE'E SHAZAND	230	22.1	22.1	22.1	22.1
UNIT SAVE	400	29.8	29.8	29.8	29.8
VARDAVARD	400	36.5	36.5	36.3	36.3
ZIARAN	400	38.1	38.1	24.9	24.9

出典：調査団による計算結果



出典：調査団による計算結果

図 5-14 1 線地絡電流(母線分離運用)【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線で引込み】



出典：調査団による計算結果

図 5-15 1 線地絡電流(母線分離運用)【既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線への引込み】

5.2.4 潮流・電圧計算結果（2回線および π 接続時の母線分離）

3 相短絡時および 1 線地絡時の事故電流を抑制するための既設ラジャーイー汽力発電所 400kV 母線分離運用対策実施後の潮流・電圧を確認した。

- (1)既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線引込み(ピーク)
- (2)既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線引込み(オフピーク)
- (3)既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線へ引込み(ピーク)
- (4)既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線へ引込み(オフピーク)

- (1)既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線引込み(ピーク時)

- ・電圧：0.99～1.03P.U.
- ・潮流：全設備定格容量以内

表 5-10 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線引込み時の電圧(ピーク)

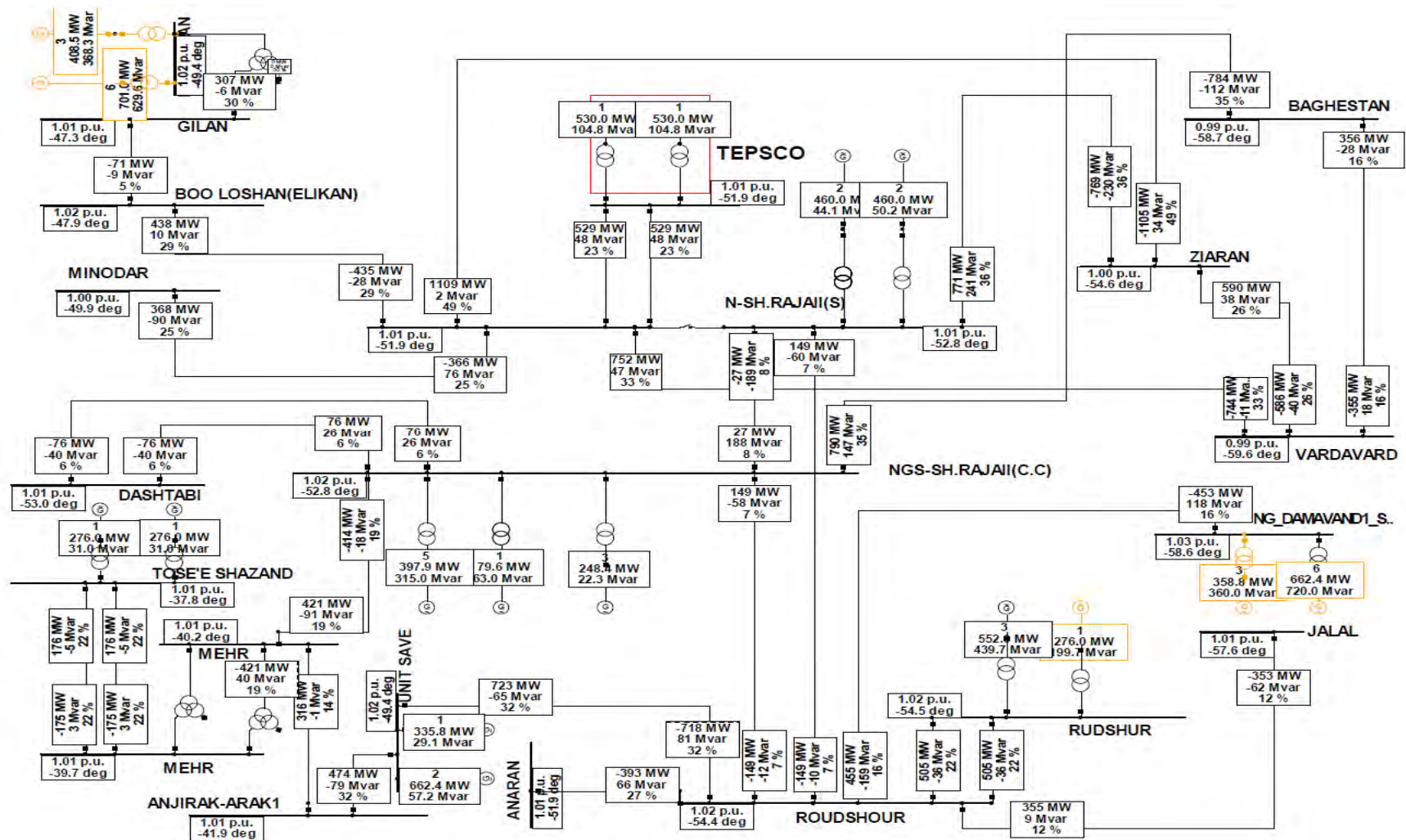
Name	Nominal Voltage (kV)	Pre-connection		Post-connection	
		Magnitude(pu.)	Angle(deg)	Magnitude(pu.)	Angle(deg)
ANARAN	400	1.00	-66.6	1.01	-51.9
ANJIRAK-ARAK	400	0.99	-52.9	1.01	-41.9
BAGHESTAN	400	0.98	-75.5	0.99	-58.7
BOO LOSHAN(ELIKAN)	400	1.01	-65.2	1.02	-47.9
DASHTABI	400	1.00	-70.1	1.01	-53.0
GILAN	400	1.01	-63.9	1.01	-47.3
JALAL	400	1.00	-72.5	1.01	-57.6
MEHR	400	1.00	-51.3	1.01	-40.2
MEHR	230	1.00	-50.8	1.01	-39.7
MINODAR	400	1.00	-67.4	1.00	-49.9
N-SH.RAJAII(S)-1	400	1.00	-69.9	1.01	-52.8
N-SH.RAJAII(S)-2	400	1.00	-69.9	1.01	-51.9
NGS-SH.RAJAII(C.C)	400	1.00	-69.9	1.02	-52.8
NGS_GILAN	230	1.01	-65.8	1.02	-49.4
NG_DAMAVAND	400	1.03	-74.7	1.03	-58.6
ROUDSHOUR	400	1.01	-69.9	1.02	-54.4
RUDSHUR	400	1.01	-70.0	1.02	-54.5
TEPSO	400	-	-	1.01	-51.9
TOSE'E SHAZAND	230	1.01	-48.8	1.01	-37.8
UNIT SAVE	400	1.01	-63.7	1.02	-49.4
VARDAVARD	400	0.99	-76.4	0.99	-59.6
ZIARAN	400	1.00	-71.9	1.00	-54.6

出典：調査団による計算結果

表 5-11 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線引込み時の潮流(ピーク)

Name	Nominal Voltage (kV)	Pre-connection			Post-connection		
		Loading%	P (MW)	Q (Mvar)	Loading%	P (MW)	Q (Mvar)
BAGHESTAN_ NGS-SH.RAJAIL(comb-syle)	400	34	-741	-81	35	-784	-112
BAGHESTAN_ VARDAVARD	400	14	313	-60	16	356	-28
BOO LOSHAN(ELIKAN)_ N-SH.RAJAIL(steam)	400	34	510	6	29	438	10
DASHTABI_ NGS-SH.RAJAIL	400	5	-65	-34	6	-76	-40
DASHTABI_ NGS-SH.RAJAIL(comb-syle)	400	5	-65	-34	6	-76	-40
GILAN_ BOO LOSHAN(ELIKAN)	400	10	142	-46	5	71	-37
JALAL_ ROUDSHOUR	400	9	-282	-49	12	-353	-62
MEHR_ ANJIRAK-ARAK	400	13	284	13	14	316	-1
N-SH.RAJAIL(steam)_ NGS-SH.RAJAIL(C.C.)	400	20	-416	-197	8	-27	-189
N-SH.RAJAIL(steam)_ VARDAVARD	400	28	630	57	33	752	47
N-SH.RAJAIL(steam)_ ZIARAN	400	37	822	97	36	771	241
NGS-SH.RAJAIL(comb-syle)_ R_MEHR	400	27	-586	55	19	-414	-18
NG_DAMAVAND_SHOHDAYE PAKDASHT	400	18	-514	144	16	-453	118
ROUDSHOUR_ NGS-SH.RAJAIL(comb-syle)	400	3	3	-13	7	-149	-12
RUDSHUR_ NG-ROUDSHOUR	400	24	-532	72	22	-505	35
R_MEHR_ MEHR	400	27	-601	8	19	-421	40
ROUDSHOUR_ ANARAN	400	33	-487	97	27	-393	66
TEPSCO-Rajae steam	400	-	-	-	23	529	48
TEPSCO-Rajae steam	400	-	-	-	23	529	48
TOSE'E SHAZAND_ MEH R	230	22	179	7	22	176	-5
TOSE'E SHAZAND_ MEHR	230	22	179	7	22	176	-5
UNIT SAVE_ ANJIRAK ARAK	400	45	-650	128	32	-468	59
UNIT SAVE_ ROUDSHOUR	400	39	-867	126	32	-718	81
ZIARAN_ VARDAVARD	400	23	523	32	26	590	38

出典：調査団による計算結果



出典：調査団による計算結果

図 5-16 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線引込み時の潮流図(ピーク)

(2)既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線引込み(オフピーク時)

- ・ 電圧：1.00～1.05P.U.
- ・ 潮流：全設備定格容量以内

表 5-12 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線引込み時の電圧(オフピーク)

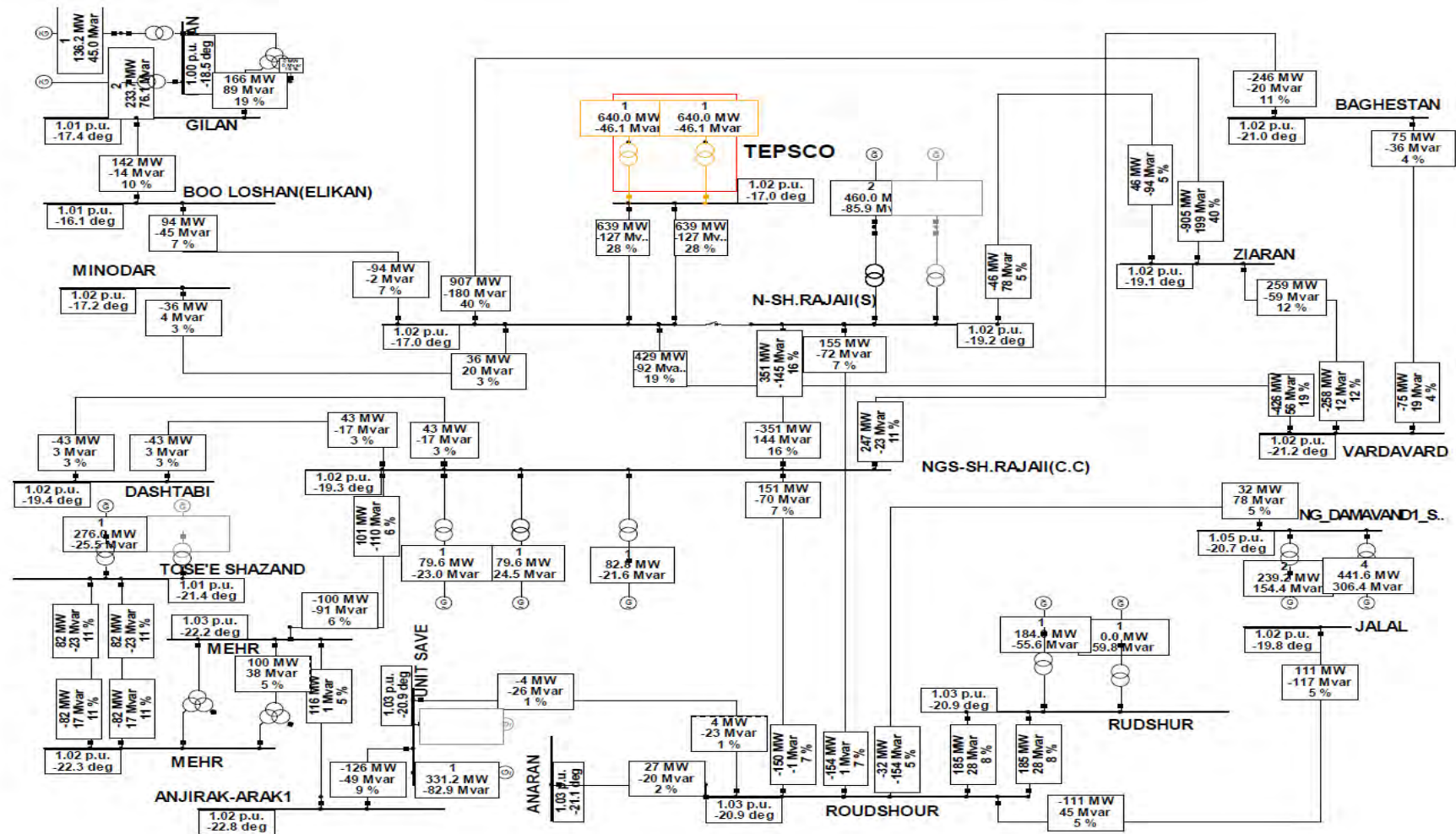
Name	Nominal Voltage (kV)	Pre-connection		Post-connection	
		Magnitude(pu.)	Angle(deg)	Magnitude(pu.)	Angle(deg)
ANARAN	400	1.03	-36.6	1.03	-21.1
ANJIRAK-ARAK	400	1.02	-34.6	1.02	-22.8
BAGHESTAN	400	1.03	-39.0	1.02	-21.0
BOO LOSHAN(ELIKAN)	400	1.02	-35.4	1.01	-16.1
DASHTABI	400	1.03	-37.3	1.02	-19.4
GILAN	400	1.01	-35.7	1.01	-17.4
JALAL	400	1.02	-35.5	1.02	-19.8
MEHR	400	1.03	-34.2	1.03	-22.2
MEHR	230	1.02	-34.3	1.02	-22.3
MINODAR	400	1.03	-36.7	1.02	-17.2
N-SH.RAJAII(S)-1	400	1.03	-37.2	1.02	-19.2
N-SH.RAJAII(S)-2	400	1.03	-37.2	1.02	-17.0
NGS-SH.RAJAII(C.C)	400	1.03	-37.2	1.02	-19.3
NGS_GILAN	230	1.00	-36.5	1.00	-18.5
NG_DAMAVAND	400	1.05	-37.8	1.05	-20.7
ROUDSHOUR	400	1.03	-37.2	1.03	-20.9
RUDSHUR	400	1.03	-37.2	1.03	-20.9
TEPSCO	400	-	-	1.02	-17.0
TOSE'E SHAZAND	230	1.01	-33.3	1.01	-21.4
UNIT SAVE	400	1.03	-36.0	1.03	-20.9
VARDAVARD	400	1.03	-39.2	1.02	-21.2
ZIARAN	400	1.03	-37.9	1.02	-19.1

出典：調査団による計算結果

表 5-13 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線引込み時の潮流(オフピーク)

Name	Nominal Voltage (kV)	Pre-connection			Post-connection		
		Loading%	P (MW)	Q (Mvar)	Loading%	P (MW)	Q (Mvar)
BAGHESTAN_ NGS-SH.RAJAIL(comb-syle)	400	4	78	-47	11	-246	-20
BAGHESTAN_ VARDAVARD	400	14	198	-90	4	75	-36
BOO LOSHAN(ELIKAN)_ N-SH.RAJAIL(steam)	400	3	-40	1	7	94	-45
DASHTABI_ NGS-SH.RAJAIL	400	3	-40	1	3	-43	3
DASHTABI_ NGS-SH.RAJAIL(comb-syle)	400	5	-39	-57	3	-43	3
GILAN_ BOO LOSHAN(ELIKAN)	400	7	185	-128	10	-142	-30
JALAL_ ROUDSHOUR	400	4	77	-1	5	111	-117
MEHR_ ANJIRAK-ARAK	400	12	274	-33	5	116	1
N-SH.RAJAIL(steam)_ NGS-SH.RAJAIL(C.C.)	400	2	-4	-49	16	351	-145
N-SH.RAJAIL(steam)_ VARDAVARD	400	9	204	-51	19	429	-92
N-SH.RAJAIL(steam)_ ZIARAN	400	12	274	-33	5	-46	78
NGS-SH.RAJAIL(comb-syle)_ R_MEHR	400	7	-104	-89	6	101	-110
NG_DAMAVAND_SHOHDAYE PAKDASHT	400	6	-57	91	5	32	78
ROUDSHOUR_ NGS-SH.RAJAIL(comb-syle)	400	2	4	-27	7	-150	-1
RUDSHUR_ NG-ROUDSHOUR	400	10	-234	-29	8	-185	-29
R_MEHR_ MEHR	400	5	-104	60	5	100	38
ROUDSHOUR_ ANARAN	400	6	-87	-6	2	27	-20
TEPSO-Rajae steam	400	-	-	-	28	639	-127
TEPSO-Rajae steam	400	-	-	-	28	639	-127
TOSE'E SHAZAND_ MEH R	230	11	85	-24	11	82	-23
TOSE'E SHAZAND_ MEHR	230	11	85	-24	11	82	-23
UNIT SAVE_ ANJIRAK ARAK	400	7	-90	-11	9	127	-32
UNIT SAVE_ ROUDSHOUR	400	8	-176	-3	1	4	-23
ZIARAN_ VARDAVARD	400	7	167	-44	12	259	-59

出典：調査団による計算結果



出典：調査団による計算結果

図 5-17 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線引込み時の潮流図(オフピーク)

(3)既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線へ引込み(ピーク時)

- ・ 電圧：0.98～1.03P.U.
- ・ 潮流：全設備定格容量以内

表 5-14 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線へ引込み時の電圧
(ピーク)

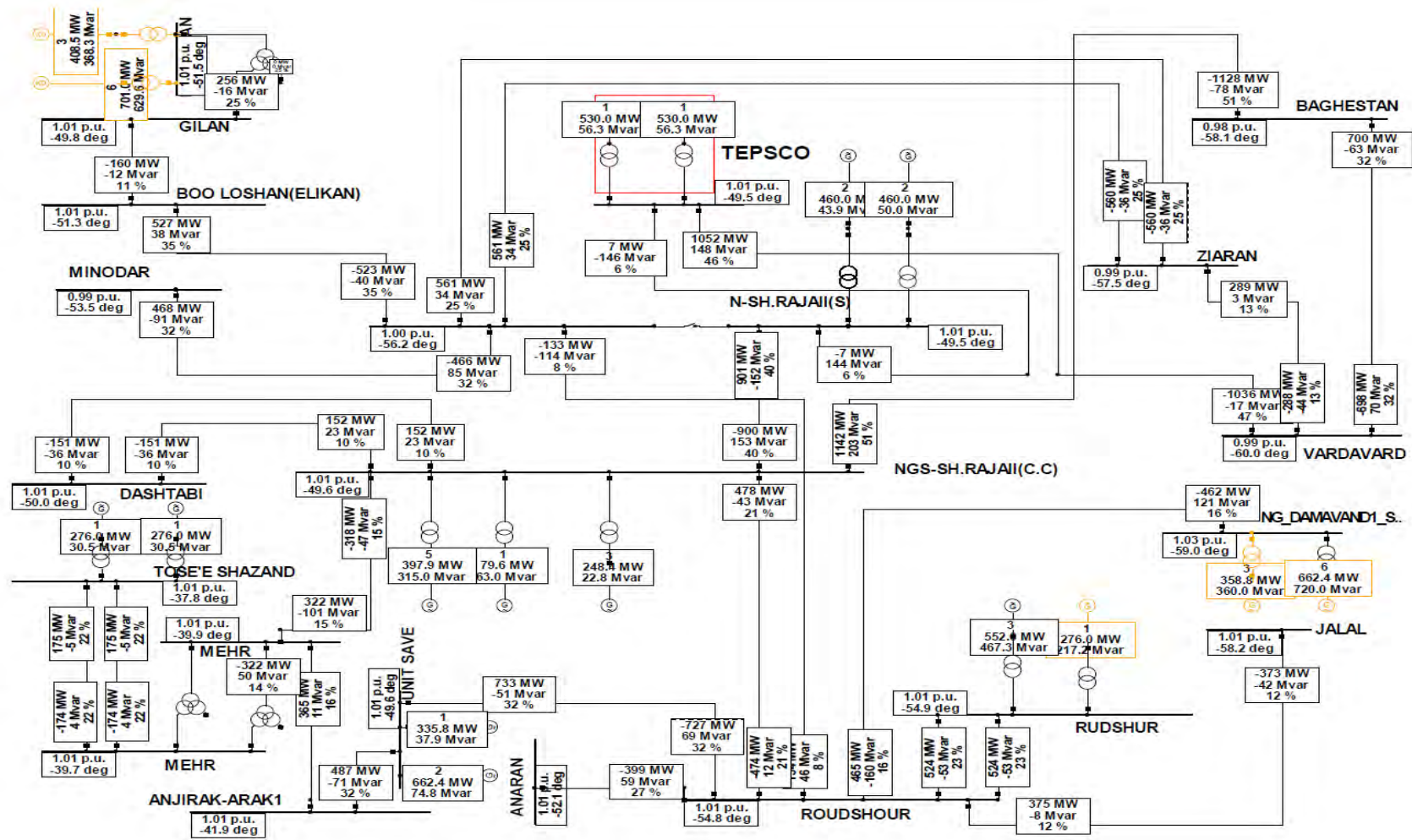
Name	Nominal Voltage (kV)	Pre-connection		Post-connection	
		Magnitude(pu.)	Angle(deg)	Magnitude(pu.)	Angle(deg)
ANARAN	400	1.00	-66.6	1.01	-52.1
ANJIRAK-ARAK	400	0.99	-52.9	1.01	-41.9
BAGHESTAN	400	0.98	-75.5	0.98	-58.1
BOO LOSHAN(ELIKAN)	400	1.01	-65.2	1.01	-51.3
DASHTABI	400	1.00	-70.1	1.01	-50.0
GILAN	400	1.01	-63.9	1.01	-49.8
JALAL	400	1.00	-72.5	1.01	-58.2
MEHR	400	1.00	-51.3	1.01	-39.9
MEHR	230	1.00	-50.8	1.01	-39.7
MINODAR	400	1.00	-67.4	0.99	-53.5
N-SH.RAJAII(S)-1	400	1.00	-69.9	1.01	-49.5
N-SH.RAJAII(S)-2	400	1.00	-69.9	1.00	-56.2
NGS-SH.RAJAII(C.C)	400	1.00	-69.9	1.01	-49.6
NGS_GILAN	230	1.01	-65.8	1.01	-51.5
NG_DAMAVAND	400	1.03	-74.7	1.03	-59.0
ROUDSHOUR	400	1.01	-69.9	1.01	-54.8
RUDSHUR	400	1.01	-70.0	1.01	-54.9
TEPSO	400	-	-	1.01	-49.5
TOSE'E SHAZAND	230	1.01	-48.8	1.01	-37.8
UNIT SAVE	400	1.01	-63.7	1.01	-49.6
VARDAVARD	400	0.99	-76.4	0.99	-60.0
ZIARAN	400	1.00	-71.9	0.99	-57.5

出典：調査団による計算結果

表 5-15 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線へ引込み時の潮流
(ピーク)

Name	Nominal Voltage (kV)	Pre-connection			Post-connection		
		Loading%	P (MW)	Q (Mvar)	Loading%	P (MW)	Q (Mvar)
BAGHESTAN_ NGS-SH.RAJAI(comb-syle)	400	34	-741	-81	51	-1128	-78
BAGHESTAN_ VARDAVARD	400	14	313	-60	32	700	-63
BOO LOSHAN(ELIKAN)_ N-SH.RAJAI(steam)	400	34	510	6	35	527	38
DASHTABI_ NGS-SH.RAJAI	400	5	-65	-34	10	-151	-36
DASHTABI_ NGS-SH.RAJAI(comb-syle)	400	5	-65	-34	10	-151	-36
GILAN_ BOO LOSHAN(ELIKAN)	400	10	142	-46	11	160	-32
JALAL_ ROUDSHOUR	400	9	-282	-49	12	-373	-42
MEHR_ ANJIRAK-ARAK	400	13	284	13	16	365	11
N-SH.RAJAI(steam)_ NGS-SH.RAJAI(C.C.)	400	20	-416	-197	40	901	-152
N-SH.RAJAI(steam)_ VARDAVARD	400	28	630	57	6	-7	144
N-SH.RAJAI(steam)_ ZIARAN	400	37	822	97	25	561	34
NGS-SH.RAJAI(comb-syle)_ R_MEHR	400	27	-586	55	15	-318	-47
NG_DAMAVAND_SHOHDAYE PAKDASHT	400	18	-514	144	16	-462	121
ROUDSHOUR_ NGS-SH.RAJAI(comb-syle)	400	3	3	-13	21	-474	12
RUDSHUR_ NG-ROUDSHOUR	400	24	-532	72	23	-523	52
R_MEHR_ MEHR	400	27	-601	8	14	-322	50
ROUDSHOUR_ ANARAN	400	33	-487	97	27	-399	59
TEPSCO-Rajae steam	400	-	-	-	6	7	-146
TEPSCO-Vardavard	400	-	-	-	46	1052	148
TOSE'E SHAZAND_ MEH R	230	22	179	7	22	175	-5
TOSE'E SHAZAND_ MEHR	230	22	179	7	22	175	-5
UNIT SAVE_ ANJIRAK ARAK	400	45	-650	128	32	-480	55
UNIT SAVE_ ROUDSHOUR	400	39	-867	126	32	-727	69
ZIARAN_ VARDAVARD	400	23	523	32	13	289	3

出典：調査団による計算結果



出典：調査団による計算結果

図 5-18 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線へ引込み時の潮流図(ピーク)

(4)既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線へ引込み(オフピーク)

- ・電圧：1.00～1.05P.U.
- ・潮流：全設備定格容量以内

表 5-16 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線へ引込み時の電圧
(オフピーク)

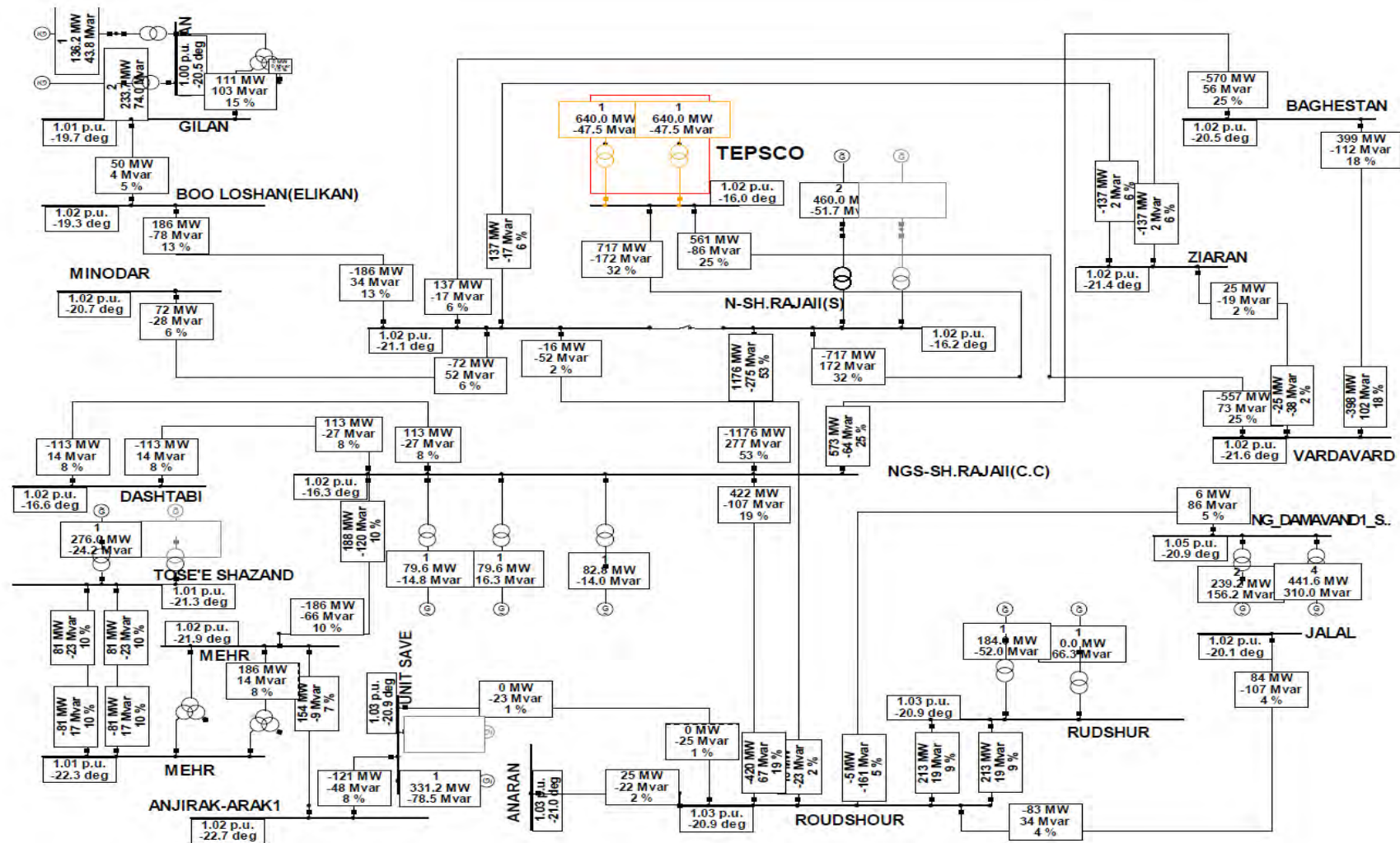
Name	Nominal Voltage (kV)	Pre-connection		Post-connection	
		Magnitude(pu.)	Angle(deg)	Magnitude(pu.)	Angle(deg)
ANARAN	400	1.03	-36.6	1.03	-21.0
ANJIRAK-ARAK	400	1.02	-34.6	1.02	-22.7
BAGHESTAN	400	1.03	-39.0	1.02	-20.5
BOO LOSHAN(ELIKAN)	400	1.02	-35.4	1.02	-19.3
DASHTABI	400	1.03	-37.3	1.02	-16.6
GILAN	400	1.01	-35.7	1.01	-19.7
JALAL	400	1.02	-35.5	1.02	-20.1
MEHR	400	1.03	-34.2	1.02	-21.9
MEHR	230	1.02	-34.3	1.01	-22.3
MINODAR	400	1.03	-36.7	1.02	-20.7
N-SH.RAJAII(S)-1	400	1.03	-37.2	1.02	-16.2
N-SH.RAJAII(S)-2	400	1.03	-37.2	1.02	-21.1
NGS-SH.RAJAII(C.C)	400	1.03	-37.2	1.02	-16.3
NGS_GILAN	230	1.00	-36.5	1.00	-20.5
NG_DAMAVAND	400	1.05	-37.8	1.05	-20.9
ROUDSHOUR	400	1.03	-37.2	1.03	-20.9
RUDSHUR	400	1.03	-37.2	1.03	-20.9
TEPSCO	400	-	-	1.02	-16.0
TOSE'E SHAZAND	230	1.01	-33.3	1.01	-21.3
UNIT SAVE	400	1.03	-36.0	1.03	-20.9
VARDAVARD	400	1.03	-39.2	1.02	-21.6
ZIARAN	400	1.03	-37.9	1.02	-21.4

出典：調査団による計算結果

表 5-17 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線へ引込み時の潮流
(オフピーク)

Name	Nominal Voltage (kV)	Pre-connection			Post-connection		
		Loading%	P (MW)	Q (Mvar)	Loading%	P (MW)	Q (Mvar)
BAGHESTAN_ NGS-SH.RAJAIL(comb-syle)	400	4	78	-47	25	-570	56
BAGHESTAN_ VARDAVARD	400	14	198	-90	18	399	-112
BOO LOSHAN(ELIKAN)_ N-SH.RAJAIL(steam)	400	3	-40	1	13	186	-78
DASHTABI_ NGS-SH.RAJAIL	400	3	-40	1	8	-113	14
DASHTABI_ NGS-SH.RAJAIL(comb-syle)	400	5	-39	-57	8	-113	14
GILAN_ BOO LOSHAN(ELIKAN)	400	7	185	-128	5	-50	-51
JALAL_ ROUDSHOUR	400	4	77	-1	4	84	-107
MEHR_ ANJIRAK-ARAK	400	12	274	-33	7	154	-9
N-SH.RAJAIL(steam)_ NGS-SH.RAJAIL(C.C.)	400	2	-4	-49	53	1176	-275
N-SH.RAJAIL(steam)_ VARDAVARD	400	9	204	-51	32	-717	172
N-SH.RAJAIL(steam)_ ZIARAN	400	12	274	-33	6	137	-17
NGS-SH.RAJAIL(comb-syle)_ R_MEHR	400	7	-104	-89	10	188	-120
NG_DAMAVAND_SHOHDAYE PAKDASHT	400	6	-57	91	5	6	86
ROUDSHOUR_ NGS-SH.RAJAIL(comb-syle)	400	2	4	-27	19	-420	67
RUDSHUR_ NG-ROUDSHOUR	400	10	-234	-29	9	-213	-20
R_MEHR_ MEHR	400	5	-104	60	8	186	14
ROUDSHOUR_ ANARAN	400	6	-87	-6	2	25	-22
TEPSCO-Rajae steam	400	-	-	-	32	717	-172
TEPSCO-Vardavard	400	-	-	-	25	561	-86
TOSE'E SHAZAND_ MEH R	230	11	85	-24	10	81	-23
TOSE'E SHAZAND_ MEHR	230	11	85	-24	10	81	-23
UNIT SAVE_ ANJIRAK ARAK	400	7	-90	-11	8	121	-32
UNIT SAVE_ ROUDSHOUR	400	8	-176	-3	1	0	-23
ZIARAN_ VARDAVARD	400	7	167	-44	2	25	-19

出典：調査団による計算結果



出典：調査団による計算結果

図 5-19 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線へ引込み時の潮流図(オフピーク)

5.2.5 過渡安定度計算結果（2回線および π 接続時の母線分離）

【事故ケースと計算条件】

事故電流を抑制するための既設ラジャーイー汽力発電所 400kV 母線分離運用実施後の

1：既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に2回線で引込み

2：既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線へ引込み

の系統構成におけるピーク時・オフピーク時の過渡安定度を確認した結果、1-1～1-9、2-1～2-9のいずれの事故ケースにおいても、シャヒード・ラジャーイー発電所近傍の発電機は脱調することなく、安定運転継続できることを確認した。

表 5-18 事故ケース

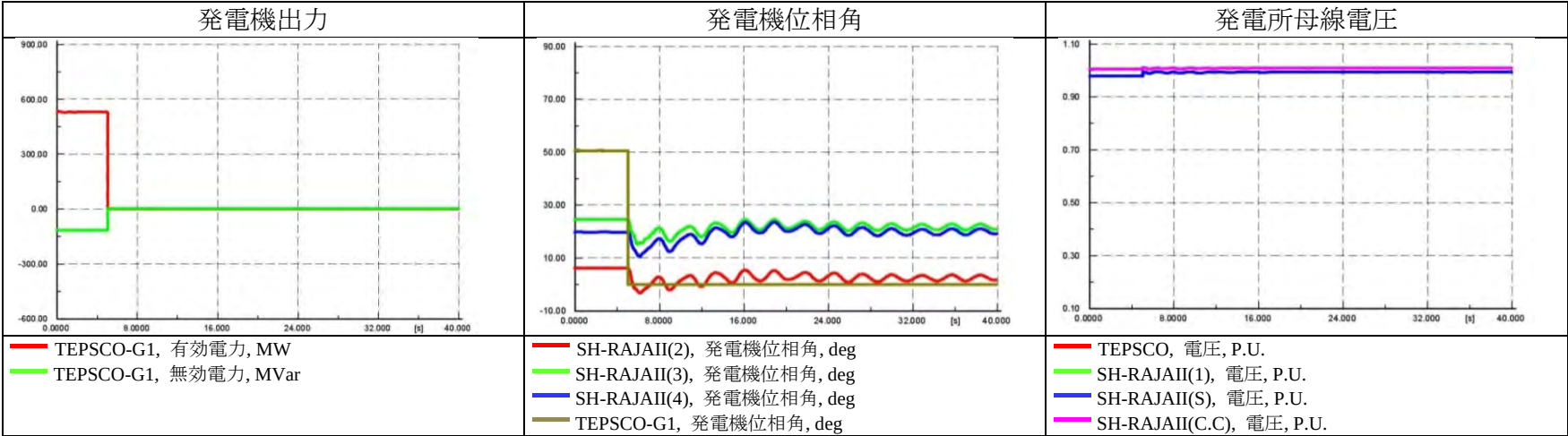
系統構成	No	事故ケース
1：既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に2回線で引込み	1	ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落
	2	ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落
	3	ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落
	4	ラジャーイー発電所～新設発電機間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
	5	ラジャーイー発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
	6	ラジャーイー発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
	7	ラジャーイー発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
	8	ラジャーイー発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
	9	ラジャーイー発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
2：既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線へ引込み	1	ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落
	2	ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落
	3	ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落
	4	ラジャーイー発電所～新設発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
	5	ラジャーイー新設発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
	6	ラジャーイー発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
	7	ラジャーイー発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
	8	ラジャーイー発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
	9	ラジャーイー発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断

※事故遮断時間：100ms

出典：調査団により作成

【過渡安定度計算結果】

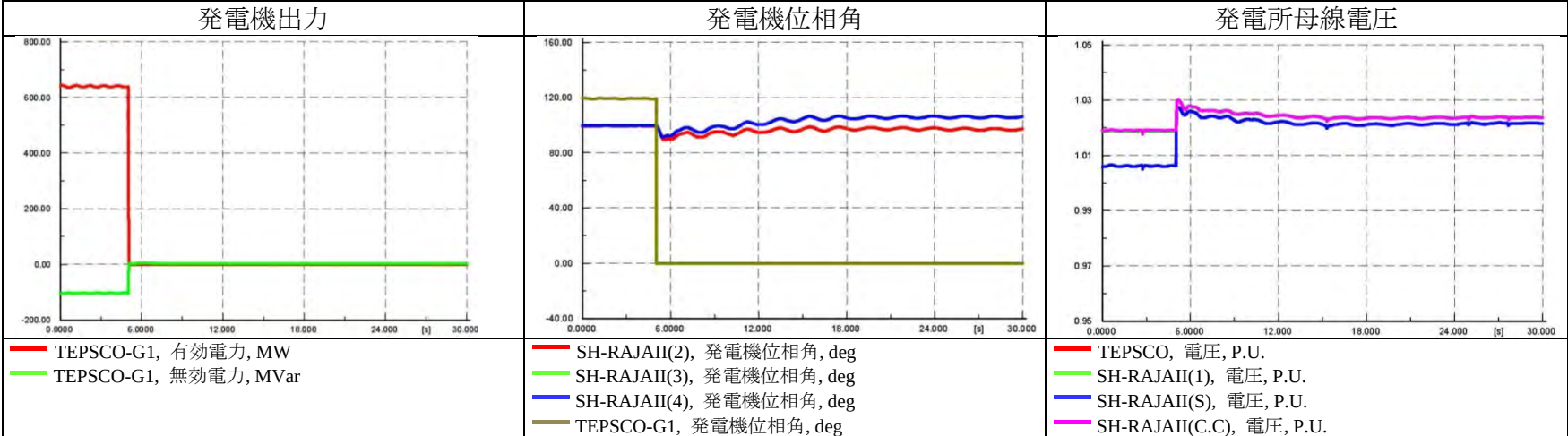
(1)1-1 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-20 1-1 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落(ピーク)

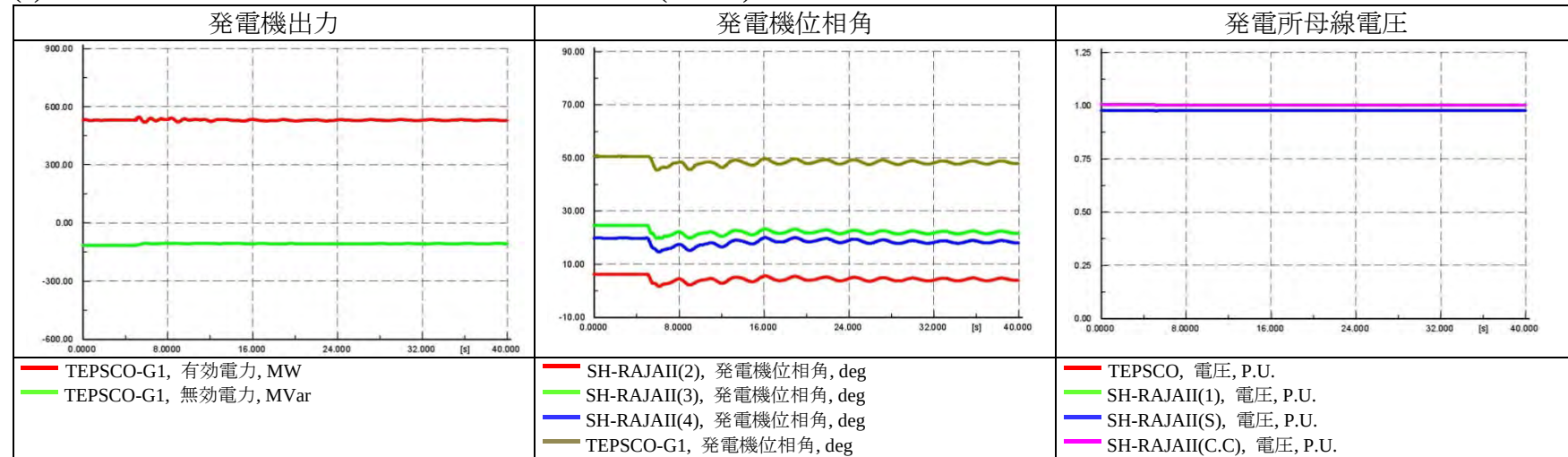
(2)1-1 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-21 1-1 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落(オフピーク)

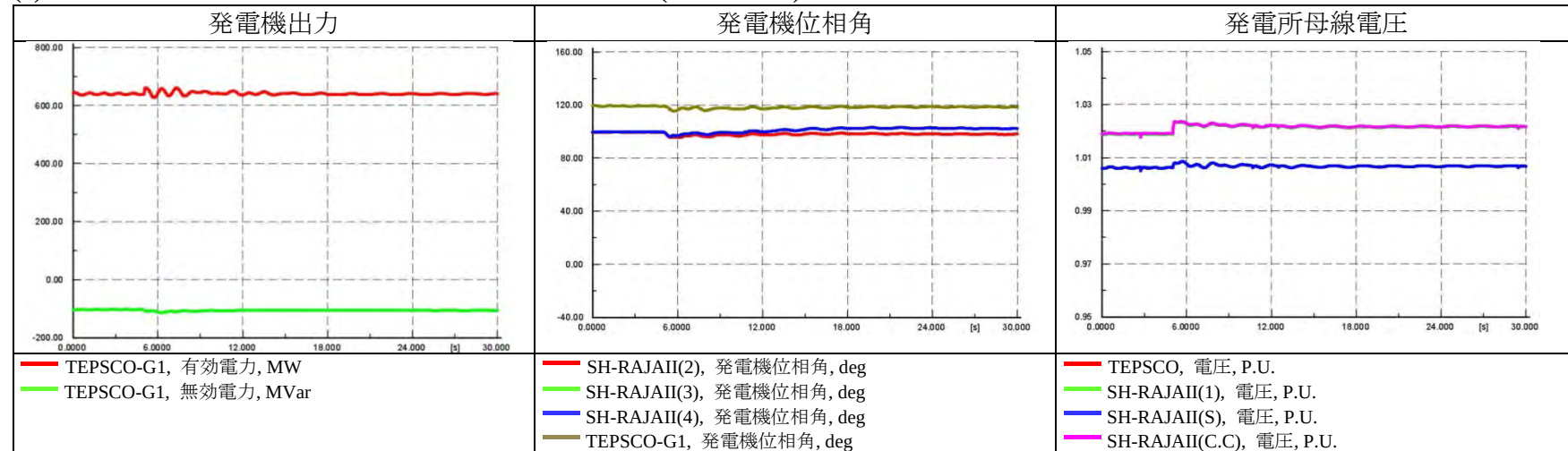
(3)1-2 ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-22 1-2 ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落(ピーク)

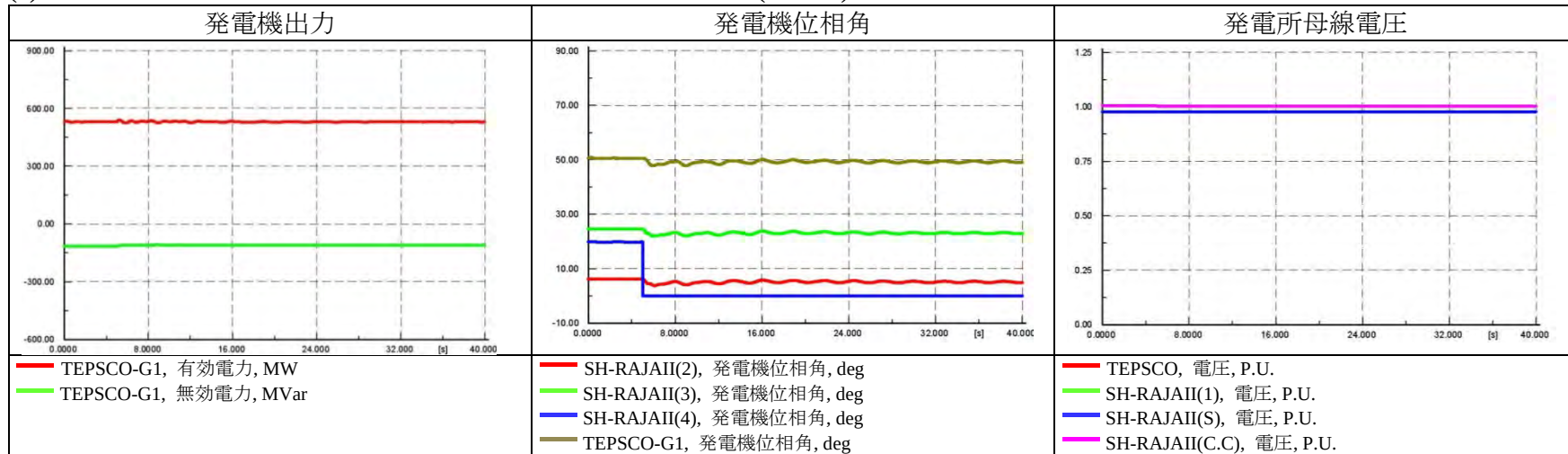
(4)1-2 ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-23 1-2 ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落(オフピーク)

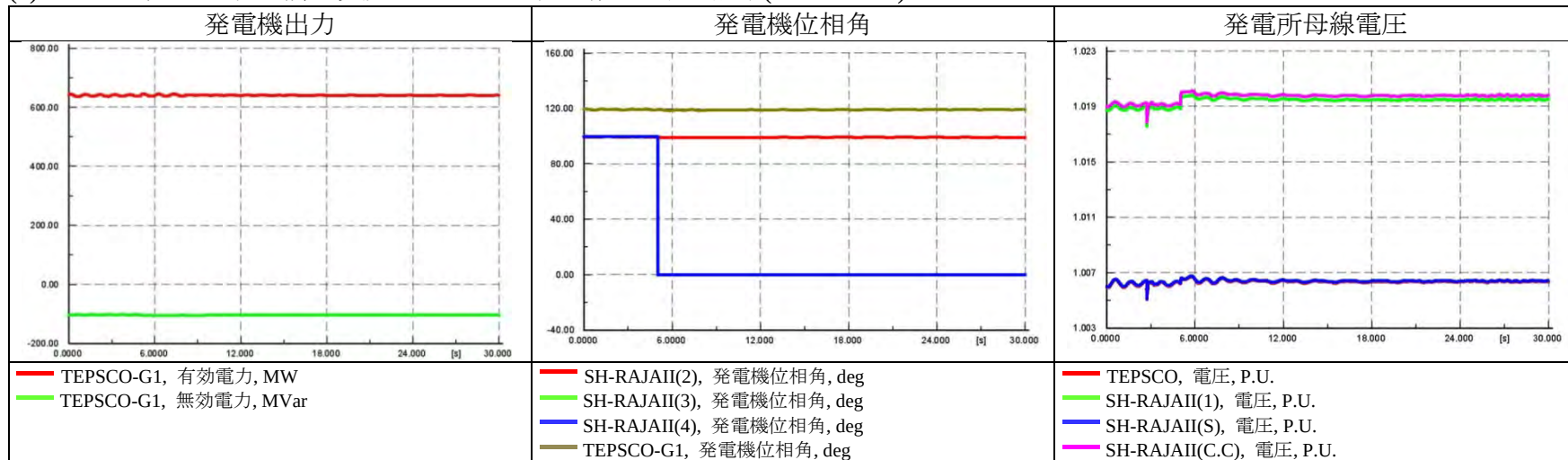
(5)1-3 ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-24 1-3 ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落(ピーク)

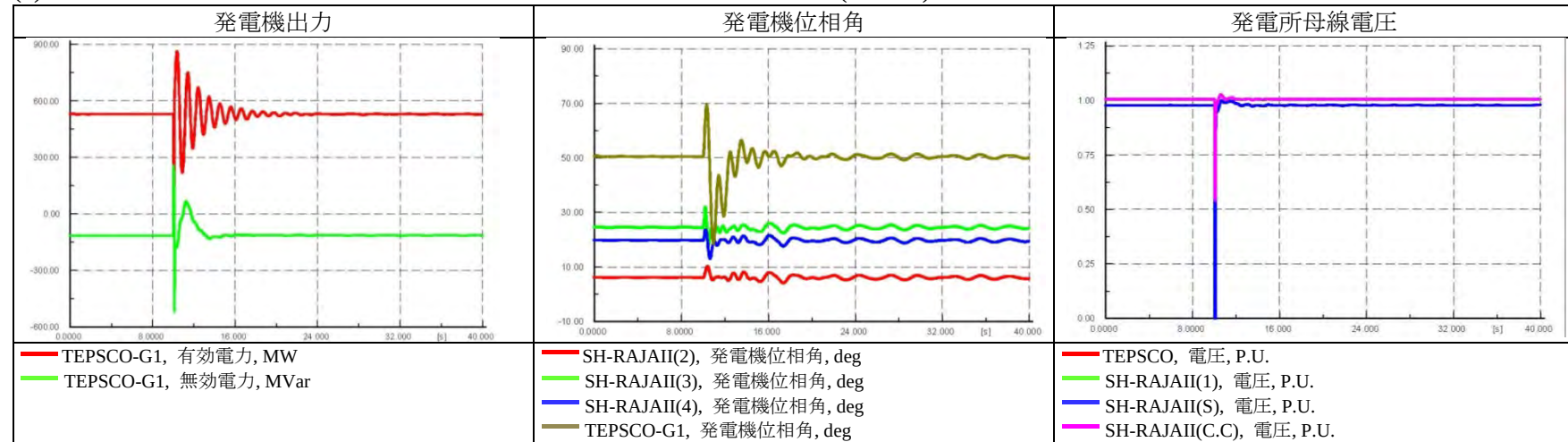
(6) 1-3 ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-25 1-3 ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落(オフピーク)

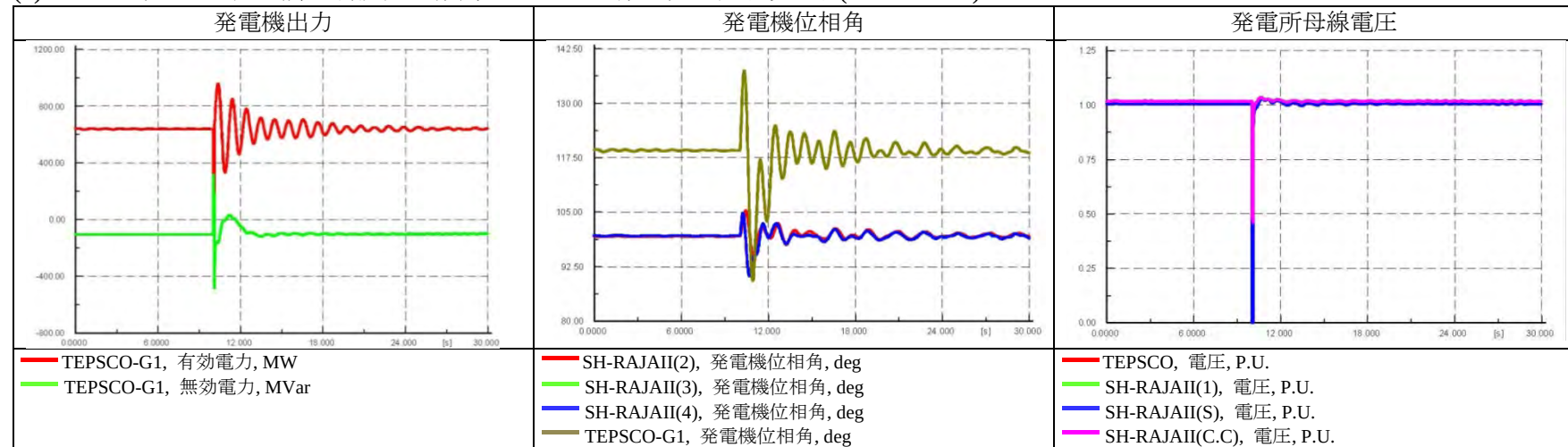
(7)1-4 ラジャーイー発電所～新設発電機間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-26 1-4 ラジャーイー発電所～新設発電機間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)

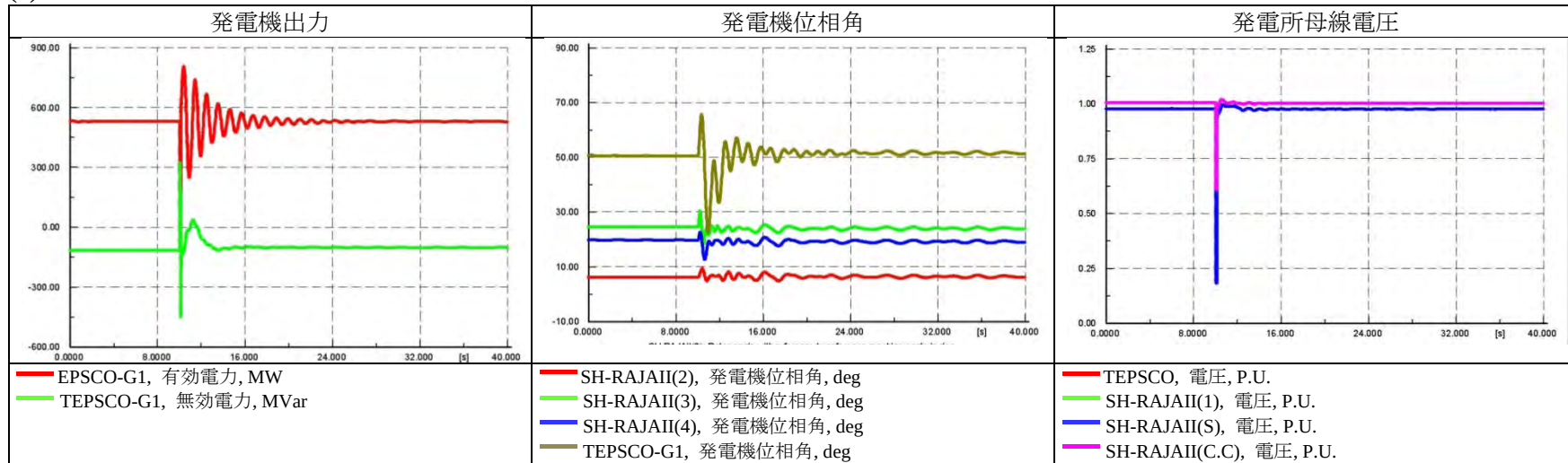
(8)1-4 ラジャーイー発電所～新設発電機間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-27 1-4 ラジャーイー発電所～新設発電機間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

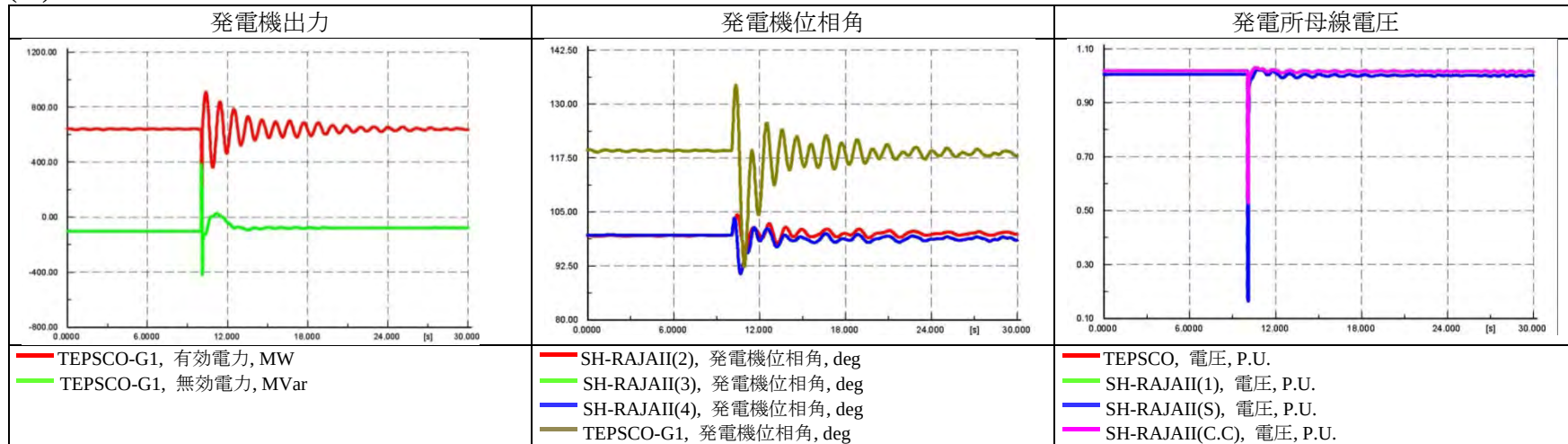
(9)1-5 ラジャーイー発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（ピーク）



出典：調査団による計算結果

図 5-28 1-5 ラジャーイー発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（ピーク）

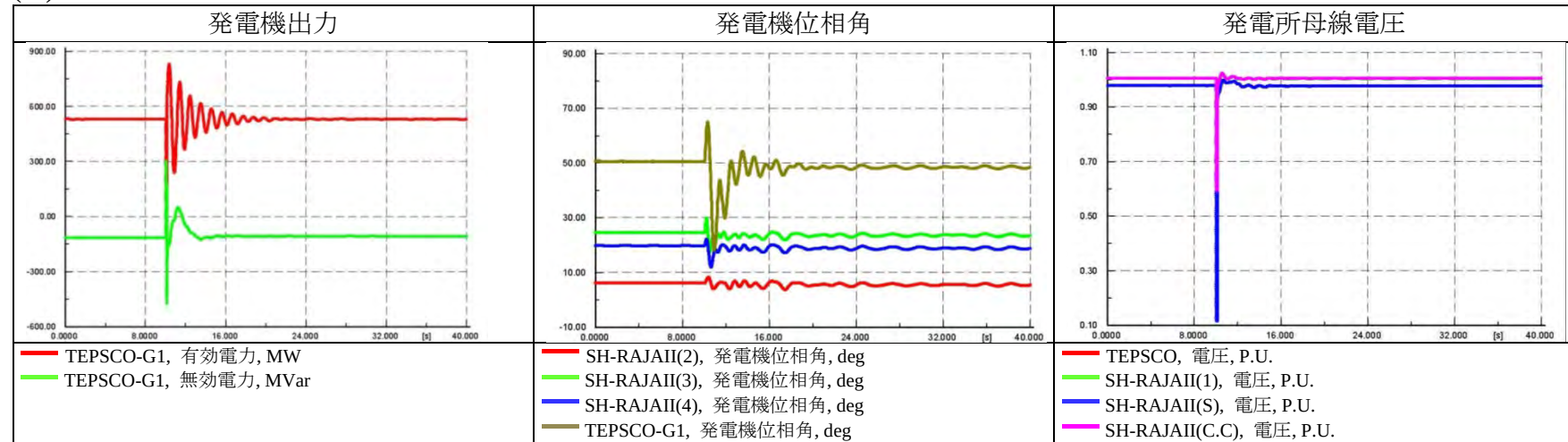
(10)1-5 ラジャーイー発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（オフピーク）



出典：調査団による計算結果

図 5-29 1-5 ラジャーイー発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

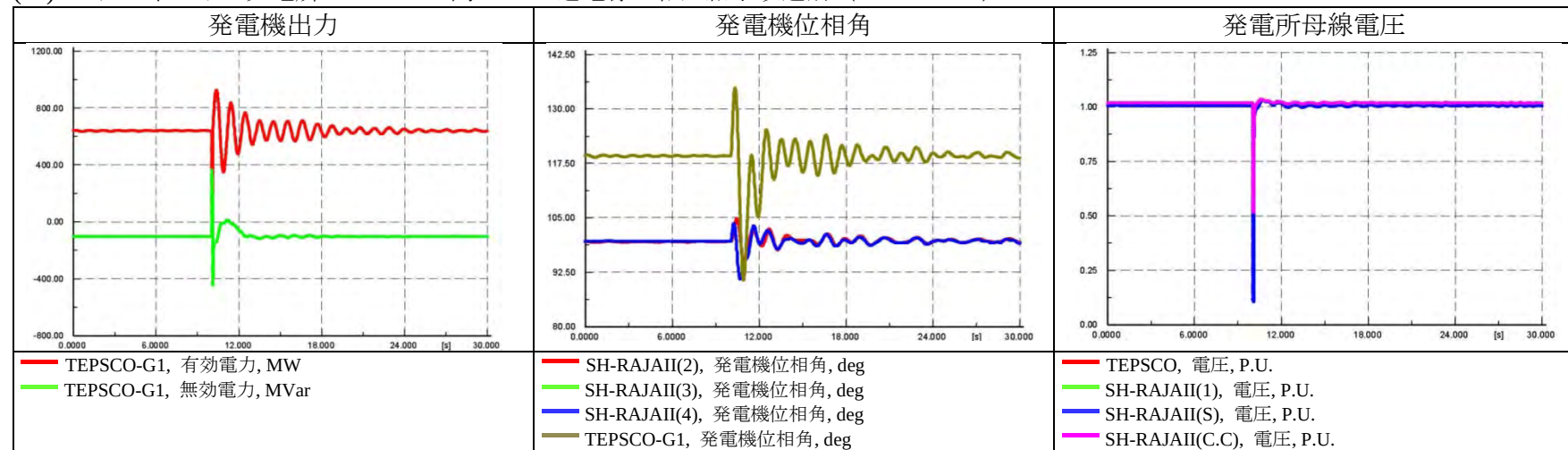
(11)1-6 ラジャーイー発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（ピーク）



出典：調査団による計算結果

図 5-30 1-6 ラジャーイー発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（ピーク）

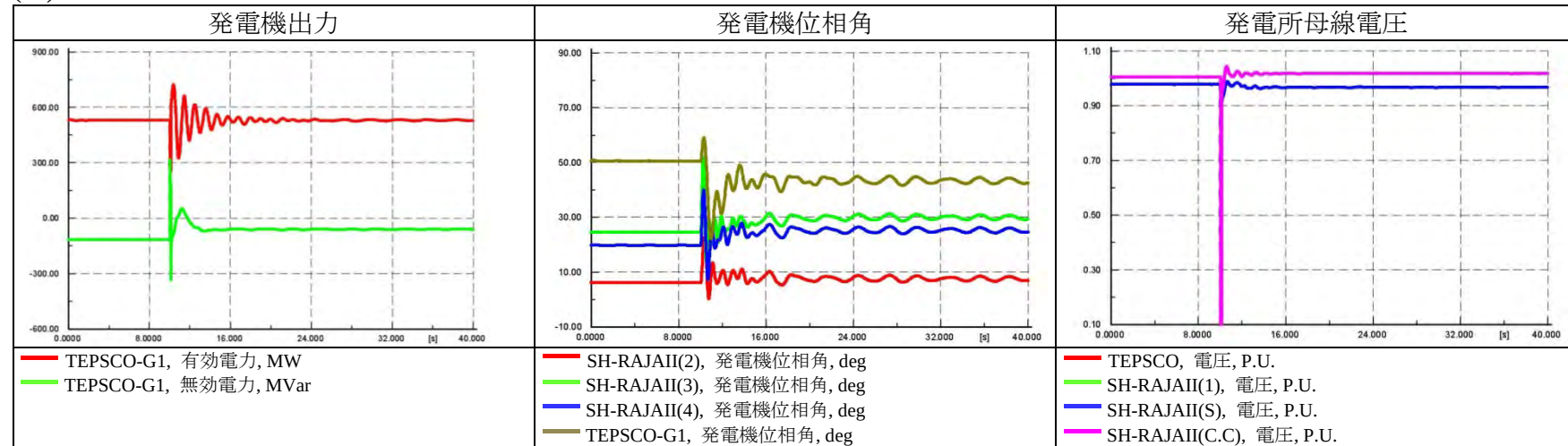
(12)1-6 ラジャーイー発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（オフピーク）



出典：調査団による計算結果

図 5-31 1-6 ラジャーイー発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

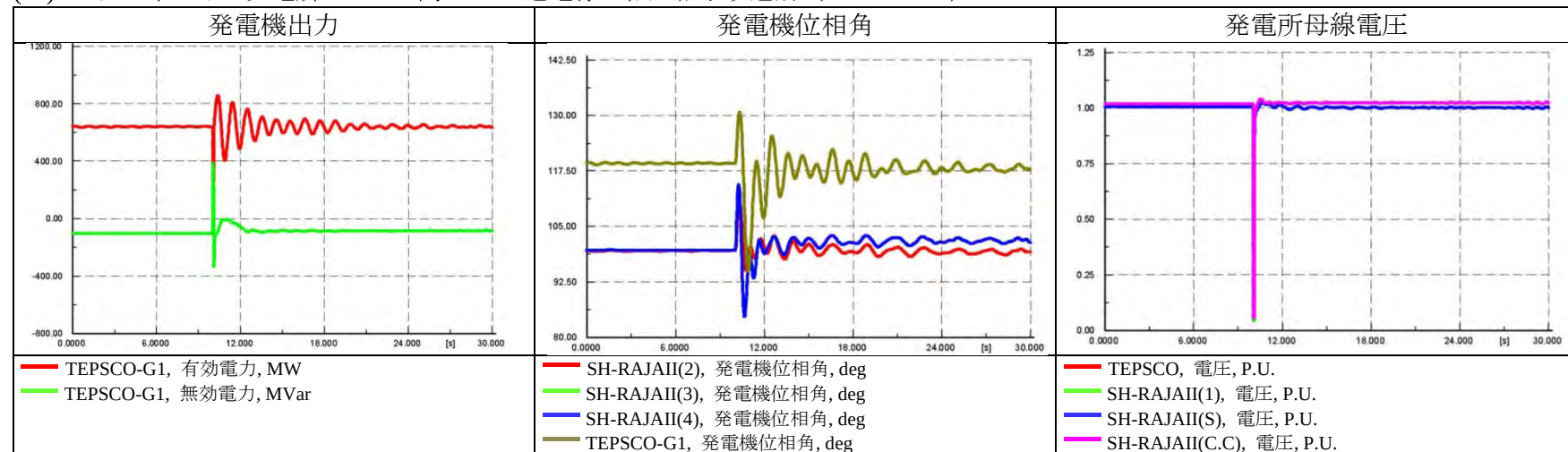
(13)1-7 ラジャーイー発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（ピーク）



出典：調査団による計算結果

図 5-32 1-7 ラジャーイー発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（ピーク）

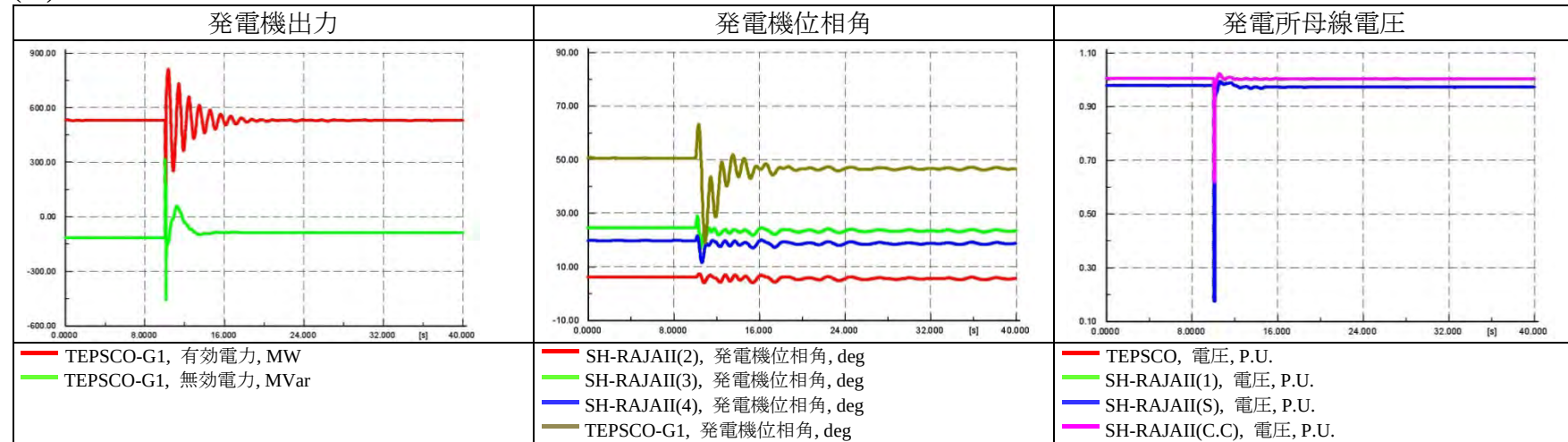
(14)1-7 ラジャーイー発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（オフピーク）



出典：調査団による計算結果

図 5-33 1-7 ラジャーイー発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（オフピーク）

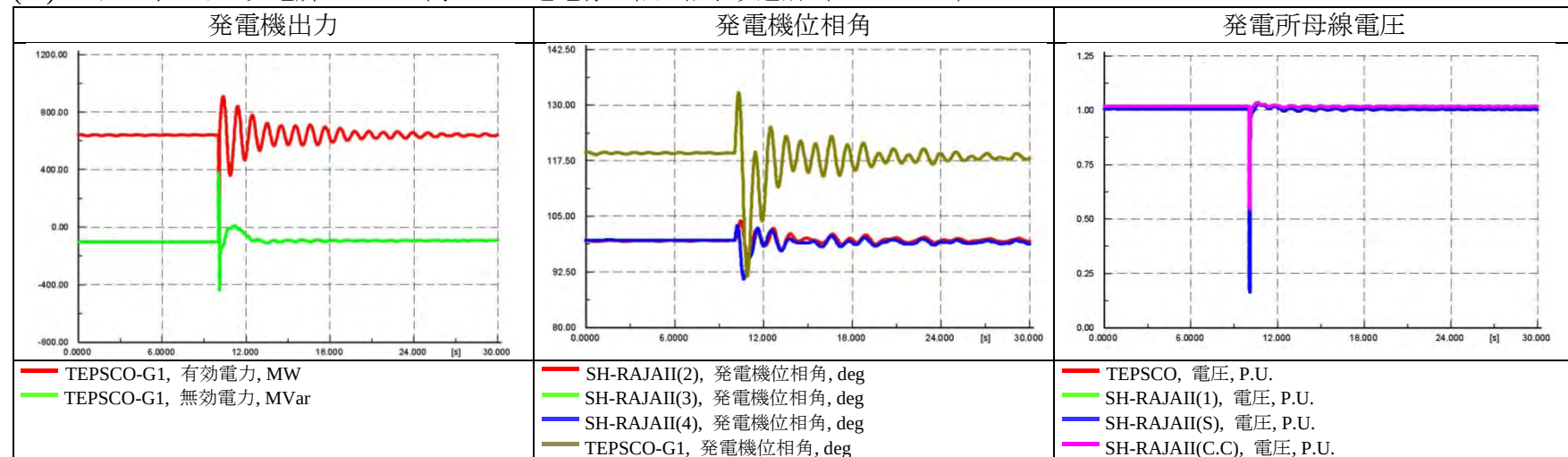
(15)1-8 ラジャーイー発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（ピーク）



出典：調査団による計算結果

図 5-34 1-8 ラジャーイー発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（ピーク）

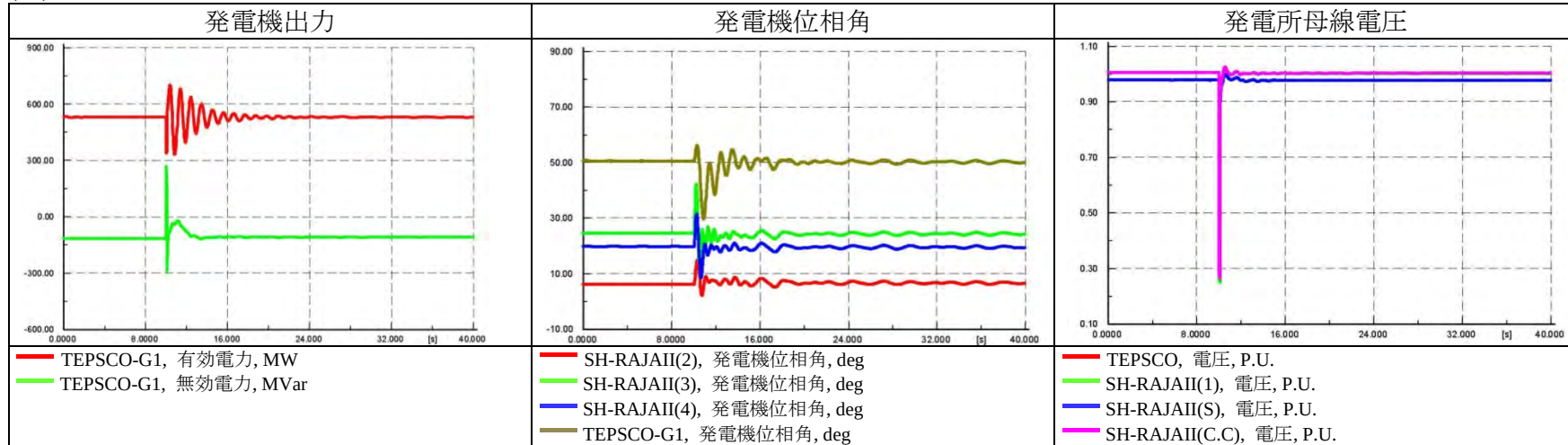
(16)1-8 ラジャーイー発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（オフピーク）



出典：調査団による計算結果

図 5-35 1-8 ラジャーイー発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（オフピーク）

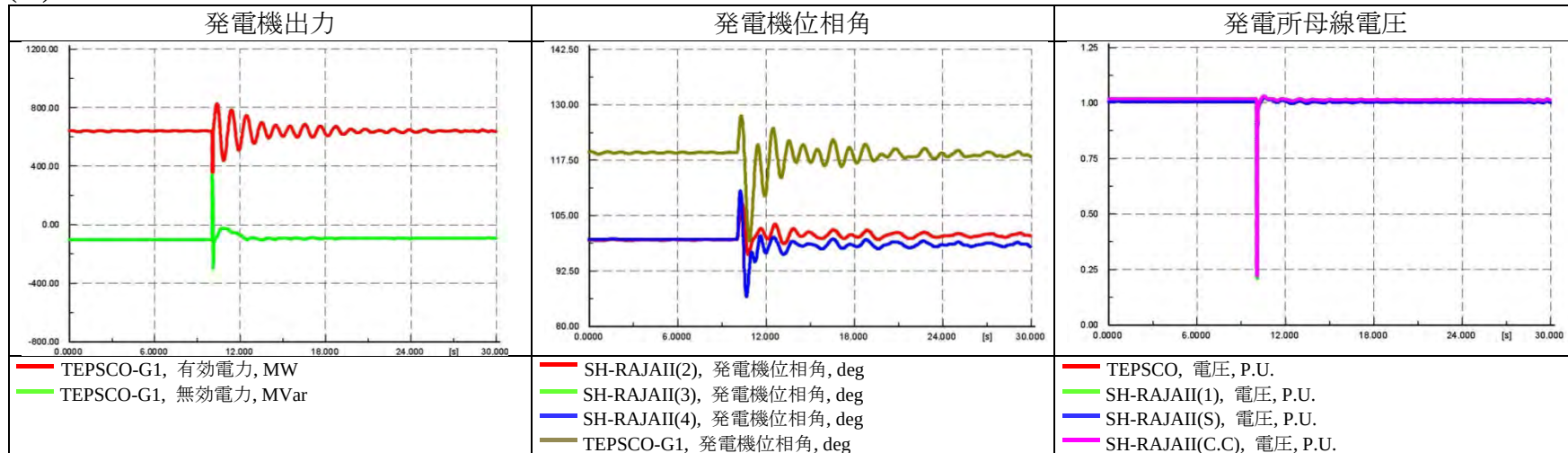
(17)1-9 ラジャーイー発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（ピーク）



出典：調査団による計算結果

図 5-36 1-9 ラジャーイー発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（ピーク）

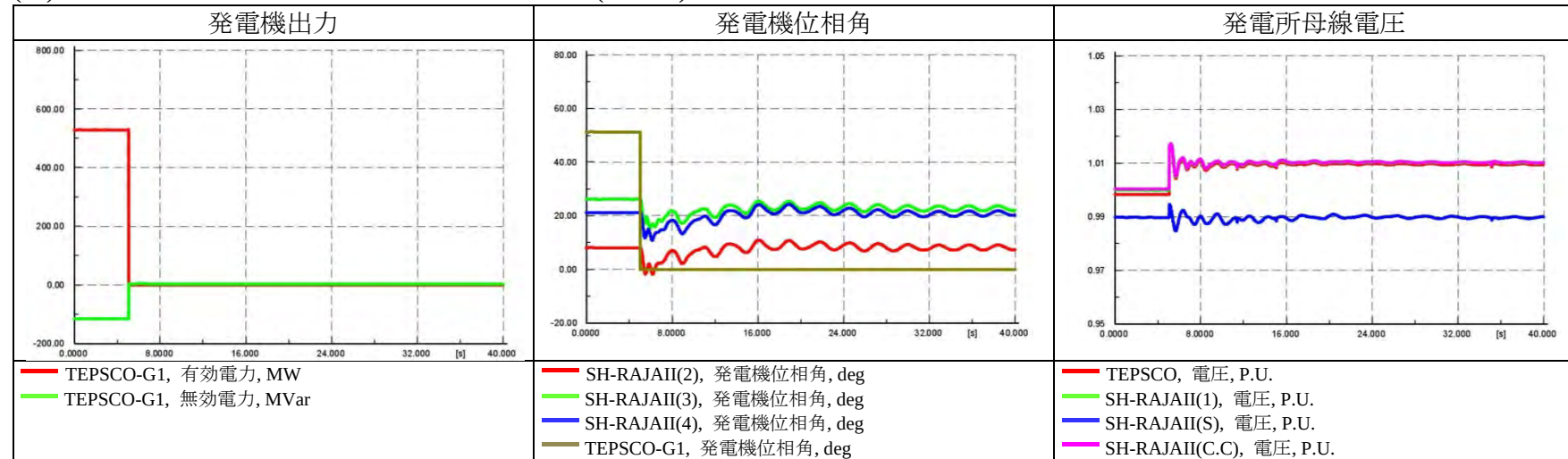
(18)1-9 ラジャーイー発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（オフピーク）



出典：調査団による計算結果

図 5-37 1-9 ラジャーイー発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

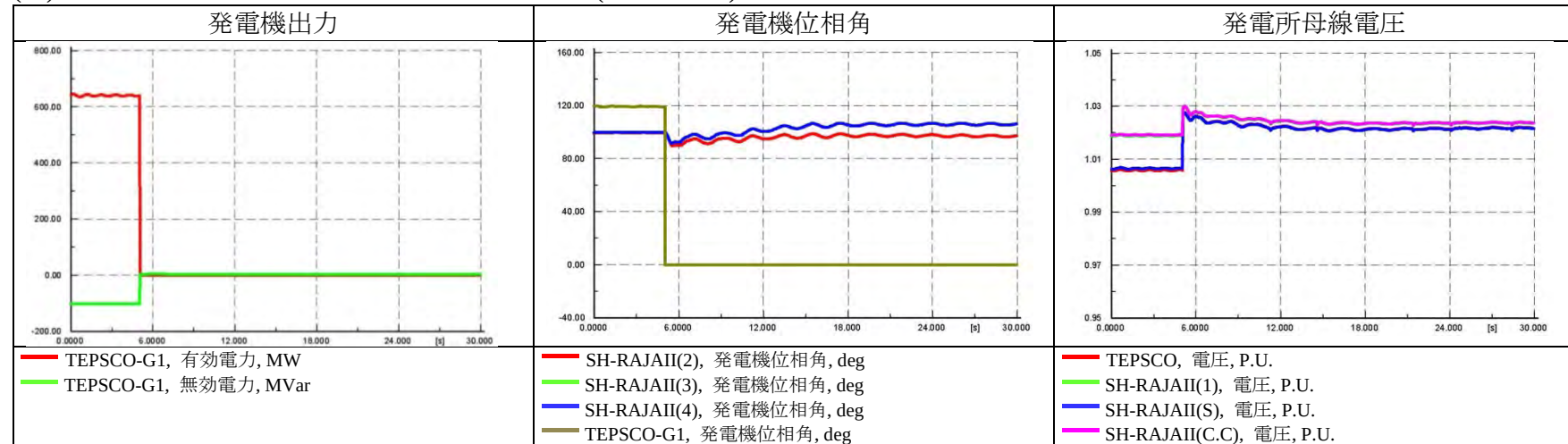
(19)2-1 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-38 2-1 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落(ピーク)

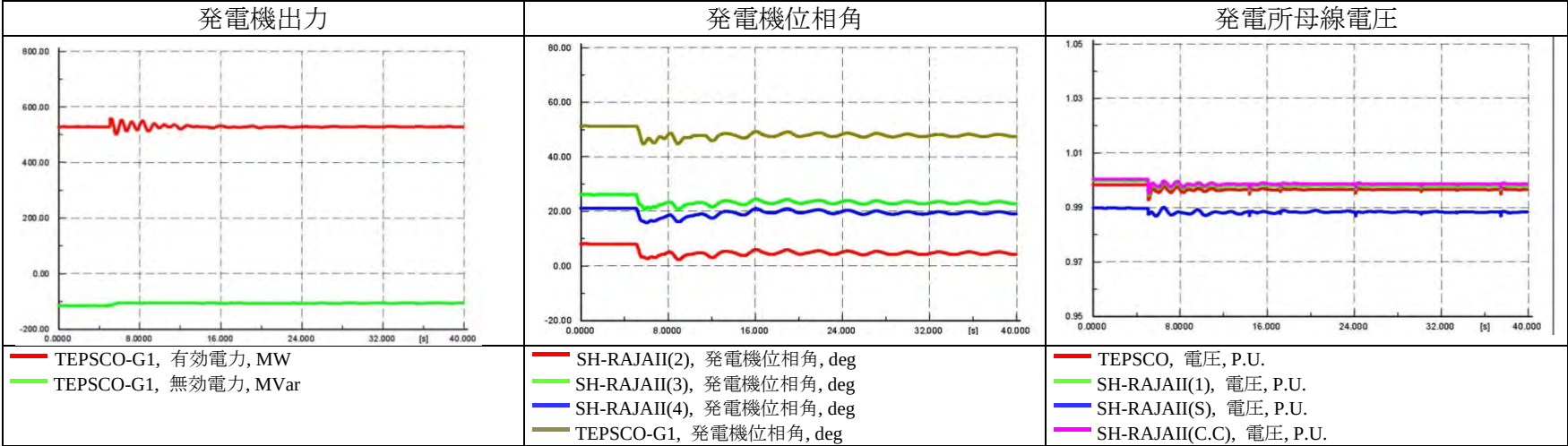
(20)2-1 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-39 2-1 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落(オフピーク)

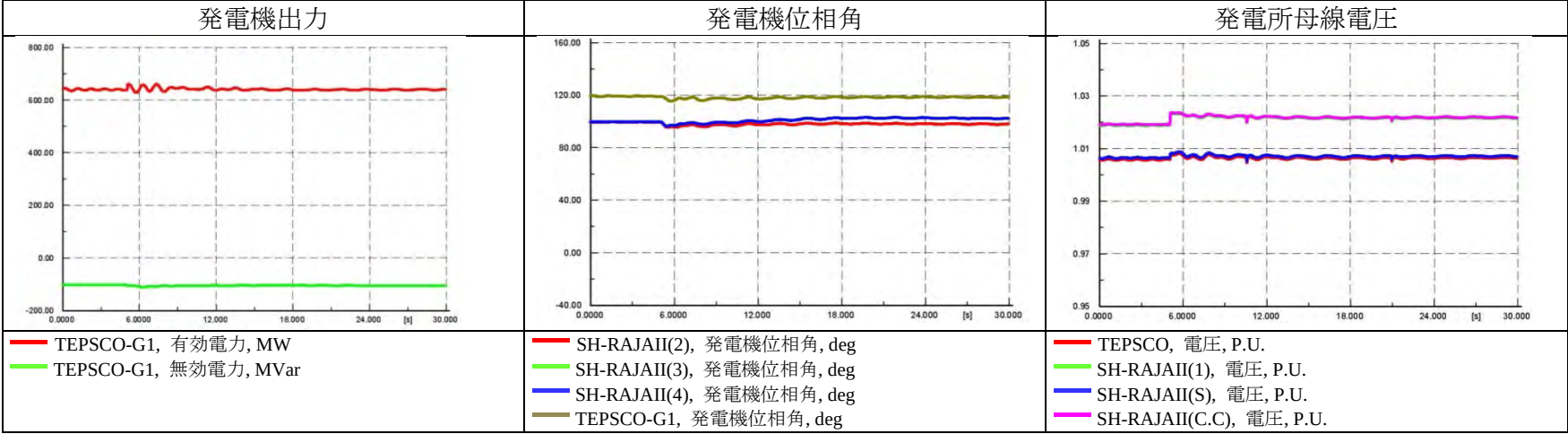
(21)2-2 ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-40 2-2 ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落(ピーク)

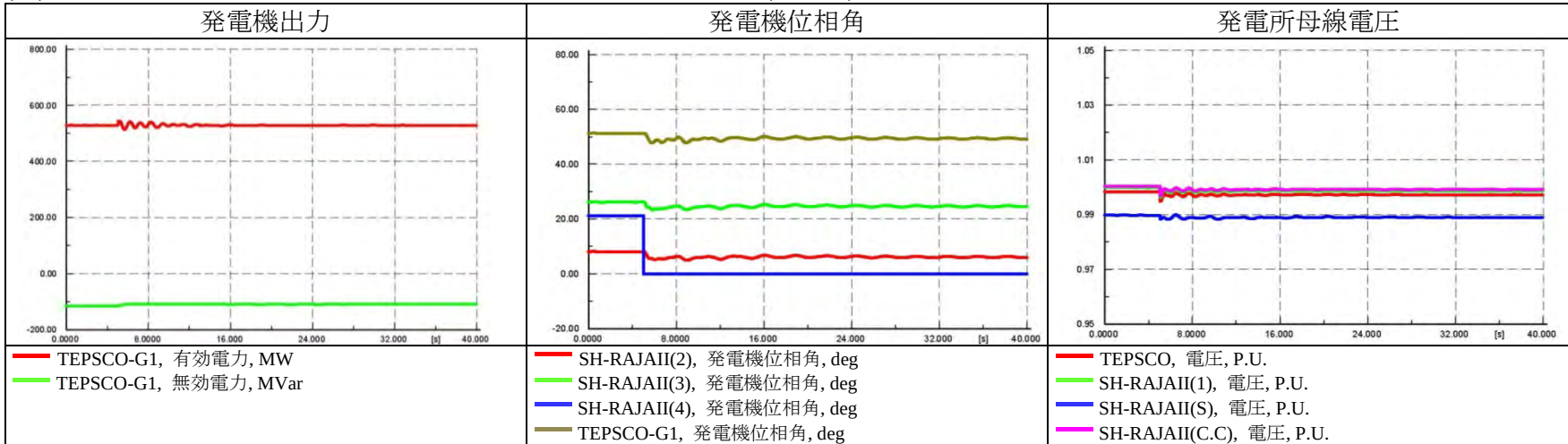
(22)2-2 ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-41 2-2 ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落(オフピーク)

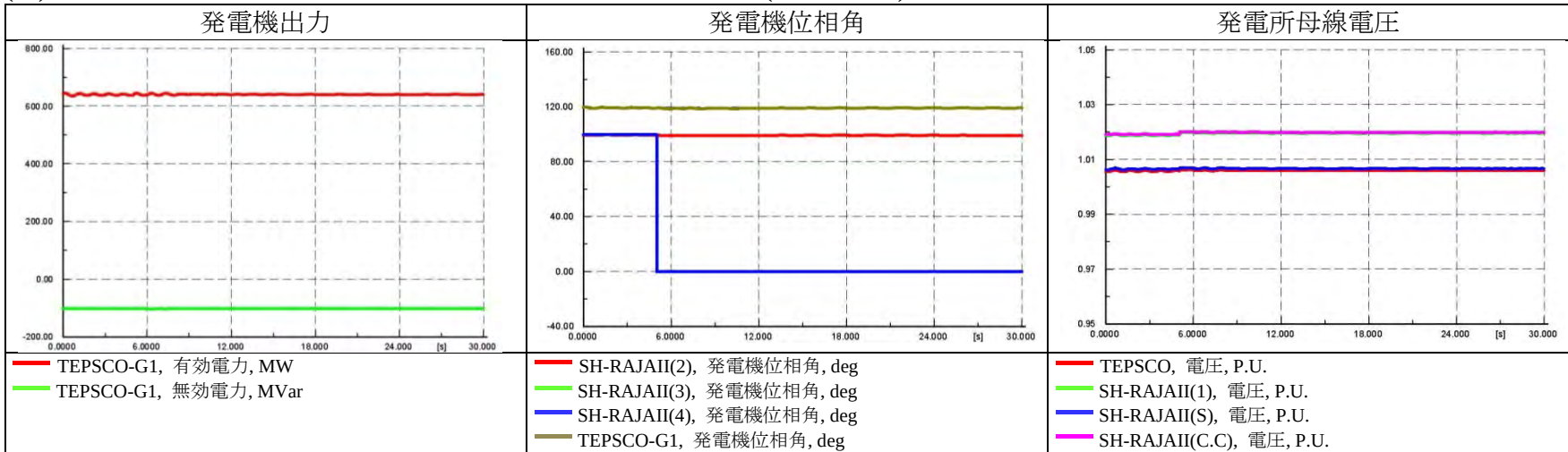
(23)2-3 ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-42 2-3 ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落(ピーク)

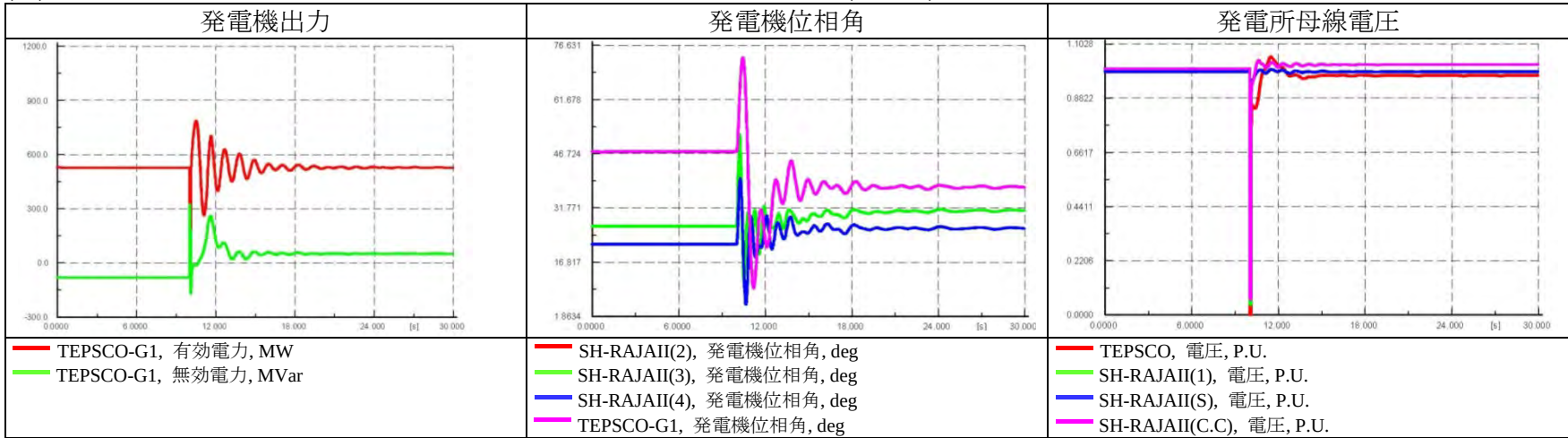
(24)2-3 ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-43 2-3 ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落(オフピーク)

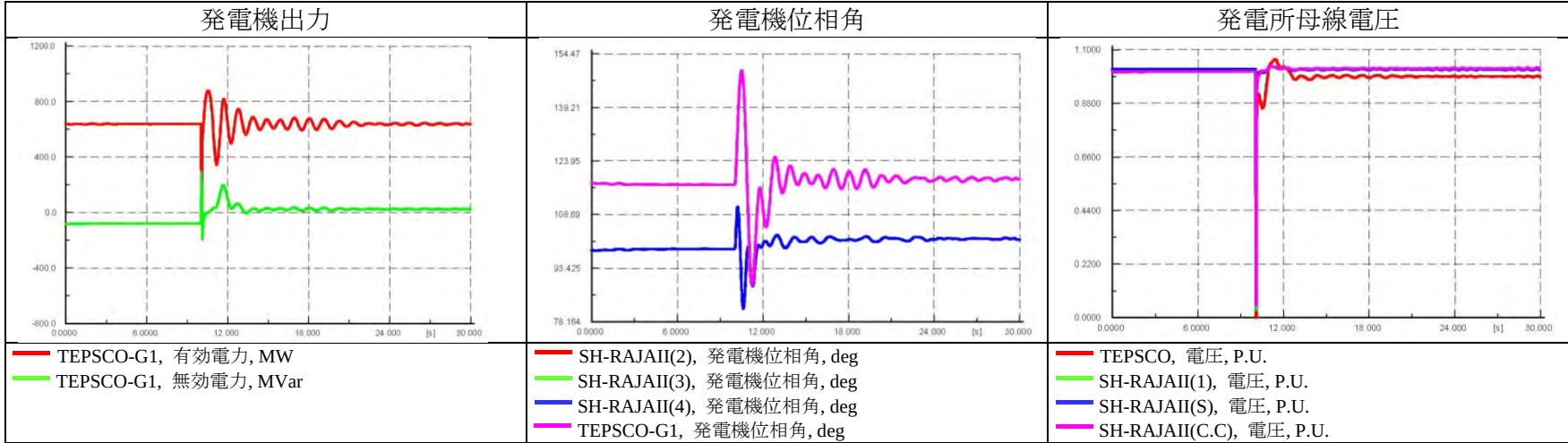
(25)2-4 ラジャーイー発電所～新設発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-44 2-4 ラジャーイー発電所～新設発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)

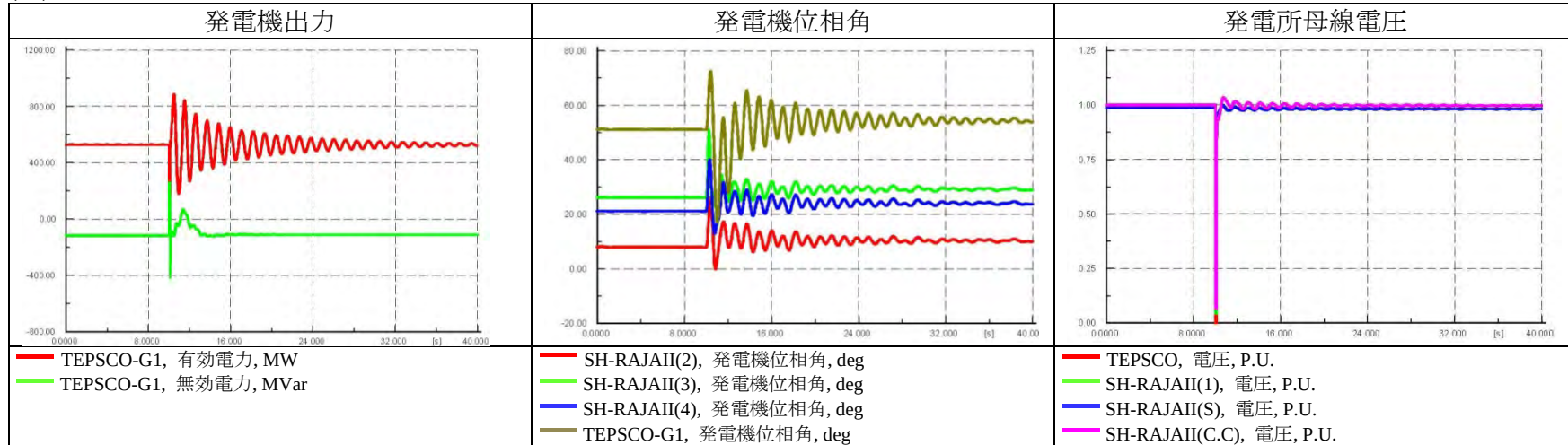
(26)2-4 ラジャーイー発電所～新設発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-45 2-4 ラジャーイー発電所～新設発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

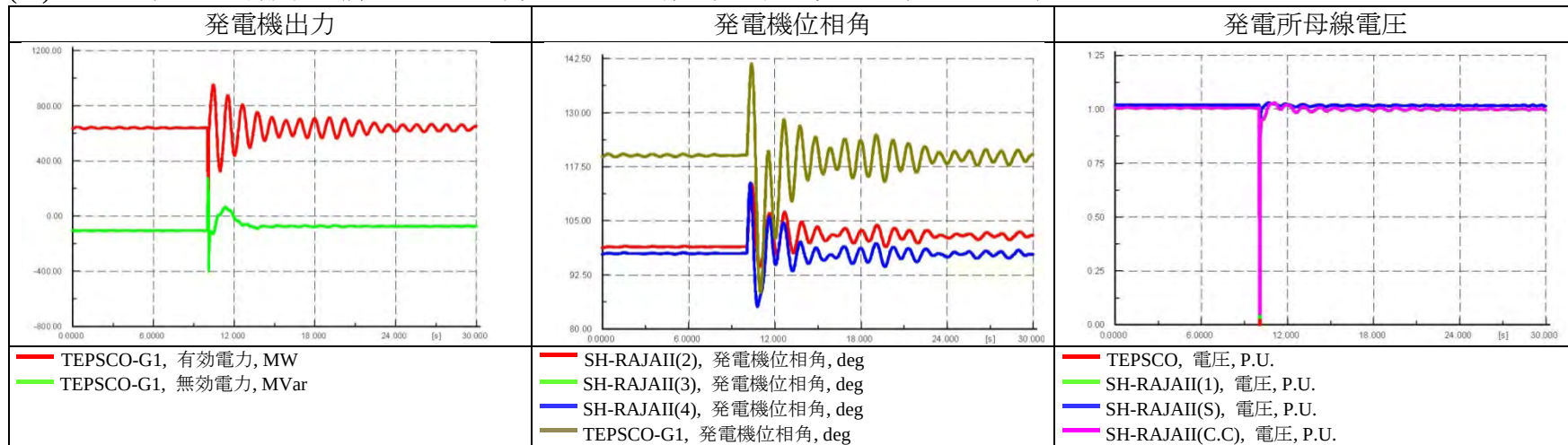
(27)2-5 ラジャーイー新設発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（ピーク）



出典：調査団による計算結果

図 5-46 2-5 ラジャーイー新設発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)

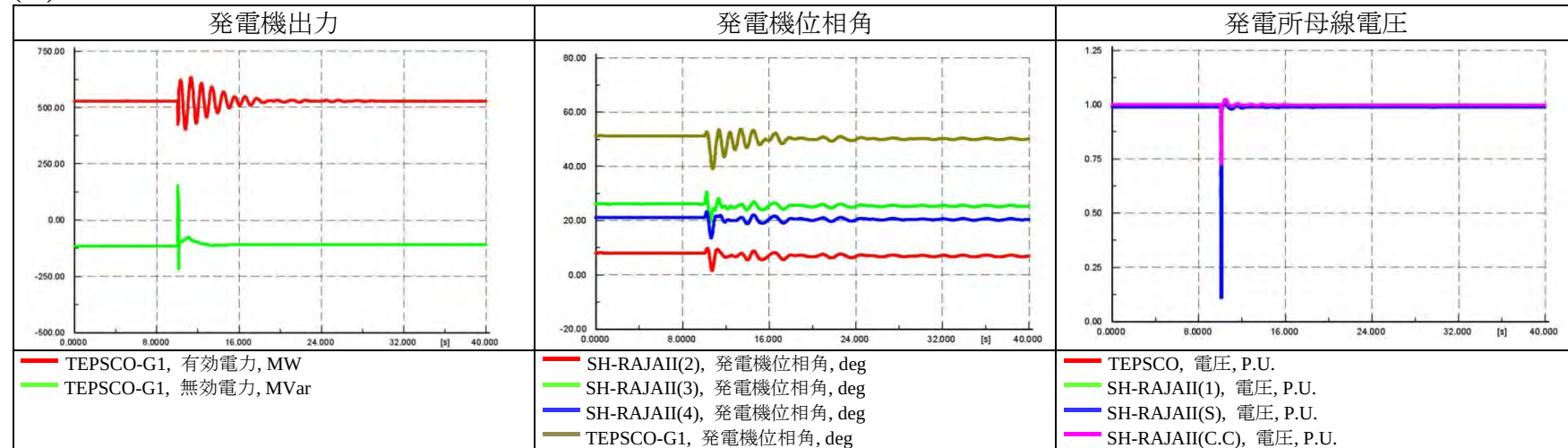
(28)2-5 ラジャーイー新設発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（オフピーク）



出典：調査団による計算結果

図 5-47 2-5 ラジャーイー新設発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

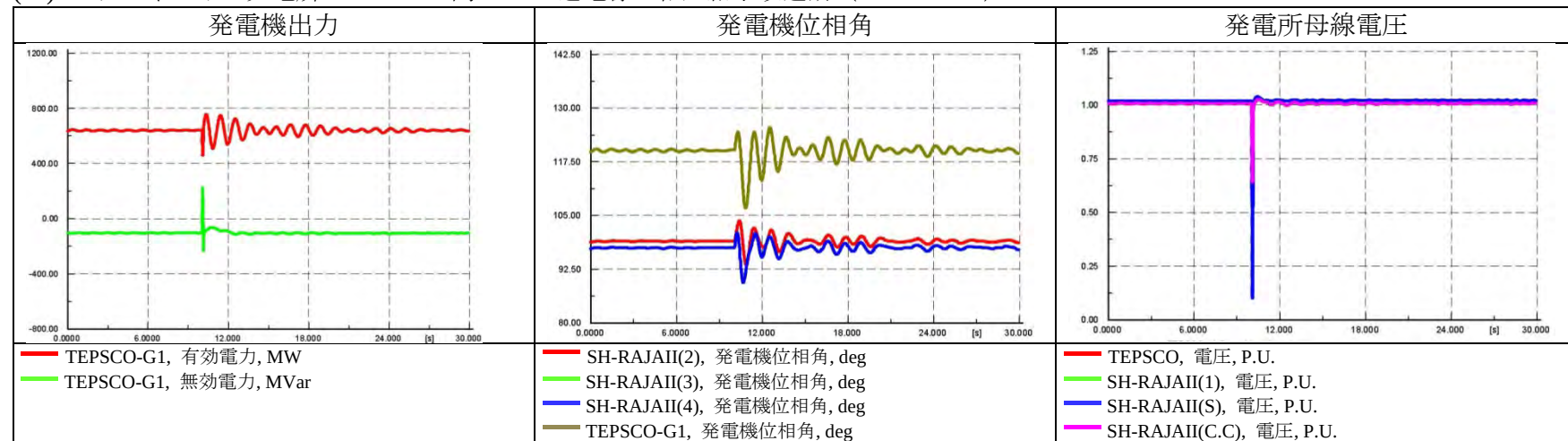
(29)2-6 ラジャーイー発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（ピーク）



出典：調査団による計算結果

図 5-48 2-6 ラジャーイー発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（ピーク）

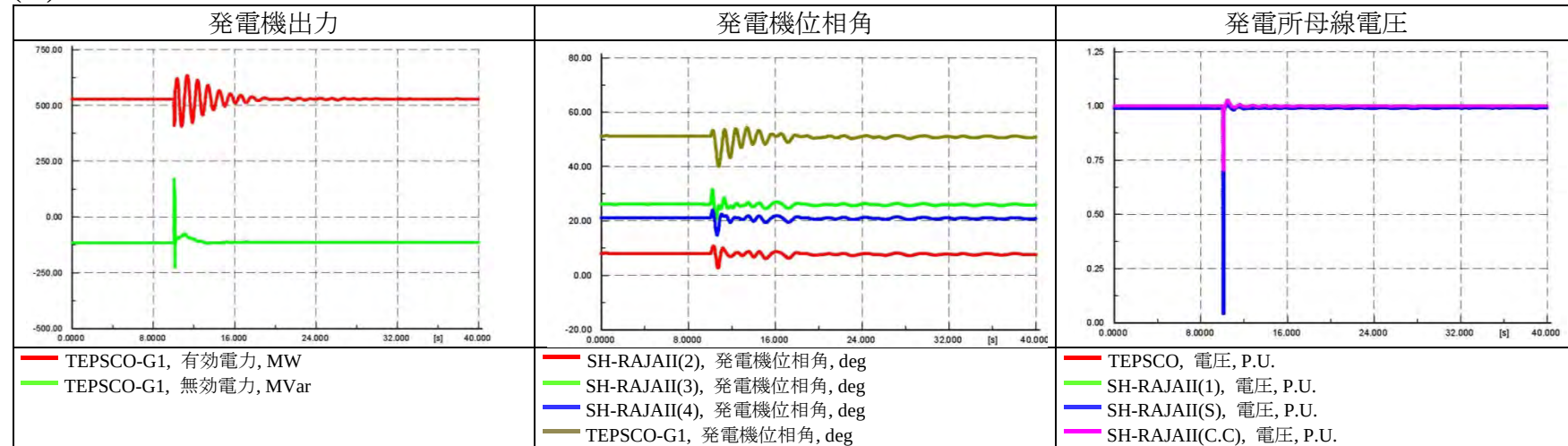
(30)2-6 ラジャーイー発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（オフピーク）



出典：調査団による計算結果

図 5-49 2-6 ラジャーイー発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

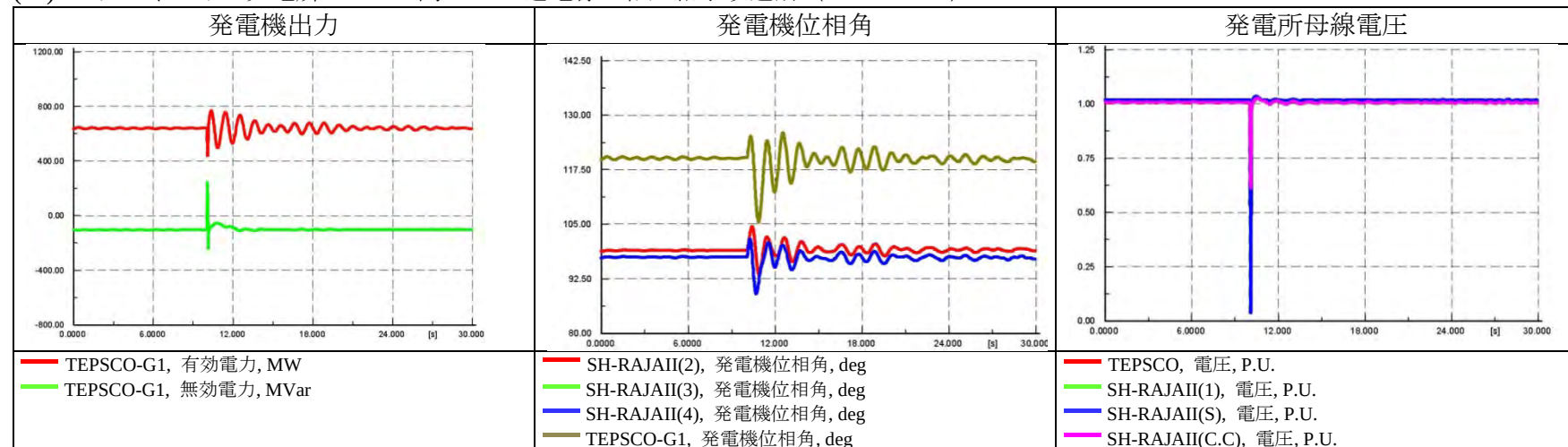
(31)2-7 ラジャーイー発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（ピーク）



出典：調査団による計算結果

図 5-50 2-7 ラジャーイー発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（ピーク）

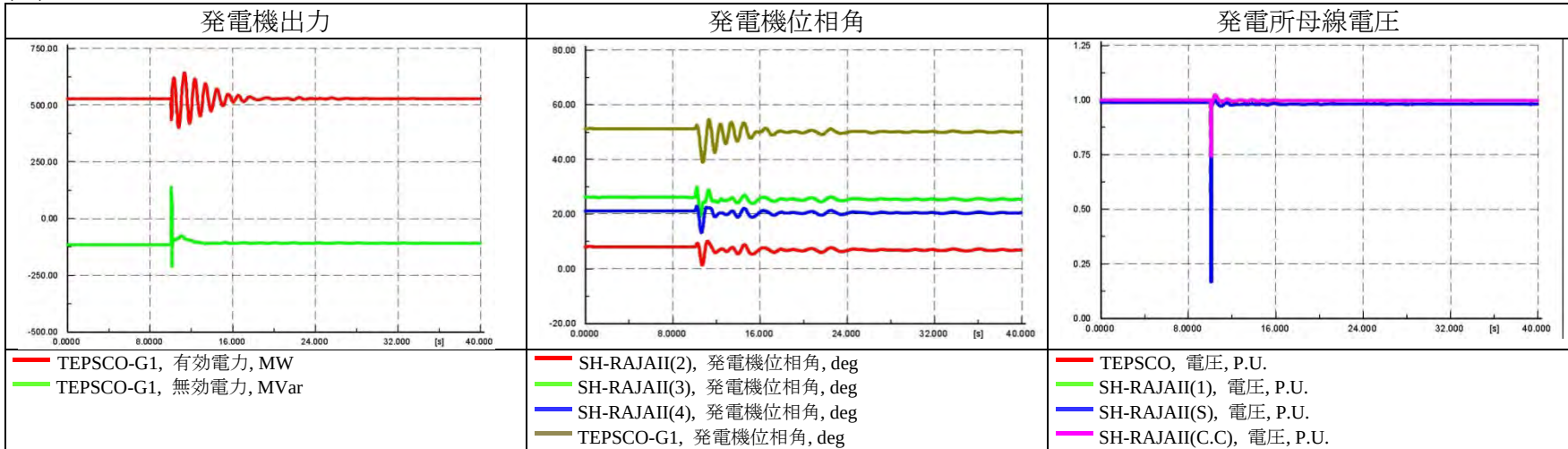
(32)2-7 ラジャーイー発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（オフピーク）



出典：調査団による計算結果

図 5-51 2-7 ラジャーイー発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（オフピーク）

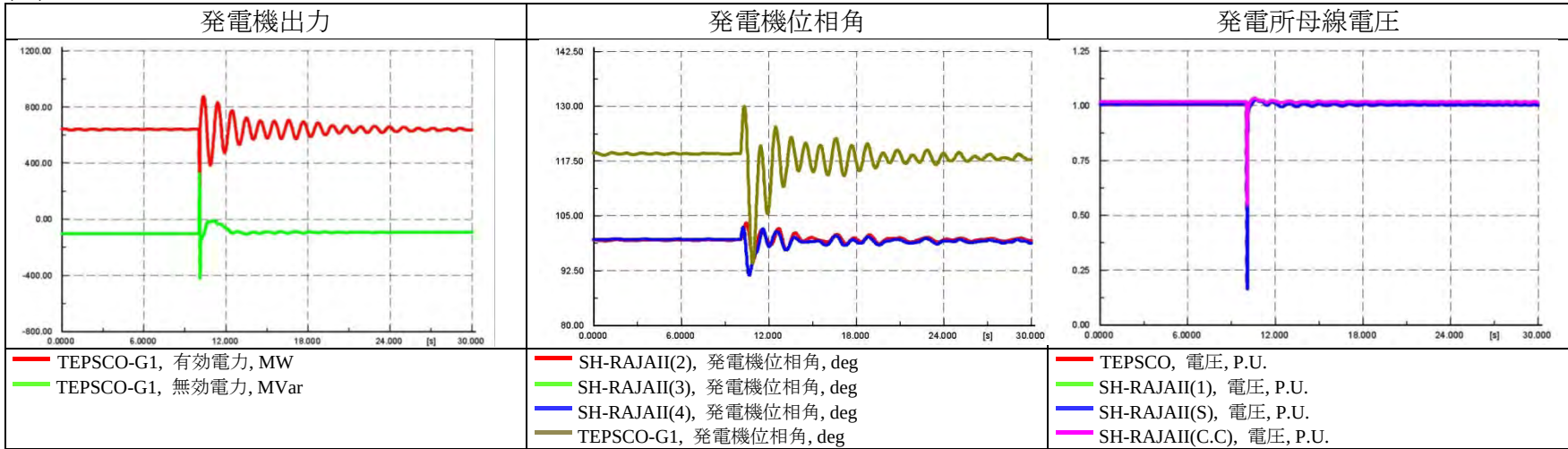
(33)2-8 ラジャーイー発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（ピーク）



出典：調査団による計算結果

図 5-52 2-8 ラジャーイー発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（ピーク）

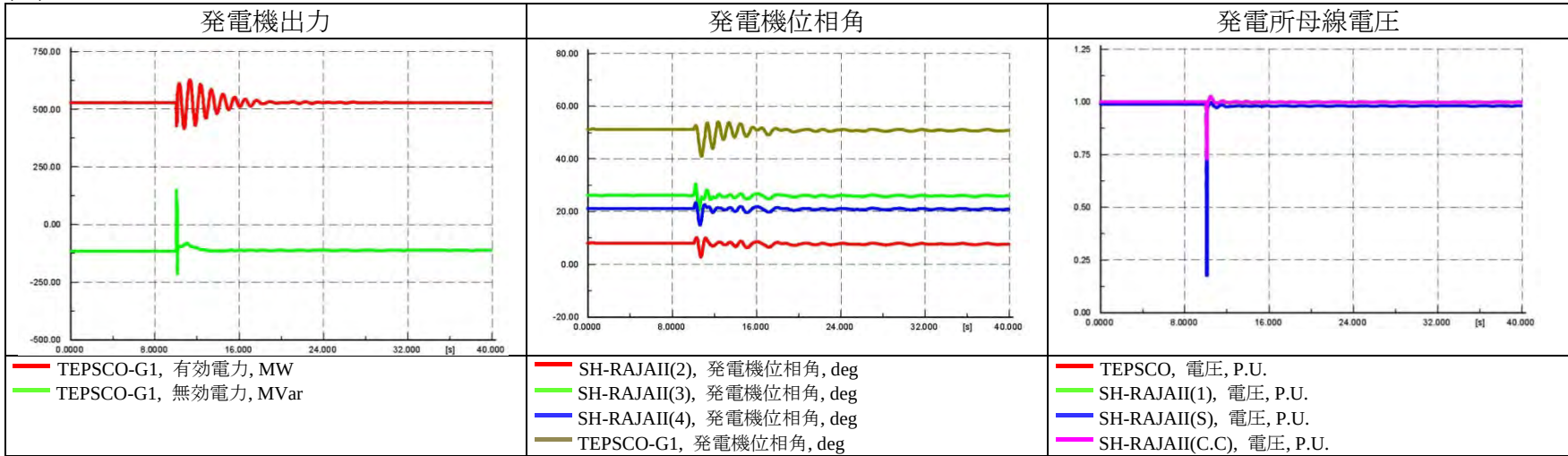
(34)2-8 ラジャーイー発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（オフピーク）



出典：調査団による計算結果

図 5-53 2-8 ラジャーイー発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（オフピーク）

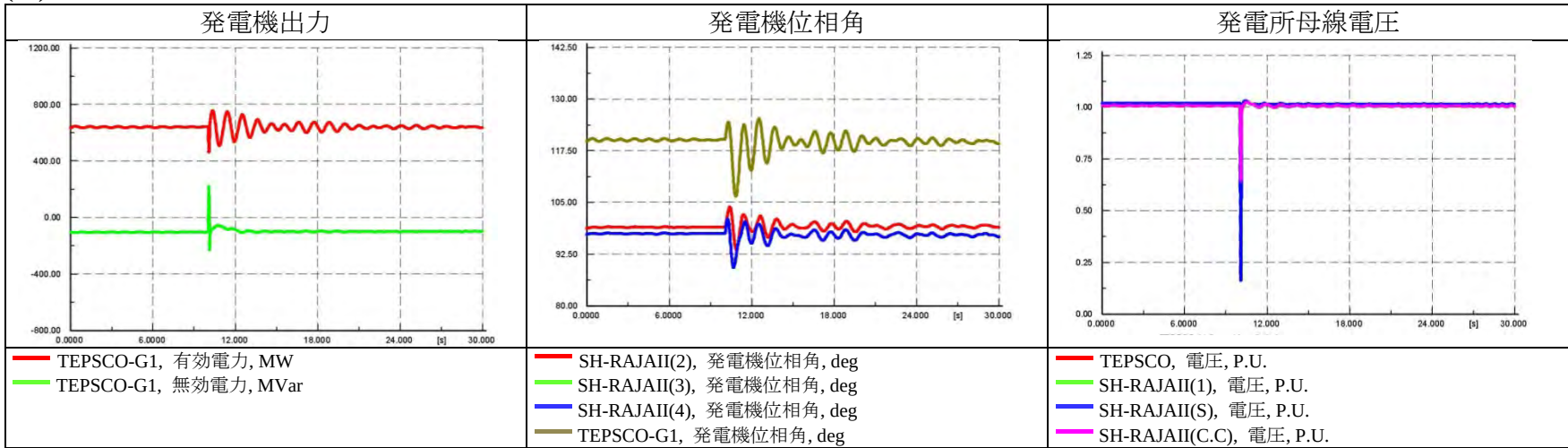
(35)2-9 ラジャーイー発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（ピーク）



出典：調査団による計算結果

図 5-54 2-9 ラジャーイー発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（ピーク）

(36)2-9 ラジャーイー発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断（オフピーク）

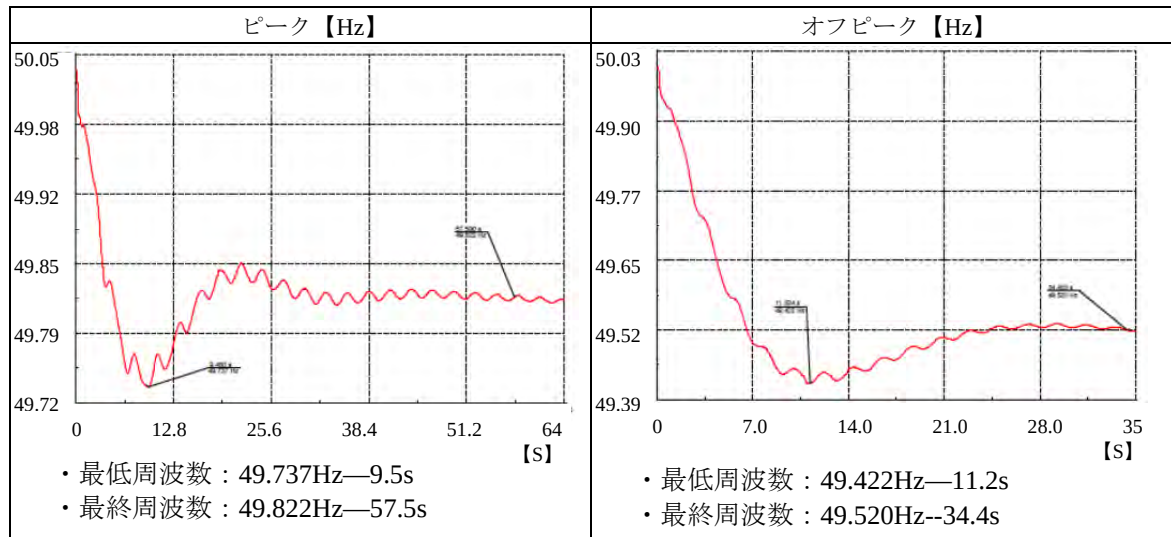


出典：調査団による計算結果

図 5-55 2-9 ラジャーイー発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

5.2.6 系統周波数計算結果（2回線および π 接続時の母線分離）

ラジャーイー発電所新発電機ユニット脱落時のピーク時およびオフピーク時の系統周波数を計算した結果、いずれも 49.5Hz 以上を確保していることを確認した。



出典：調査団による計算結果

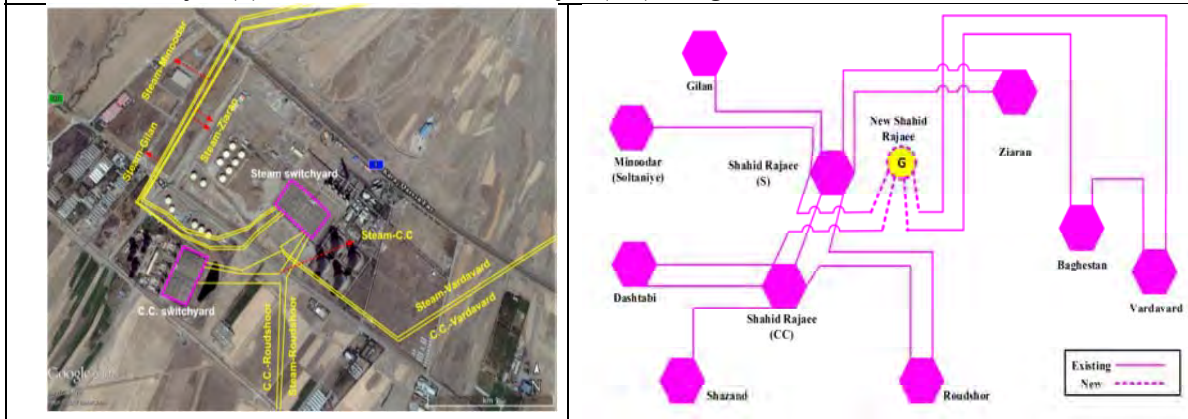
図 5-56 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落時の系統周波数

5.3 2 π 接続時の系統解析結果

新設発電機の系統接続について、2 回線引き込みと Vardavard 送電線からの π 引き込みの 2 ケースの系統解析を実施した。その後、電力系統全体を管理している Tavanir からの要求に基づき、供給信頼度面を考慮し、Vardavard 送電線と Baghestan 送電線からの 2 π 引き込みについて、追加の系統解析を実施した。

(1) シャヒード・ラジャーイー新設発電機の系統接続方法

開閉設備を新設し、400kV 送電線 2 π 引き込み
(Shahid Rajae(S)~Vardavard 間, Shahid Rajae(CC)~Baghestan 間)



出典：Google Earth を利用し調査団により作成

出典：調査団により作成

図 5-57 シャヒード・ラジャーイー新設発電機の系統接続方法

5.3.1 初期計算結果 (2 π 接続時)

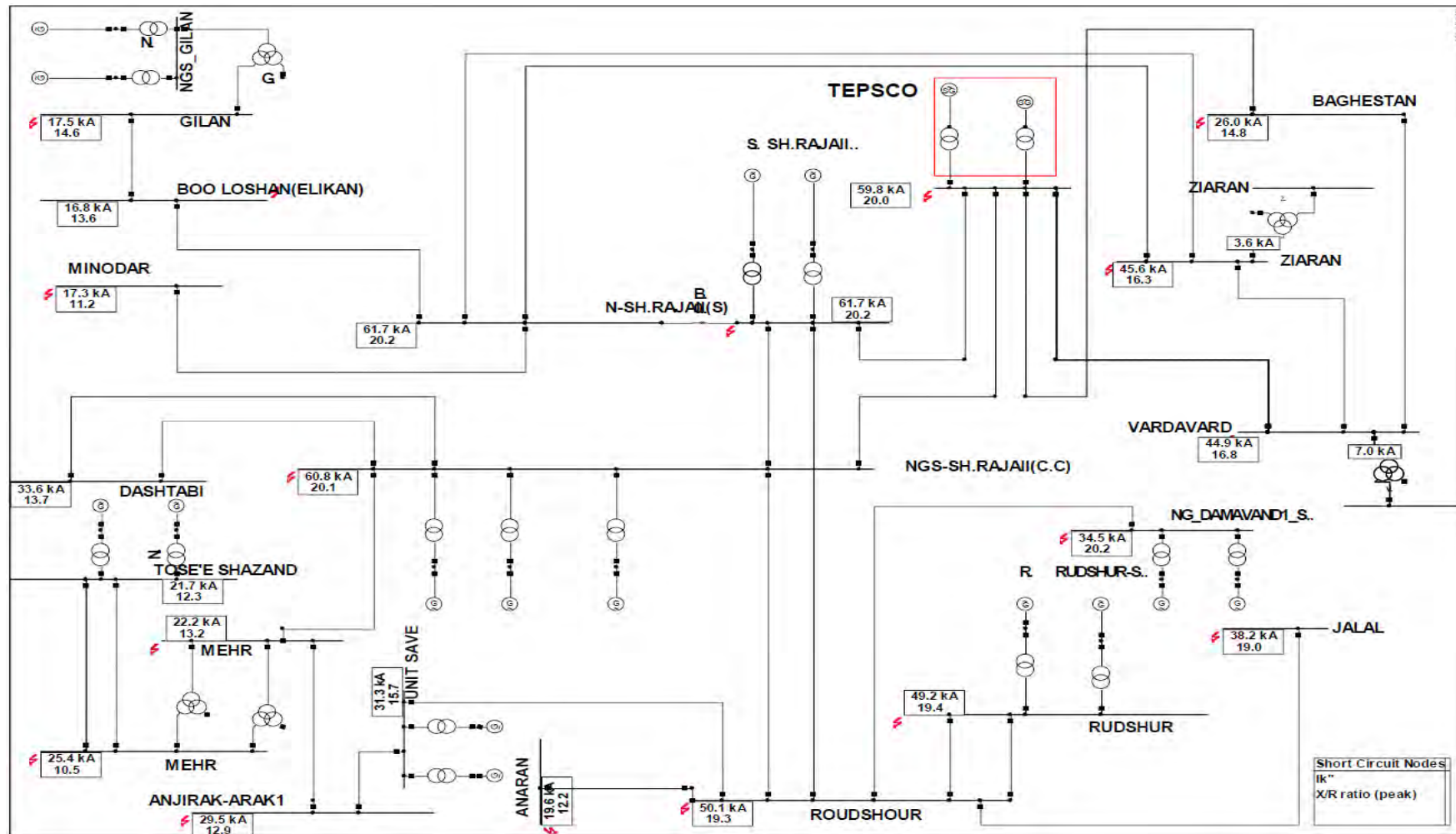
(1)3 相短絡電流計算結果

表 5-19、図 5-58 に示す通り、新発電機を 2 π 接続時 (Shahid Rajaee(S)～Vardavard 間, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan 間) 系統連系前後で、3 相短絡時の事故電流が 50kA を超過する。

表 5-19 3 相短絡電流(新発電機系統連系前後)
【2 π 接続時 (Shahid Rajaee(S)～Vardavard 間, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan 間)】

Substation Name	電圧 (kV)	Pre-connection		Post-connection	
		Ikss (kA)	X/R	Ikss (kA)	X/R
ANARAN	400	19.5	12.2	19.6	12.2
ANJIRAK-ARAK	400	29.5	12.9	29.5	12.9
BAGHESTAN	400	25.4	14.7	26	14.8
BOO	400	16.7	13.7	16.8	13.6
DASHTABI	400	31.9	13.5	33.6	13.7
GILAN	400	17.4	14.6	17.5	14.6
JALAL	400	38.1	19.1	38.2	19
MEHR	400	22.2	13.2	22.2	13.2
MEHR	230	25.4	10.5	25.4	10.5
MINODAR	400	17.0	11.2	17.3	11.2
N-SH.RAJAII(S)	400	55.9	18.7	61.7	20.2
NGS-SH.RAJAII(C.C)	400	55.0	18.7	60.8	20.1
NGS_GILAN	230	44.7	13.4	44.8	13.3
NG_DAMAVAND	400	34.3	20.3	34.5	20.2
ROUDSHOUR	400	49.5	19.3	50.1	19.3
RUDSHUR	400	48.6	19.4	49.2	19.4
NEW P/S	400	-	-	59.8	20
TOSE'E SHAZAND	230	21.7	12.3	21.7	12.3
UNIT SAVE	400	31.2	15.7	31.3	15.7
VARDAVARD	400	43.7	16.8	44.9	16.8
ZIARAN	400	43.2	16.0	45.6	16.3

出典：調査団による計算結果



出典：調査団による計算結果

図 5-58 3 相短絡電流(新発電機系統連系後)【 2π 接続時 (Shahid Rajaei(S)~Vardavard 間, Shahid Rajaei(CC)~Baghestan 間)】

(2)1 線地絡電流計算結果

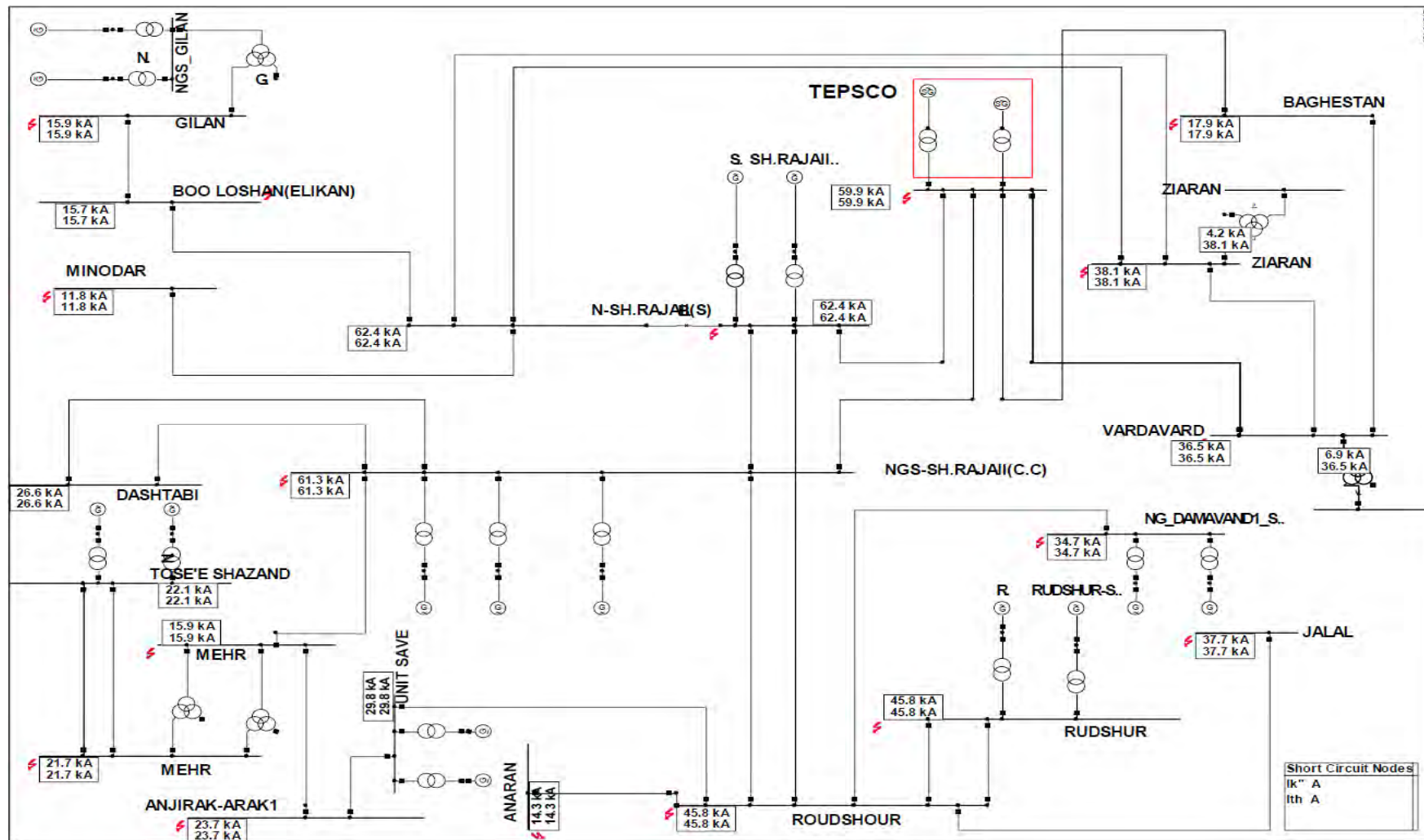
表 5-20、図 5-59 に示す通り、新発電機を 2π 接続時 (Shahid Rajaee(S)～Vardavard 間, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan 間) 系統連系前後で、1 線地絡時の事故電流が 50kA を超過する。

表 5-20 1 線地絡電流(新発電機系統連系前後)

【 2π 接続時 (Shahid Rajaee(S)～Vardavard 間, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan 間)】

Substation Name	電圧 (kV)	Pre-connection		Post-connection	
		Ikss (kA)	X/R	Ikss (kA)	X/R
ANARAN	400	14.3	14.3	14.3	14.3
ANJIRAK-ARAK	400	23.7	23.7	23.7	23.7
BAGHESTAN	400	17.5	17.5	17.9	17.9
BOO	400	15.6	15.6	15.7	15.7
DASHTABI	400	25.1	25.1	26.6	26.6
GILAN	400	15.9	15.9	15.9	15.9
JALAL	400	37.7	37.7	37.7	37.7
MEHR	400	15.9	15.9	15.9	15.9
MEHR	230	21.7	21.7	21.7	21.7
MINODAR	400	11.6	11.6	11.8	11.8
N-SH.RAJAII(S)	400	54.2	54.2	62.4	62.4
NGS-SH.RAJAII(C.C)	400	53.1	53.1	61.3	61.3
NGS_GILAN	230	45.2	45.2	45.2	45.2
NG_DAMAVAND	400	34.5	34.5	34.7	34.7
ROUDSHOUR	400	45.4	45.4	45.8	45.8
RUDSHUR	400	45.4	45.4	45.8	45.8
NEW P/S	400	-	-	59.9	59.9
TOSE'E SHAZAND	230	22.1	22.1	22.1	22.1
UNIT SAVE	400	29.7	29.7	29.8	29.8
VARDAVARD	400	35.7	35.7	36.5	36.5
ZIARAN	400	36.1	36.1	38.1	38.1

出典：調査団による計算結果



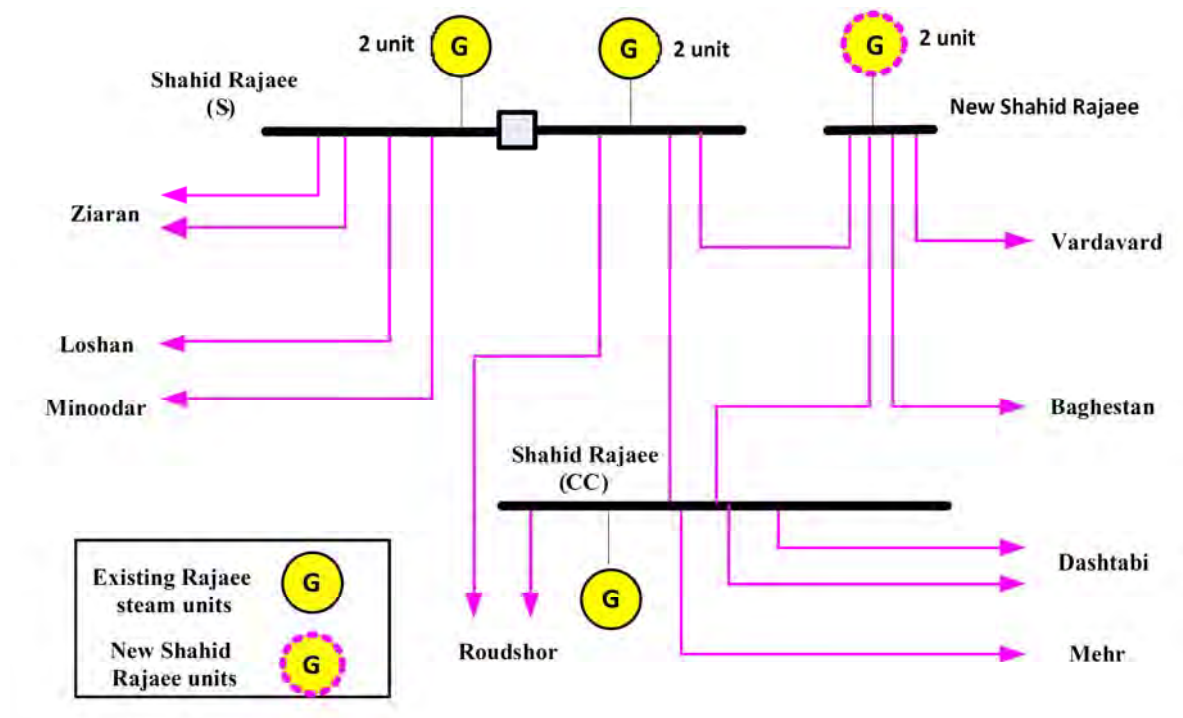
出典：調査団による計算結果

図 5-59 1 線地絡電流(新発電機系統連系後)【 2π 接続時 (Shahid Rajaee(S)~Vardavard 間, Shahid Rajaee(CC)~Baghestan 間)】

5.3.2 定格遮断電流超過対策（2 π 接続時）

3 相短絡時および 1 線地絡時の事故電流が定格遮断電流を超過する対策として、既設ラジャーイー火力発電所(S)400kV 母線を分離運用する。

(1)母線分離方法



出典：調査団により作成

図 5-60 母線分離運用(事故電流抑制対策)

【2 π 接続時（Shahid Rajaee(S)～Vardavard 間, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan 間）】

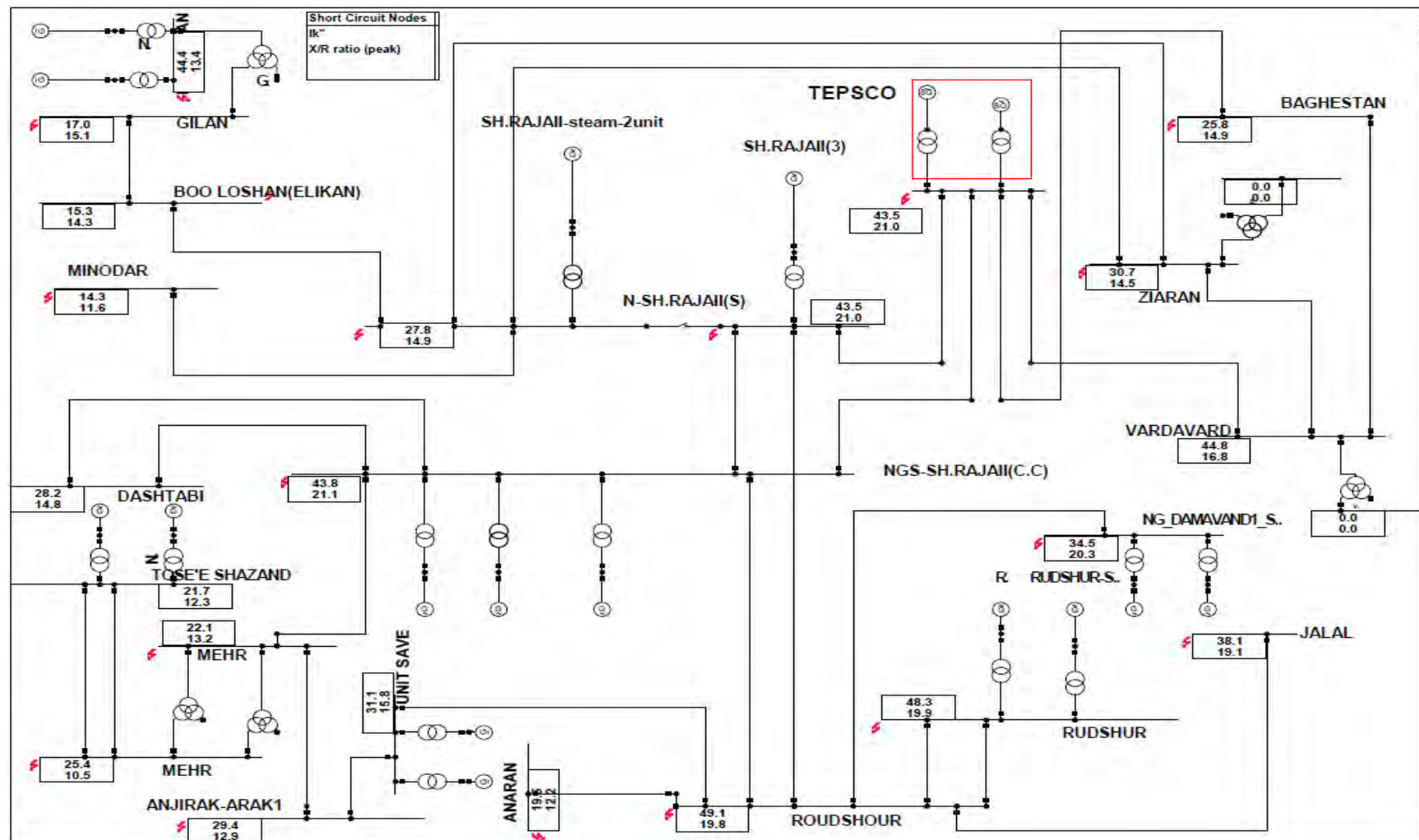
(2)母線分離運用対策実施後の3相短絡電流計算結果

表 5-21、図 5-61 に示す通り、新発電所 2 π 接続 (Shahid Rajaee(S)～Vardavard 間, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan 間)、母線分離運用対策、新発電機系統連系後の3相短絡電流は、50 kA を下回っている。

表 5-21 3 相短絡電流(ラジャーイー汽力発電所の 400kV 母線分離運用)
【2 π 接続時 (Shahid Rajaee(S)～Vardavard 間, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan 間)】

Substation Name	電圧 (kV)	Pre-splitting		Post- splitting	
		Ikss (kA)	X/R	Ikss (kA)	X/R
ANARAN	400	19.6	12.2	19.5	12.2
ANJIRAK-ARAK	400	29.5	12.9	29.4	12.9
BAGHESTAN	400	26	14.8	25.8	14.9
BOO	400	16.8	13.6	15.3	14.3
DASHTABI	400	33.6	13.7	28.2	14.8
GILAN	400	17.5	14.6	17.0	15.1
JALAL	400	38.2	19	38.1	19.1
MEHR	400	22.2	13.2	22.1	13.2
MEHR	230	25.4	10.5	25.4	10.5
MINODAR	400	17.3	11.2	14.3	11.6
N-SH.RAJAII(S)-1	400	61.7	20.2	43.5	21.0
N-SH.RAJAII(S)-2	400	61.7	20.2	27.8	14.9
NGS-SH.RAJAII(C.C)	400	60.8	20.1	43.8	21.1
NGS_GILAN	230	44.8	13.3	44.4	13.4
NG_DAMAVAND	400	34.5	20.2	34.5	20.3
ROUDSHOUR	400	50.1	19.3	49.1	19.8
RUDSHUR	400	49.2	19.4	48.3	19.9
NEW P/S	400	59.8	20	43.5	21.0
TOSE'E SHAZAND	230	21.7	12.3	21.7	12.3
UNIT SAVE	400	31.3	15.7	31.1	15.8
VARDAVARD	400	44.9	16.8	44.8	16.8
ZIARAN	400	45.6	16.3	30.7	14.5

出典：調査団による計算結果



出典：調査団による計算結果

図 5-61 3 相短絡電流(母線分離運用・新発電機系統連系後)【2 π 接続時 (Shahid Rajaee(S)~Vardavard, Shahid Rajaee(CC)~Baghestan 間)】

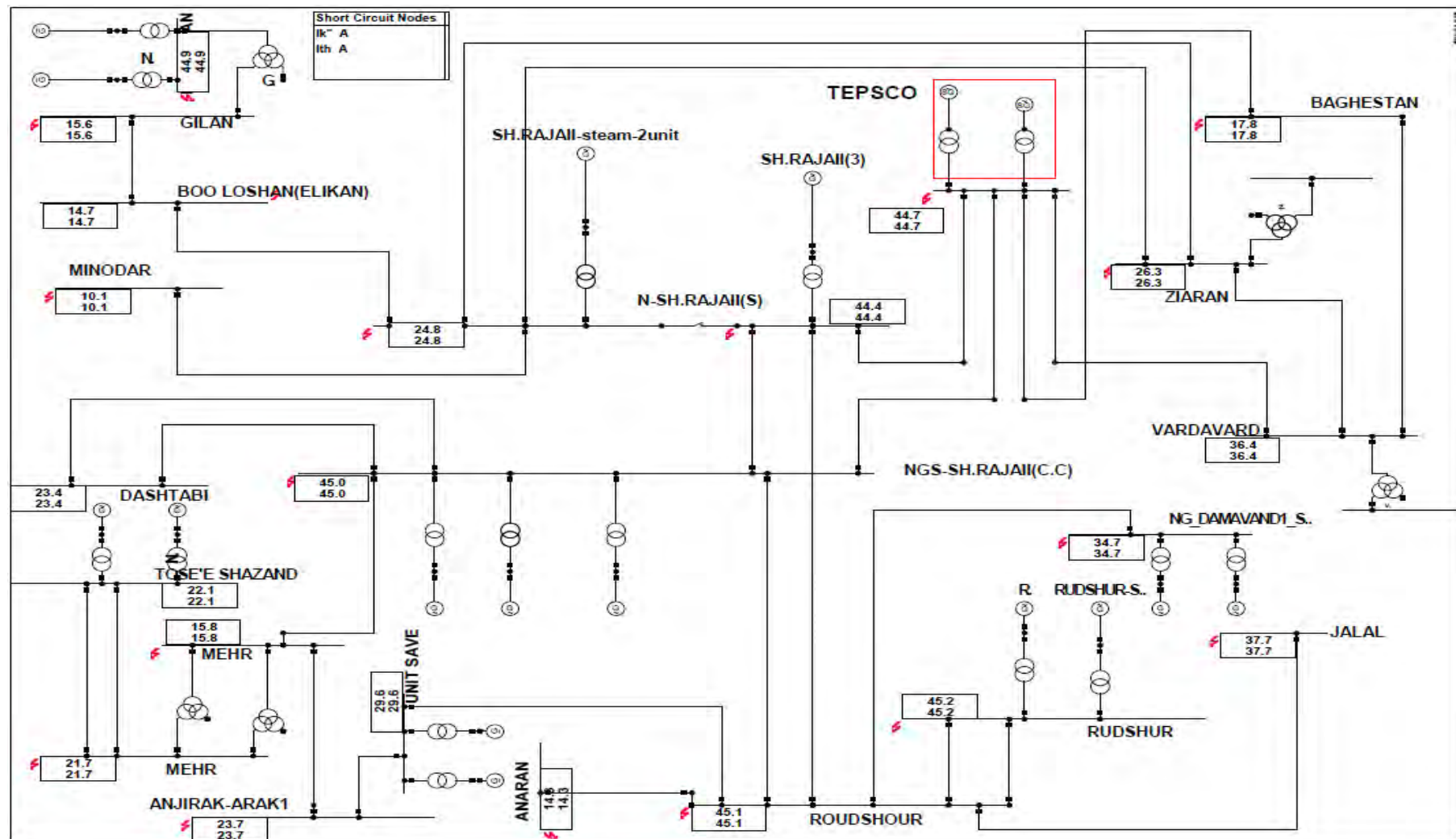
(3)母線分離運用対策実施後の1線地絡電流計算結果

表 5-22、図 5-62 に示す通り、新発電所 2 π 接続 (Shahid Rajaei(S)~Vardavard 間, Shahid Rajaei(CC)~Baghestan 間)、母線分離運用対策、新発電機系統連系後の1線地絡電流は、50 kA を下回っている。

表 5-22 1 線地絡電流(ラジャーイー汽力発電所の 400kV 母線分離運用)
【2 π 接続時 (Shahid Rajaei(S)~Vardavard 間, Shahid Rajaei(CC)~Baghestan 間)】

Substation Name	電圧 (kV)	Pre-splitting		Post- splitting	
		Ikss (kA)	X/R	Ikss (kA)	X/R
ANARAN	400	14.3	14.3	14.3	14.3
ANJIRAK-ARAK	400	23.7	23.7	23.7	23.7
BAGHESTAN	400	17.9	17.9	17.8	17.8
BOO	400	15.7	15.7	14.7	14.7
DASHTABI	400	26.6	26.6	23.4	23.4
GILAN	400	15.9	15.9	15.6	15.6
JALAL	400	37.7	37.7	37.7	37.7
MEHR	400	15.9	15.9	15.8	15.8
MEHR	230	21.7	21.7	21.7	21.7
MINODAR	400	11.8	11.8	10.1	10.1
N-SH.RAJAII(S)-1	400	62.4	62.4	44.4	44.4
N-SH.RAJAII(S)-2	400	62.4	62.4	24.8	24.8
NGS-SH.RAJAII(C.C)	400	61.3	61.3	45.0	45.0
NGS_GILAN	230	45.2	45.2	44.9	44.9
NG_DAMAVAND	400	34.7	34.7	34.7	34.7
ROUDSHOUR	400	45.8	45.8	45.1	45.1
RUDSHUR	400	45.8	45.8	45.2	45.2
NEW P/S	400	59.9	59.9	44.7	44.7
TOSE'E SHAZAND	230	22.1	22.1	22.1	22.1
UNIT SAVE	400	29.8	29.8	29.6	29.6
VARDAVARD	400	36.5	36.5	36.4	36.4
ZIARAN	400	38.1	38.1	26.3	26.3

出典：調査団による計算結果



出典：調査団による計算結果

図 5-62 1 線地絡電流(母線分離運用・新発電機系統連系後)【2 π 接続時 (Shahid Rajaee(S)~Vardavard, Shahid Rajaee(CC)~Baghestan 間)】

5.3.3 潮流・電圧計算結果（2 π 接続時の母線分離）

3 相短絡時および 1 線地絡時の事故電流を抑制するための既設ラジャーイー汽力発電所 400kV 母線分離運用対策実施後の潮流・電圧を確認した。

(1)2 π 接続時（Shahid Rajaee(S)～Vardavard 間, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan 間)(ピーク)

(2)2 π 接続時（Shahid Rajaee(S)～Vardavard 間, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan 間)(オフピーク)

(1) 2 π 接続時（Shahid Rajaee(S)～Vardavard 間, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan 間)(ピーク)

・電圧：0.98～1.03P.U.

・潮流：全設備定格容量以内

表 5-23 2 π 接続時(Shahid Rajaee(S)～Vardavard, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan)の電圧(ピーク)

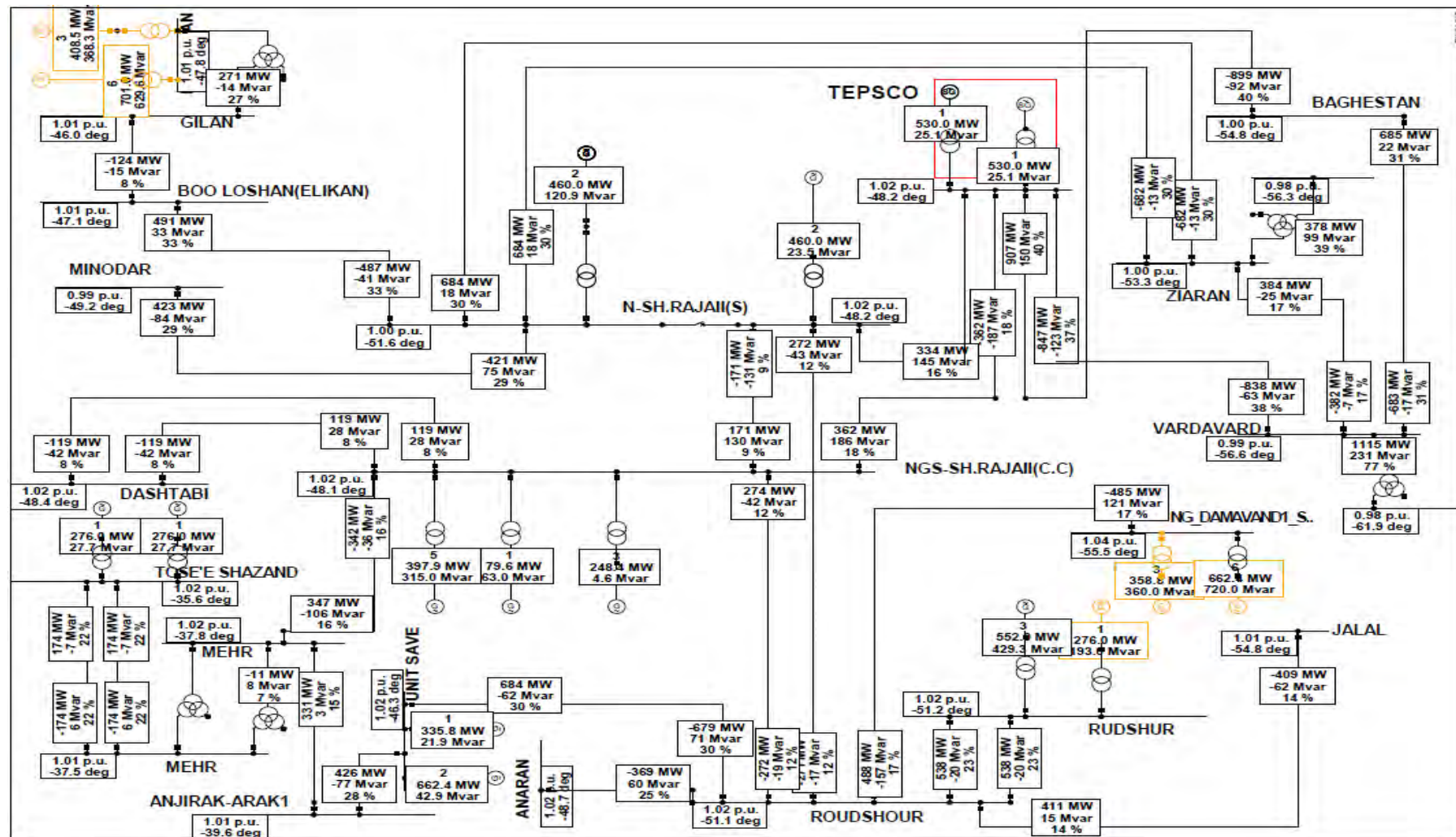
Name	Nominal Voltage (kV)	Pre-connection		Post-connection	
		Magnitude(pu.)	Angle(deg)	Magnitude(pu.)	Angle(deg)
ANARAN	400	1.00	-66.6	1.02	-48.7
ANJIRAK-ARAK	400	0.99	-52.9	1.01	-39.6
BAGHESTAN	400	0.98	-75.5	1.00	-54.8
BOO LOSHAN(ELIKAN)	400	1.01	-65.2	1.01	-47.1
DASHTABI	400	1.00	-70.1	1.02	-48.4
GILAN	400	1.01	-63.9	1.01	-46.0
JALAL	400	1.00	-72.5	1.01	-54.8
MEHR	400	1.00	-51.3	1.02	-37.8
MEHR	230	1.00	-50.8	1.01	-37.5
MINODAR	400	1.00	-67.4	0.99	-49.2
N-SH.RAJAII(S)-1	400	1.00	-69.9	1.02	-48.2
N-SH.RAJAII(S)-2	400	1.00	-69.9	1.00	-51.6
NGS-SH.RAJAII(C.C)	400	1.00	-69.9	1.02	-48.1
NGS_GILAN	230	1.01	-65.8	1.01	-47.8
NG_DAMAVAND	400	1.03	-74.7	1.04	-55.5
ROUDSHOUR	400	1.01	-69.9	1.02	-51.1
RUDSHUR	400	1.01	-70.0	1.02	-51.2
TEPSCO	400	-	-	1.02	-48.2
TOSE'E SHAZAND	230	1.01	-48.8	1.02	-35.6
UNIT SAVEH	400	1.01	-63.7	1.02	-46.3
VARDAVARD	400	0.99	-76.4	0.99	-56.6
ZIARAN	400	1.00	-71.9	1.00	-53.3

出典：調査団による計算結果

表 5-24 2 π 接続時(Shahid Rajaee(S)～Vardavard, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan)の潮流(ピーク)

Name	Nominal Voltage (kV)	Pre-connection			Post-connection		
		Loading%	P (MW)	Q (Mvar)	Loading%	P (MW)	Q (Mvar)
BAGHESTAN_ NGS-SH.RAJAI(comb-syle)	400	34	-741	-81	40	-899	-92
BAGHESTAN_ VARDAVARD	400	14	313	-60	31	685	22
BOO LOSHAN(ELIKAN)_ N-SH.RAJAI(steam)	400	34	510	6	33	491	33
DASHTABI_ NGS-SH.RAJAI	400	5	-65	-34	8	-119	-42
DASHTABI_ NGS-SH.RAJAI(comb-syle)	400	5	-65	-34	8	-119	-42
GILAN_ BOO LOSHAN(ELIKAN)	400	10	142	-46	8	124	-30
JALAL_ ROUDSHOUR	400	9	-282	-49	14	-409	-62
MEHR_ ANJIRAK-ARAK	400	13	284	13	15	331	3
N-SH.RAJAI(steam)_ NGS-SH.RAJAI(C.C.)	400	20	-416	-197	9	-171	-131
N-SH.RAJAI(steam)_ ROUDSHOUR	400	3	-7	-61	12	272	-43
N-SH.RAJAI(steam)_ VARDAVARD	400	28	630	57	16	334	145
N-SH.RAJAI(steam)_ ZIARAN	400	37	822	97	30	684	18
NGS-SH.RAJAI(comb-syle)_ R_MEHR	400	27	-586	55	16	-342	-36
NG_DAMAVAND_SHOHDAYE PAKDASHT	400	18	-514	144	17	-485	121
ROUDSHOUR_ NGS-SH.RAJAI(comb-syle)	400	3	3	-13	12	-272	-19
RUDSHUR_ NG-ROUDSHOUR	400	24	-532	72	23	-538	20
R_MEHR_ MEHR	400	27	-601	8	15	-347	54
ROUDSHOUR_ ANARAN	400	33	-487	97	25	-369	60
TEPSCO-Baghestan	400	-	-	-	40	907	150
TEPSCO-CC	400	-	-	-	18	-362	-187
TEPSCO-Steam	400	-	-	-	16	-334	-146
TEPSCO-Vardavard	400	-	-	-	37	847	123
TOSE'E SHAZAND_ MEHR	230	22	179	7	22	174	-7
TOSE'E SHAZAND_ MEHR	230	22	179	7	22	174	-7
UNIT SAVEH_ ANJIRAK ARAK	400	45	-650	128	28	-421	44
UNIT SAVEH_ ROUDSHOUR	400	39	-867	126	30	-679	71
ZIARAN_ VARDAVARD	400	23	523	32	17	384	-25

出典：調査団による計算結果



出典：調査団による計算結果

図 5-63 潮流図(母線分離運用・新発電機系統連系後)【2π 接続時 (Shahid Rajaee(S)～Vardavard, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan)】 (ピーク)

- (2) 2π 接続時 (Shahid Rajaee(S)～Vardavard 間, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan 間)(オフピーク)
 ・電圧：1.00～1.05P.U.
 ・潮流：全設備定格容量以内

表 5-25 2π 接続時(Shahid Rajaee(S)～Vardavard, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan)の電圧(オフピーク)

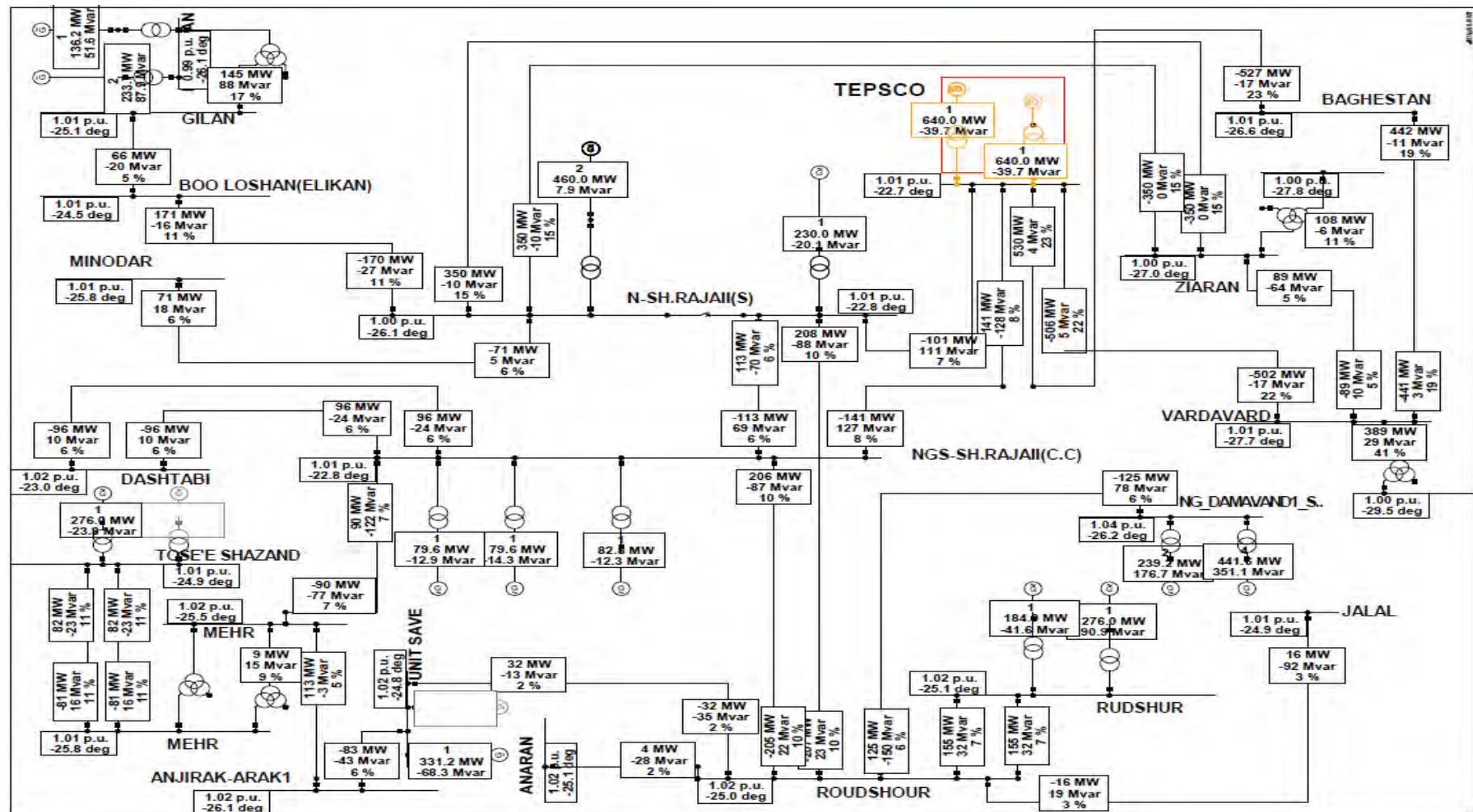
Name	Nominal Voltage (kV)	Pre-connection		Post-connection	
		Magnitude(pu.)	Angle(deg)	Magnitude(pu.)	Angle(deg)
ANARAN	400	1.02	-45	1.02	-27.8
ANJIRAK-ARAK	400	1.02	-41	1.02	-28.1
BAGHESTAN	400	1.01	-49.4	1.01	-29.6
BOO LOSHAN(ELIKAN)	400	1.01	-45.2	1.01	-27.4
DASHTABI	400	1.01	-47.2	1.02	-26.3
GILAN	400	1.01	-45.5	1.01	-27.9
JALAL	400	1.01	-44.4	1.01	-27.5
MEHR	400	1.02	-40.7	1.02	-27.6
MEHR	230	1.01	-40.8	1.01	-27.8
MINOODAR	400	1.01	-46.5	1.01	-28.6
N-SH.RAJAII(S)-1	400	1.01	-47.2	1.02	-26.1
N-SH.RAJAII(S)-2	400	1.01	-47.2	1.00	-29.0
NGS-SH.RAJAII(C.C)	400	1.01	-47.1	1.02	-26.1
NGS_GILAN	230	1	-46.5	0.99	-28.9
NG_DAMAVAND	400	1.04	-47.4	1.04	-29.1
ROUDSHOUR	400	1.02	-45.9	1.02	-27.9
RUDSHUR	400	1.02	-45.9	1.02	-27.9
TEPSO	400	-	-	1.02	-26.1
TOSE'E SHAZAND	230	1.01	-39.8	1.01	-26.9
UNIT SAVEH	400	1.02	-44.1	1.02	-27.4
VARDAVARD	400	1.01	-49.7	1.01	-30.7
ZIARAN	400	1.01	-48.2	1.00	-29.9

出典：調査団による計算結果

表 5-26 2 π 接続時(Shahid Rajaee(S)～Vardavard, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan)の潮流(オフピーク)

Name	Nominal Voltage (kV)	Pre-connection			Post-connection		
		Loading%	P (MW)	Q (Mvar)	Loading%	P (MW)	Q (Mvar)
BAGHESTAN_ NGS-SH.RAJAI(comb-syle)	400	13	-300	-34	23	-527	-17
BAGHESTAN_ VARDAVARD	400	6	129	-22	19	442	-11
BOO LOSHAN(ELIKAN)_ N-SH.RAJAI(steam)	400	14	206	-51	11	171	-16
DASHTABI_ NGS-SH.RAJAI(comb-syle)	400	3	-35	9	6	-96	10
GILAN_ BOO LOSHAN(ELIKAN)	400	4	-31	-45	5	-66	-26
JALAL_ ROUDSHOUR	400	6	164	-100	3	16	-92
MEHR_ ANJIRAK-ARAK	400	3	52	1	5	113	-3
N-SH.RAJAI(steam)_ NGS-SH.RAJAI(C.C.)	400	11	-197	-139	6	113	-70
N-SH.RAJAI(steam)_ ROUDSHOUR	400	6	-121	-65	10	208	-88
N-SH.RAJAI(steam)_ VARDAVARD	400	11	253	-22	7	-101	111
N-SH.RAJAI(steam)_ ZIARAN	400	19	425	45	15	350	-10
NGS-SH.RAJAI(comb-syle)_ R_MEHR	400	10	-216	-83	7	90	-122
NG_DAMAVAND_SHOHDAYE PAKDASHT	400	8	-164	92	6	-125	78
ROUDSHOUR_ NGS-SH.RAJAI(comb-syle)	400	6	119	-8	10	-205	22
RUDSHUR_ NG-ROUDSHOUR	400	10	-143	48	7	-155	-33
R_MEHR_ MEHR	400	10	-218	43	4	90	25
ROUDSHOUR_ ANARAN	400	10	-143	-4	2	4	-28
TEPSCO-Baghestan	400	-	-	-	23	530	4
TEPSCO-CC	400	-	-	-	8	141	-128
TEPSCO-Steam	400	-	-	-	7	101	-112
TEPSCO-Vardavard	400	-	-	-	22	506	-5
TOSE'E SHAZAND_ MEH R	230	11	87	-21	11	82	-23
TOSE'E SHAZAND_ MEHR	230	11	87	-21	11	82	-23
UNIT SAVEH_ ANJIRAK ARAK	400	14	-196	-2	6	83	-39
UNIT SAVEH_ ROUDSHOUR	400	12	-264	-3	2	-32	-35
ZIARAN_ VARDAVARD	400	8	183	-32	5	89	-64

出典：調査団による計算結果



出典：調査団による計算結果

図 5-64 潮流図(母線分離運用・新発電機系統連系後)【2π 接続時 (Shahid Rajaee(S)～Vardavard, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan)】 (オフピーク)

5.3.4 過渡安定度計算結果（2 π 接続時の母線分離）

【事故ケースと計算条件】

・ 2 π 接続（Shahid Rajaee(S)～Vardavard 間, Shahid Rajaee(CC)～Baghestan 間）

・ 事故電流を抑制するための既設ラジャーイー汽力発電所 400kV 母線分離

の系統構成におけるピーク時・オフピーク時の過渡安定度を確認した結果、1～15 のいずれの事故ケースにおいても、シャヒード・ラジャーイー発電所近傍の発電機は脱調することなく、安定運転継続できることを確認した。

表 5-27 事故ケース

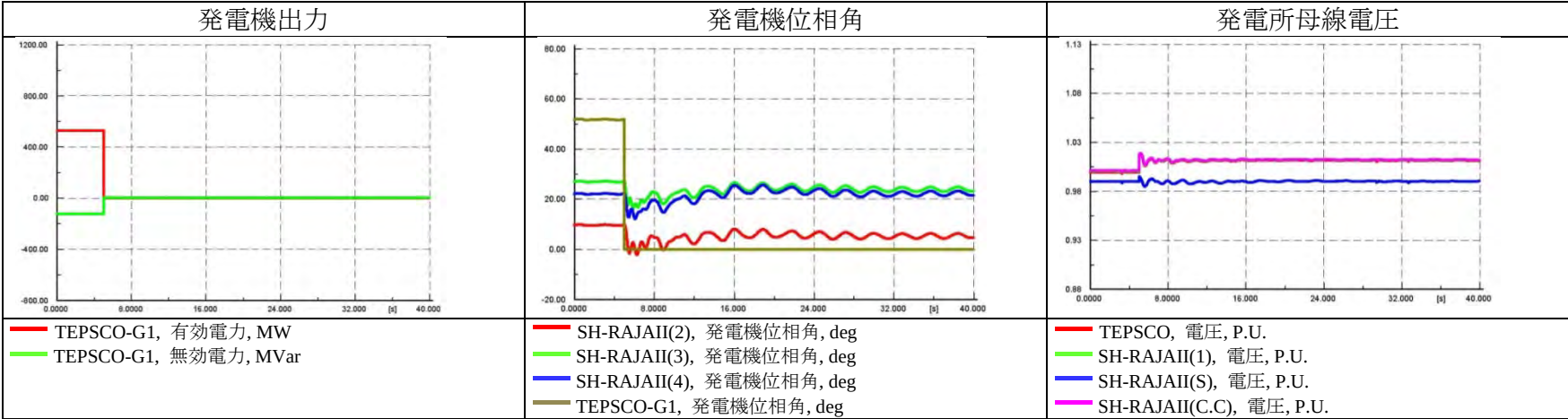
No	事故ケース
1	ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落
2	ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落
3	ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落
4	ラジャーイー新設発電所～既設汽力発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
5	ラジャーイー新設発電所～既設コンバインド発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
6	ラジャーイー新設発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
7	ラジャーイー新設発電所～Baghestan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
8	ラジャーイー既設汽力発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
9	ラジャーイー既設汽力発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
10	ラジャーイー既設汽力発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
11	ラジャーイー既設汽力発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
12	ラジャーイー既設コンバインド発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
13	ラジャーイー既設コンバインド発電所～Mehr 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
14	ラジャーイー既設コンバインド発電所～Dashtabi 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断
15	ラジャーイー既設コンバインド発電所～既設汽力発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断

※事故遮断時間：100ms

出典：調査団により作成

【過渡安定度計算結果】

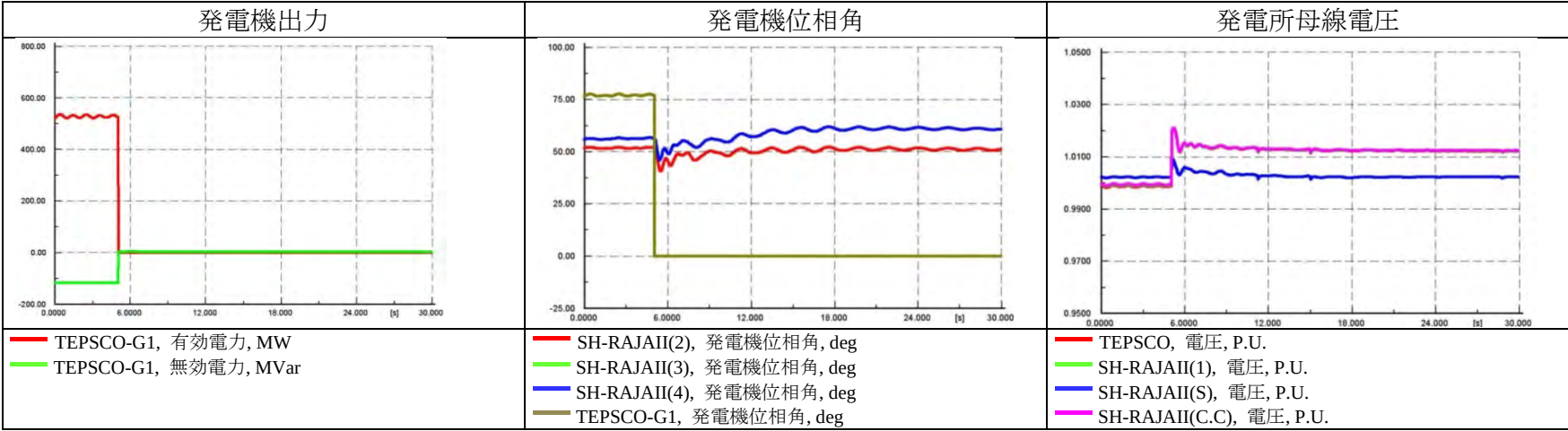
(1)1 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-65 1 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落(ピーク)

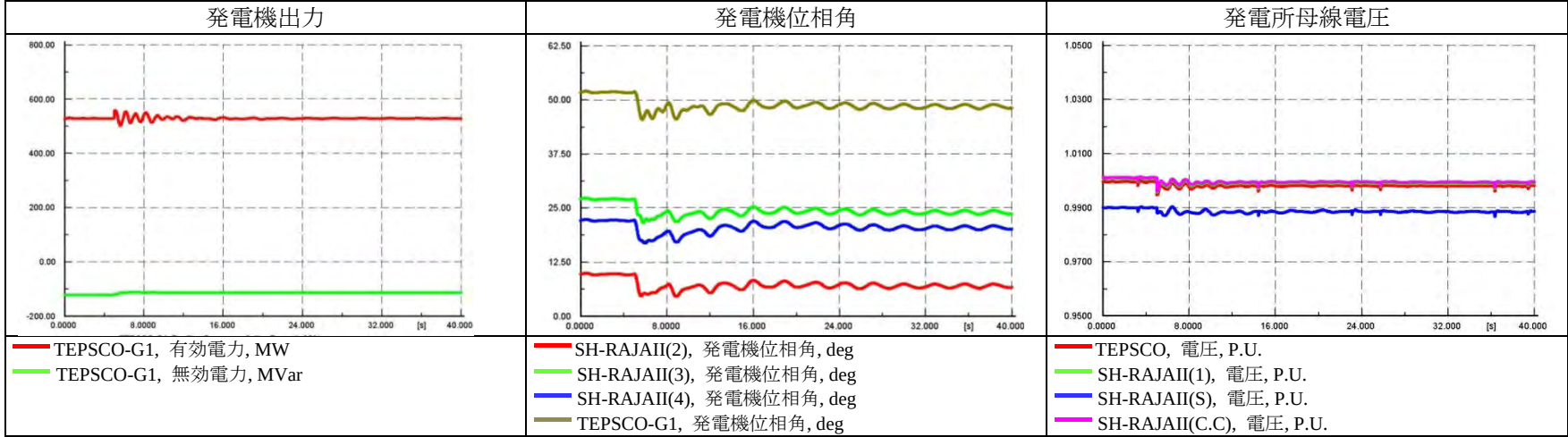
(2)1 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-66 1 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落(オフピーク)

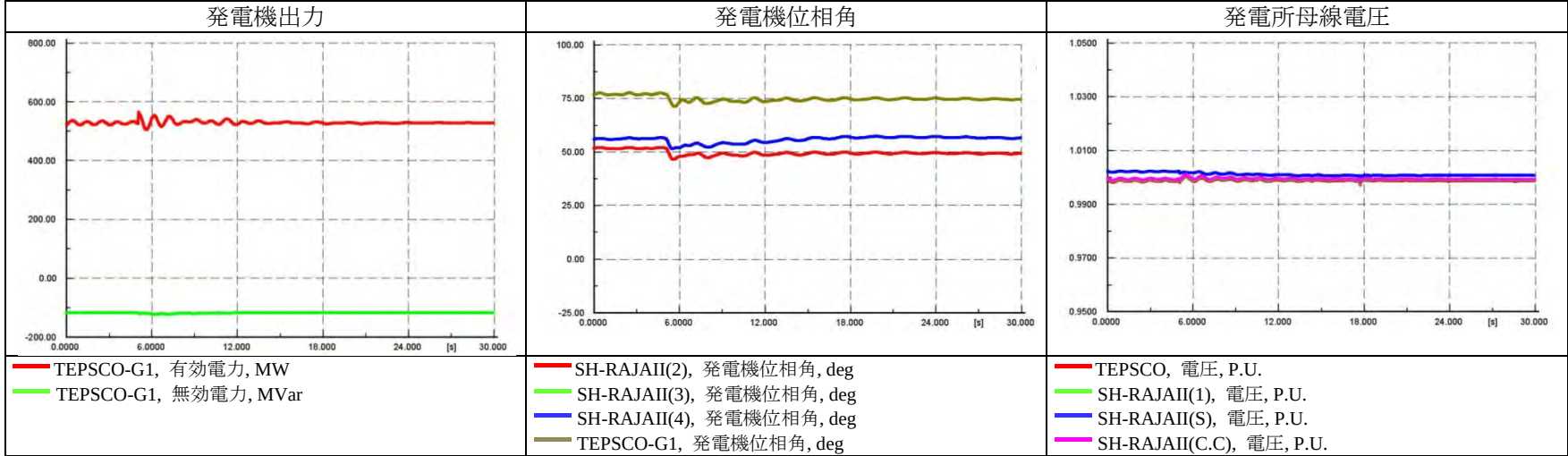
(3)2 ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-67 2 ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落(ピーク)

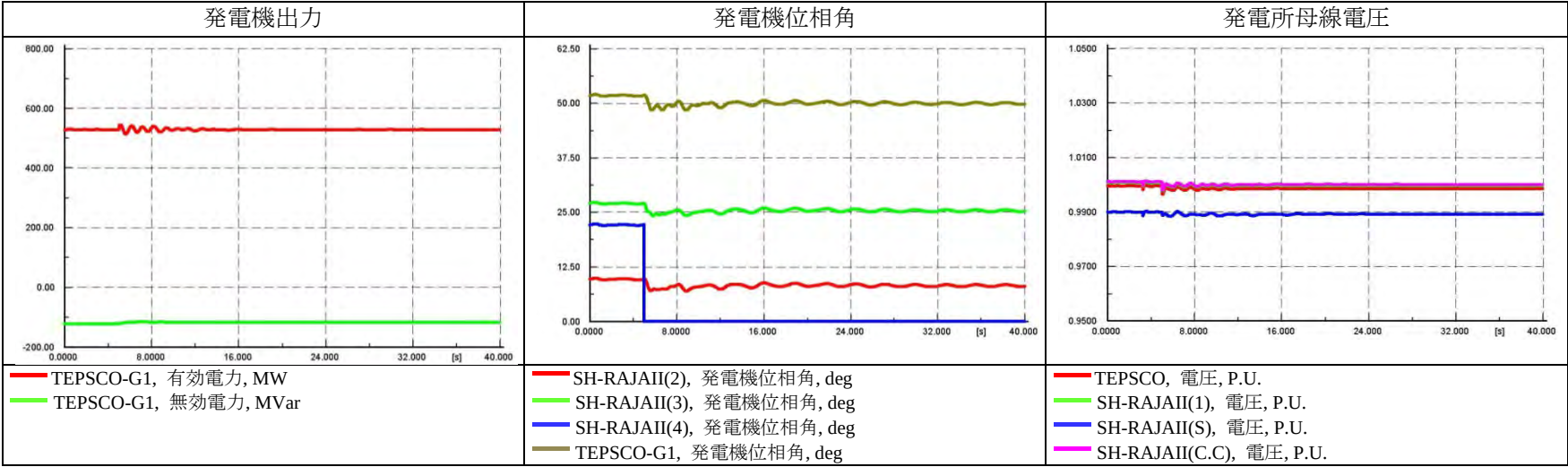
(4)2 ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-68 2 ラジャーイー発電所 既設汽力発電機ユニット脱落(オフピーク)

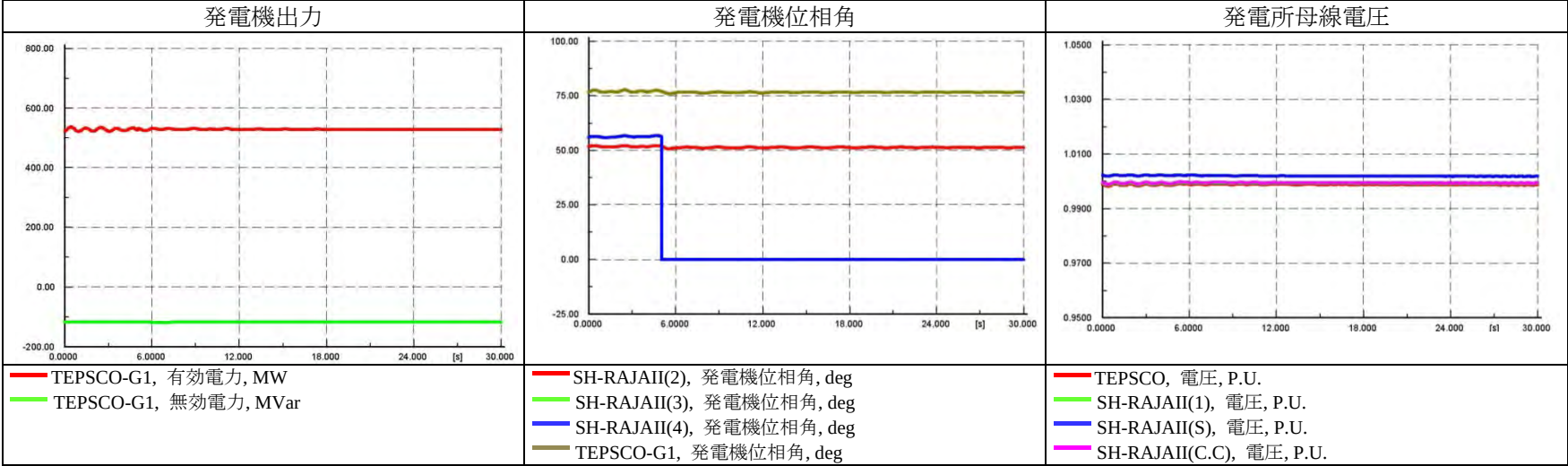
(5)3 ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-69 3 ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落(ピーク)

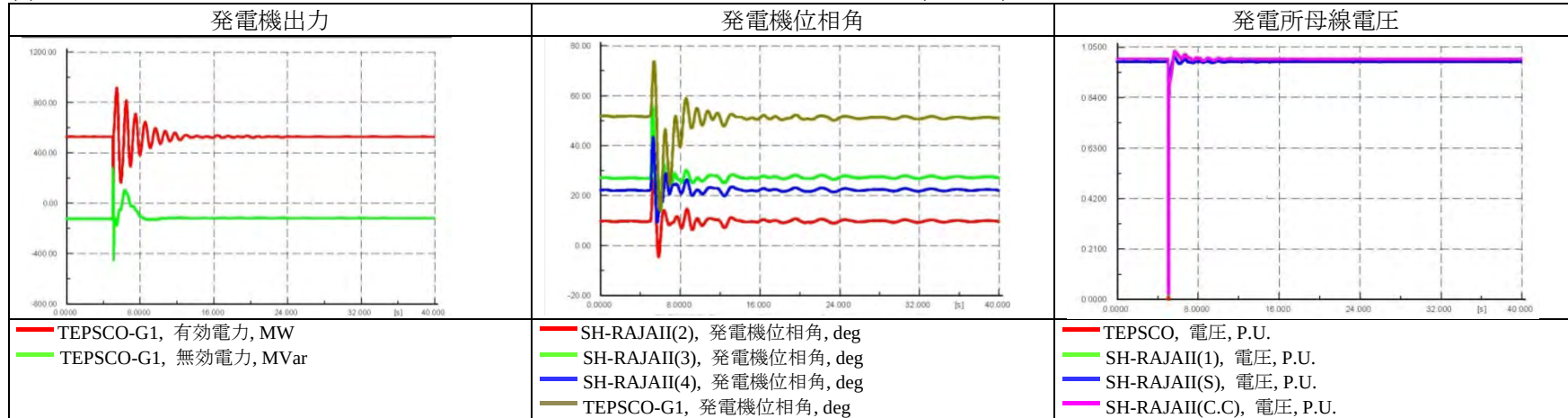
(6) 3 ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-70 3 ラジャーイー発電所 既設コンバインド発電機ユニット脱落(オフピーク)

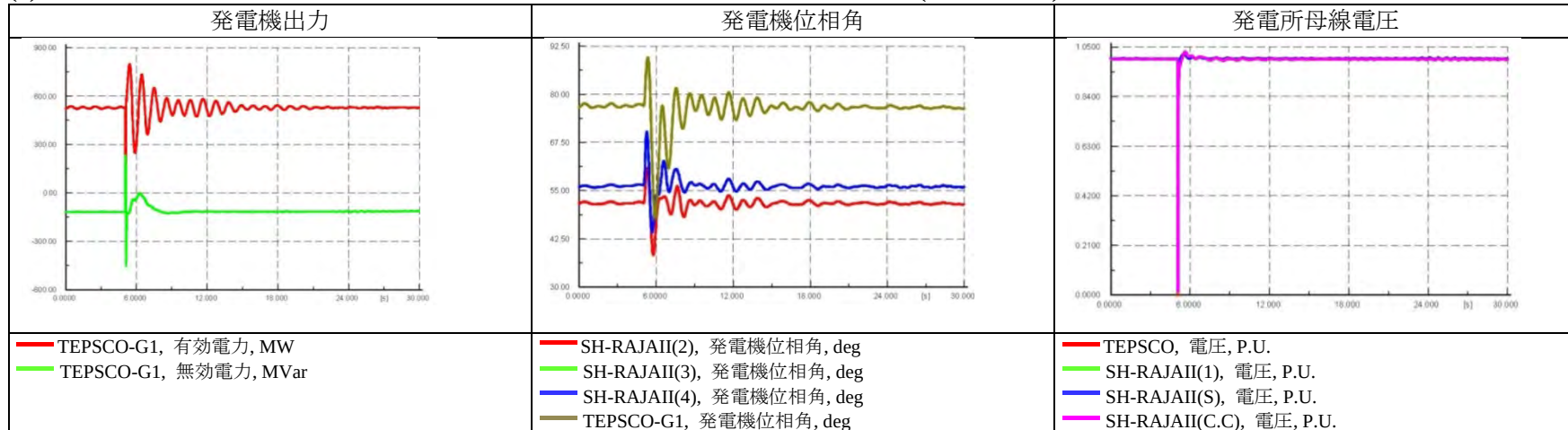
(7)4 ラジャーイー新設発電所～既設汽力発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-71 4 ラジャーイー新設発電所～既設汽力発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)

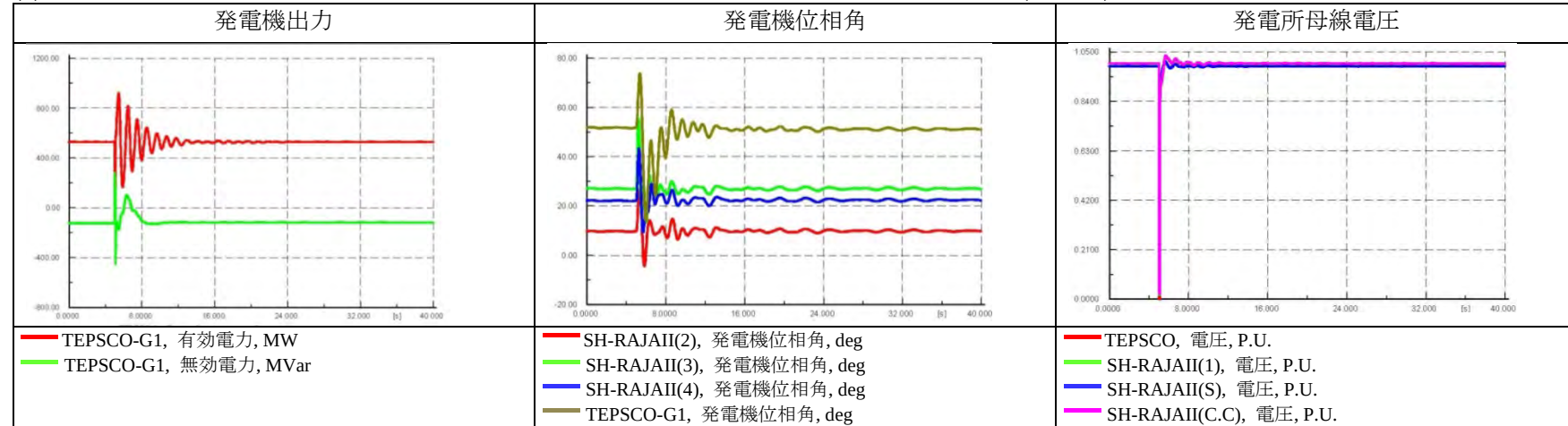
(8)4 ラジャーイー新設発電所～既設汽力発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-72 4 ラジャーイー新設発電所～既設汽力発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

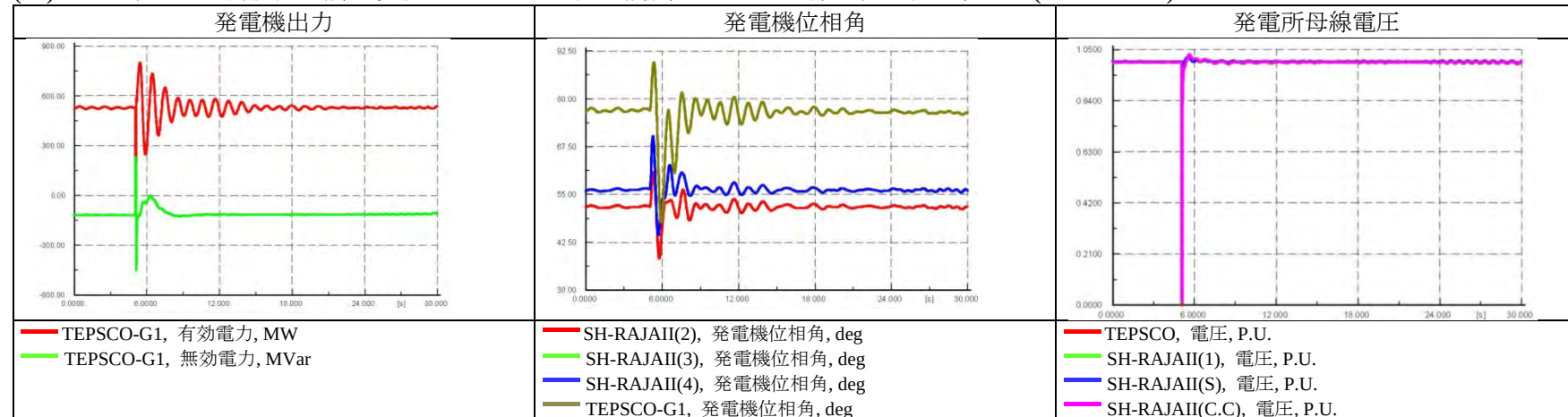
(9)5 ラジャーイー新設発電所～既設コンバインド発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-73 5 ラジャーイー新設発電所～既設コンバインド発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)

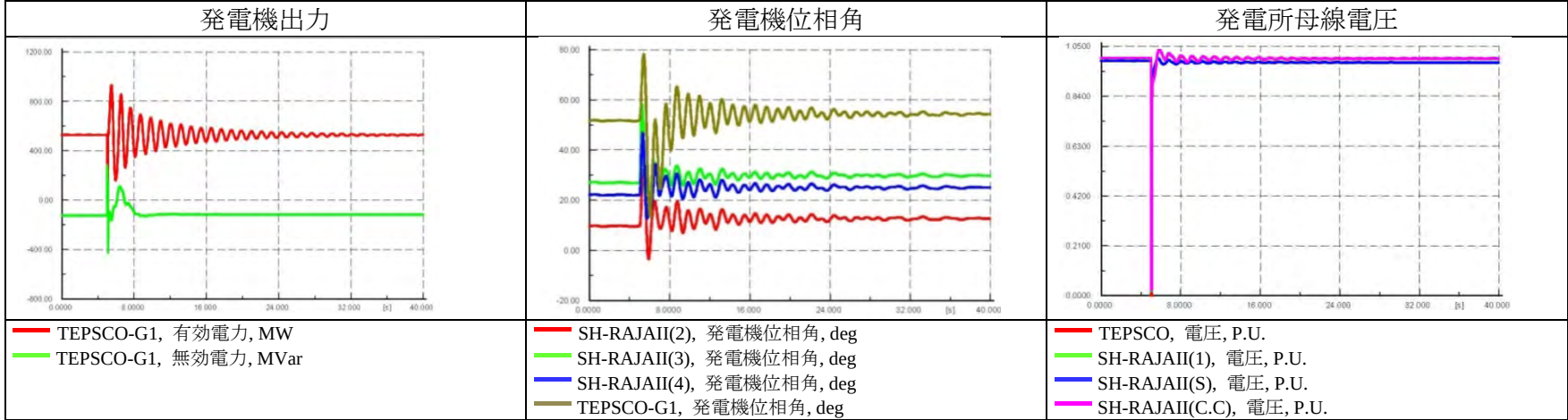
(10)5 ラジャーイー新設発電所～既設コンバインド発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-74 5 ラジャーイー新設発電所～既設コンバインド発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

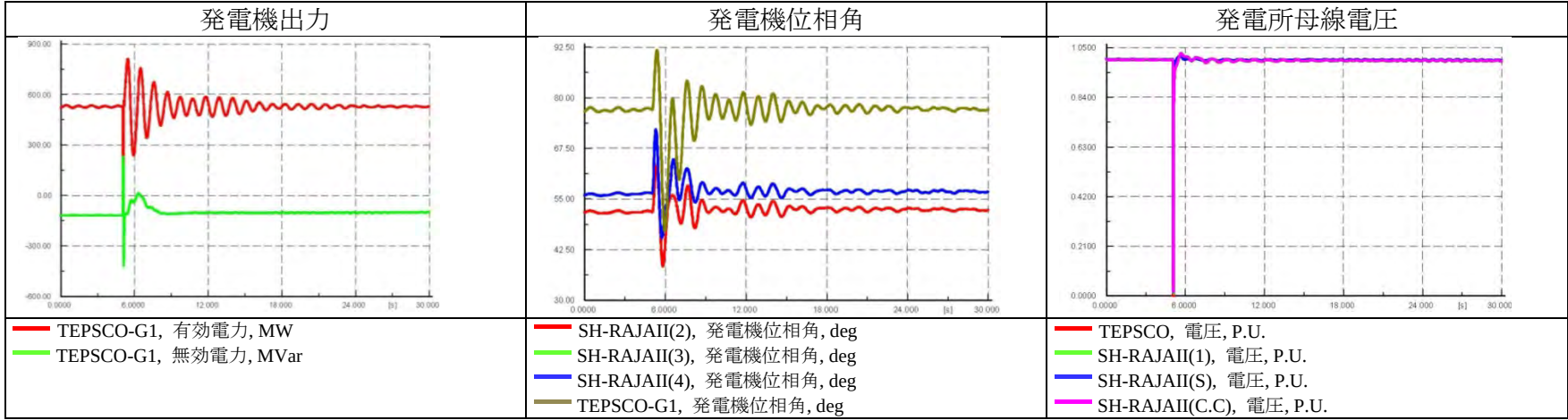
(11)6 ラジャーイー新設発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-75 6 ラジャーイー新設発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)

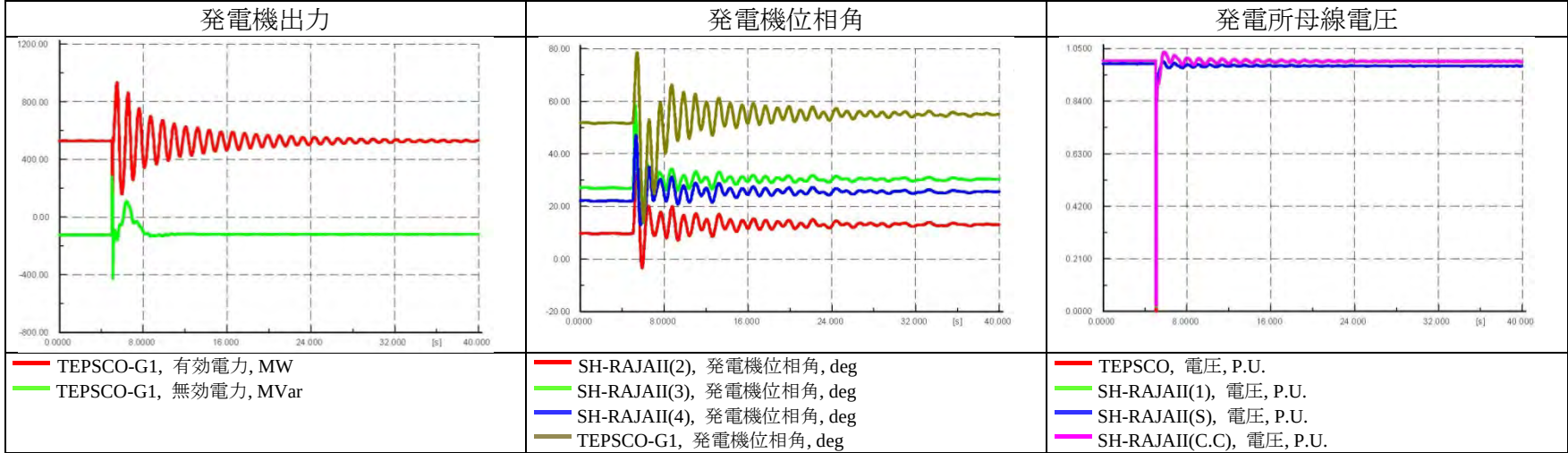
(12)6 ラジャーイー新設発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-76 6 ラジャーイー新設発電所～Vardavard 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

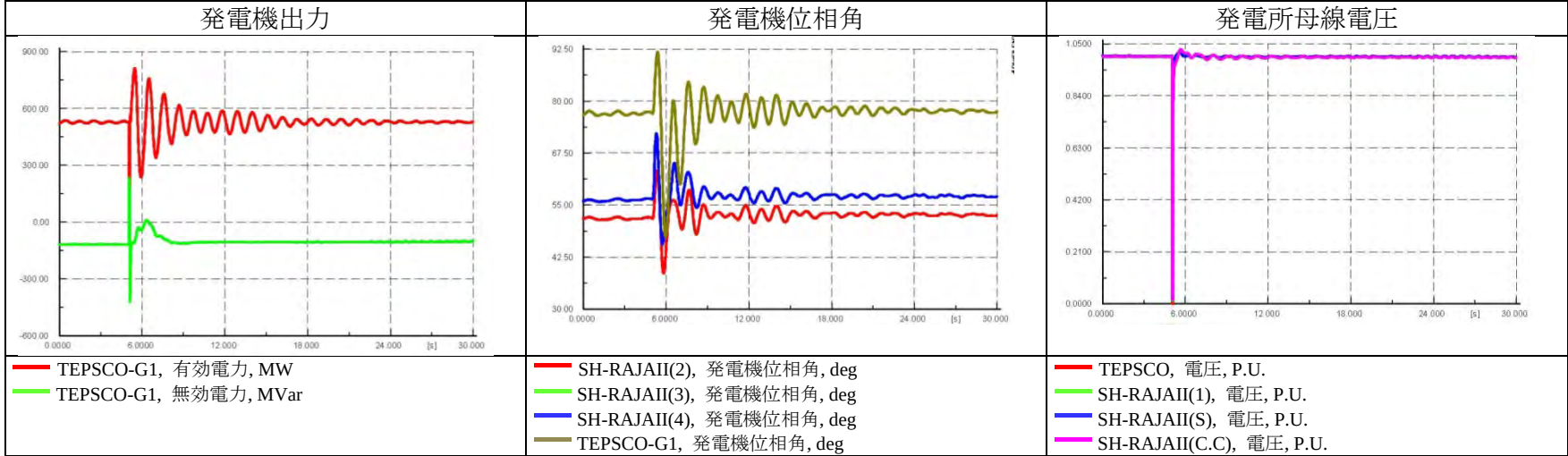
(13)7 ラジャーイー新設発電所～Baghestan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-77 7 ラジャーイー新設発電所～Baghestan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)

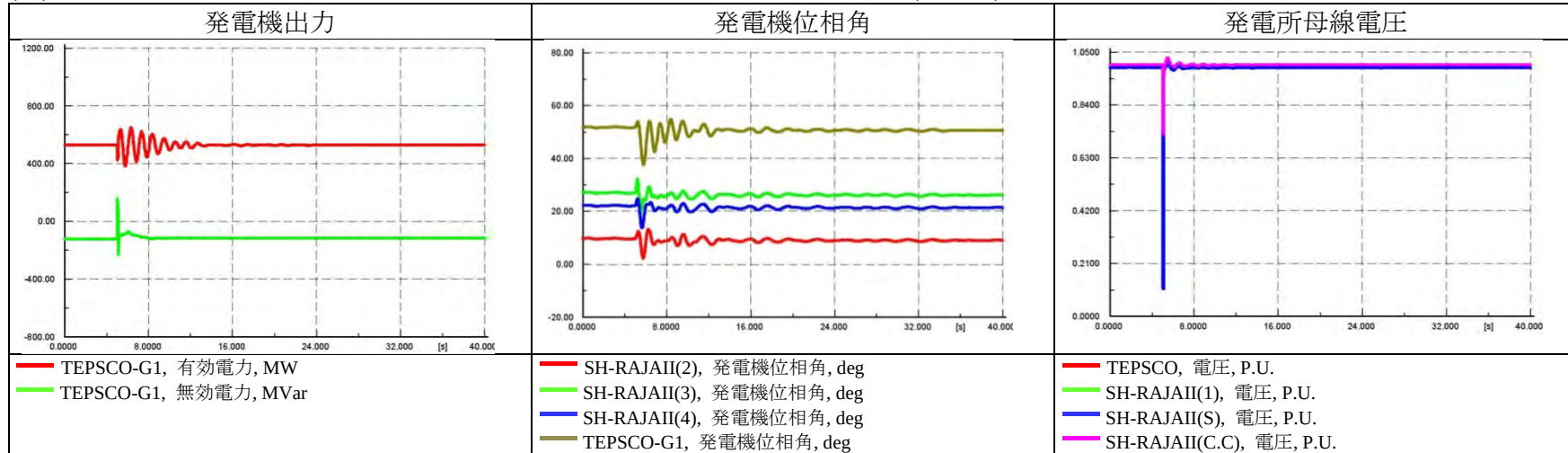
(14)7 ラジャーイー新設発電所～Baghestan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-78 7 ラジャーイー新設発電所～Baghestan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

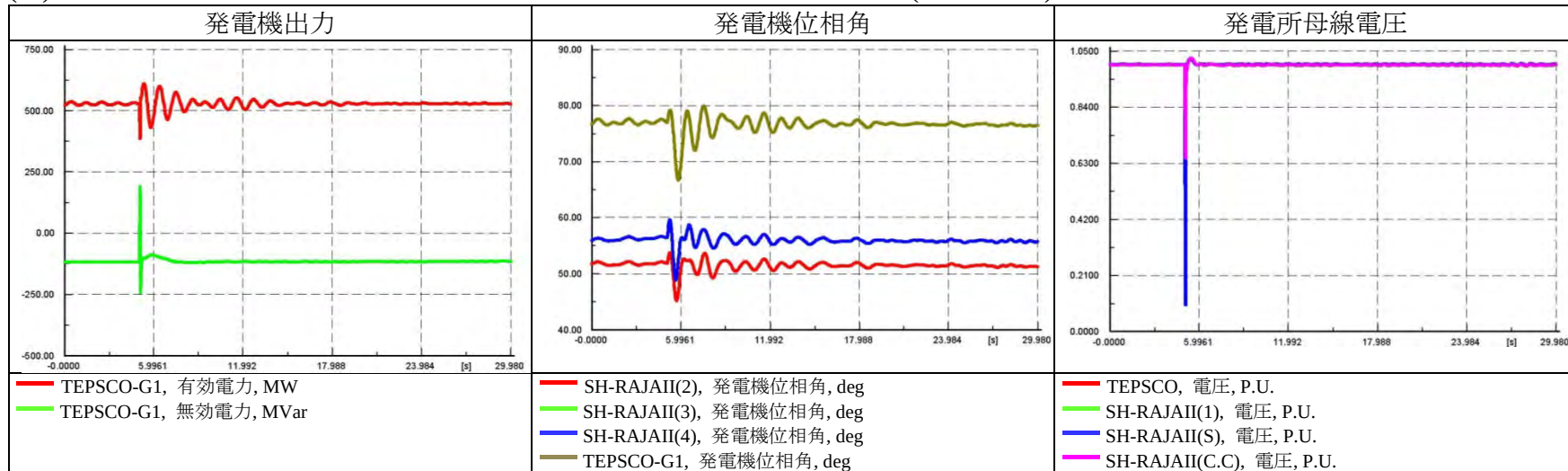
(15)8 ラジャーイー既設汽力発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-79 8 ラジャーイー既設汽力発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)

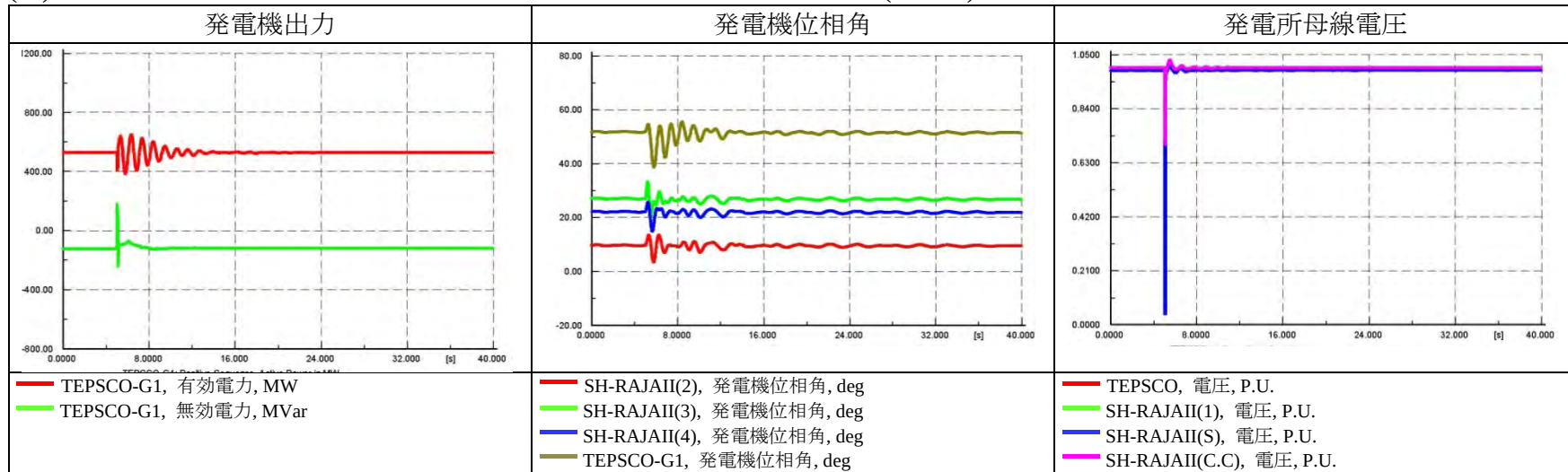
(16)8 ラジャーイー既設汽力発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-80 8 ラジャーイー既設汽力発電所～Minoodar 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

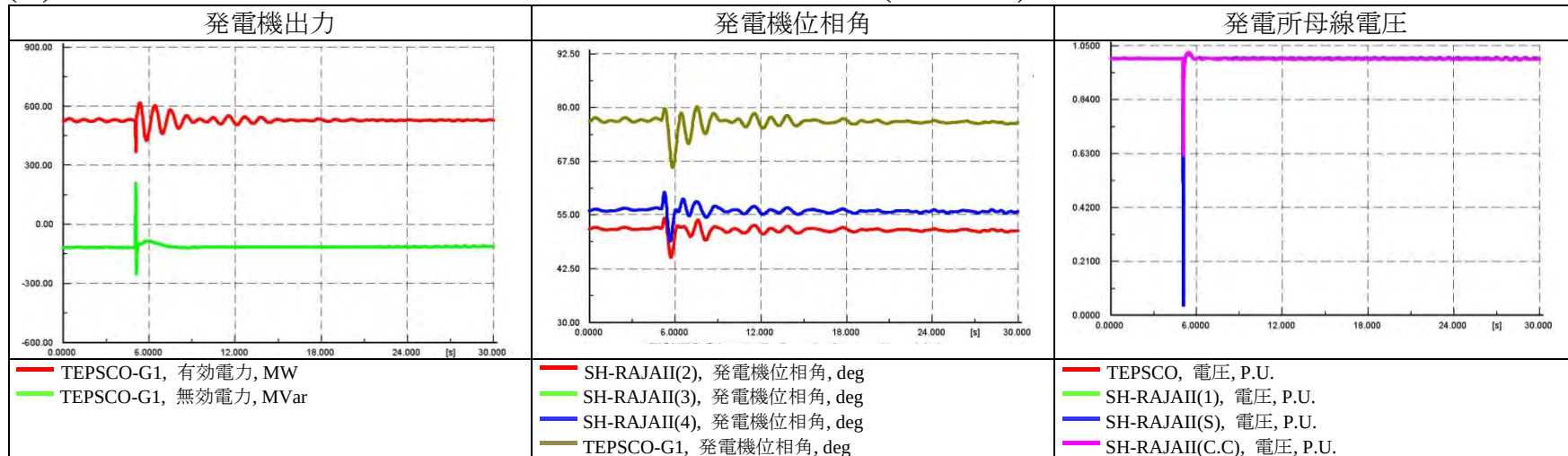
(17) 9 ラジャーイー既設汽力発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-81 9 ラジャーイー既設汽力発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)

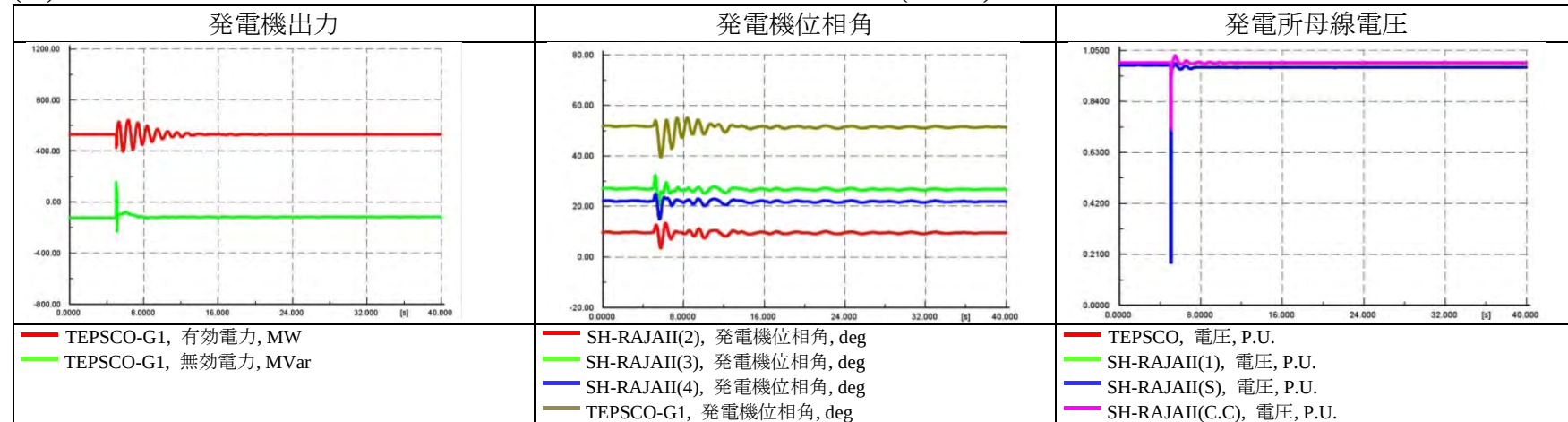
(18) 9 ラジャーイー既設汽力発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-82 9 ラジャーイー既設汽力発電所～Ziaran 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

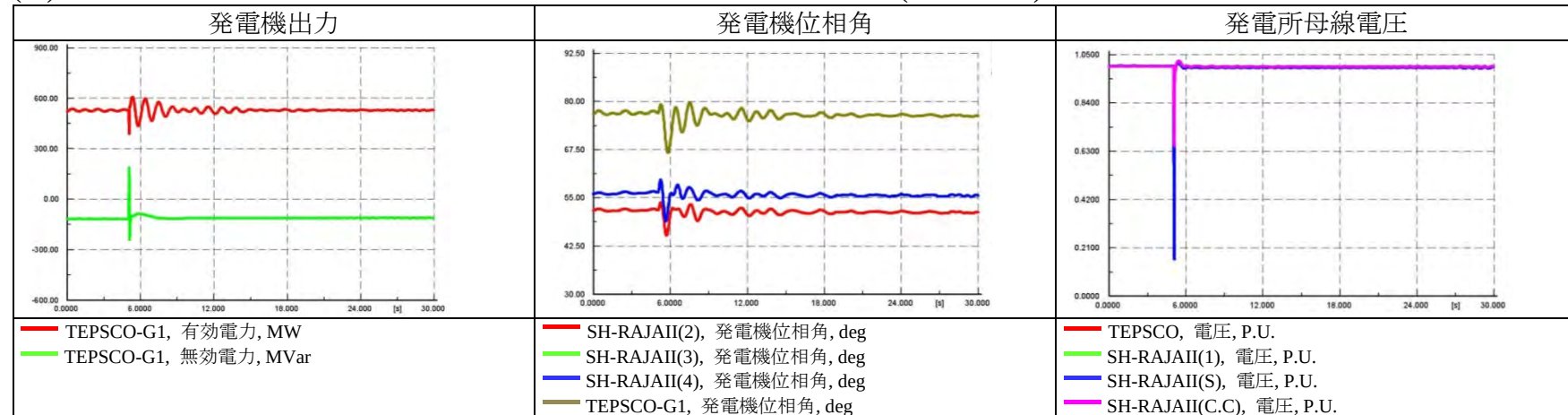
(19)10 ラジャーイー既設汽力発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-83 10 ラジャーイー既設汽力発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)

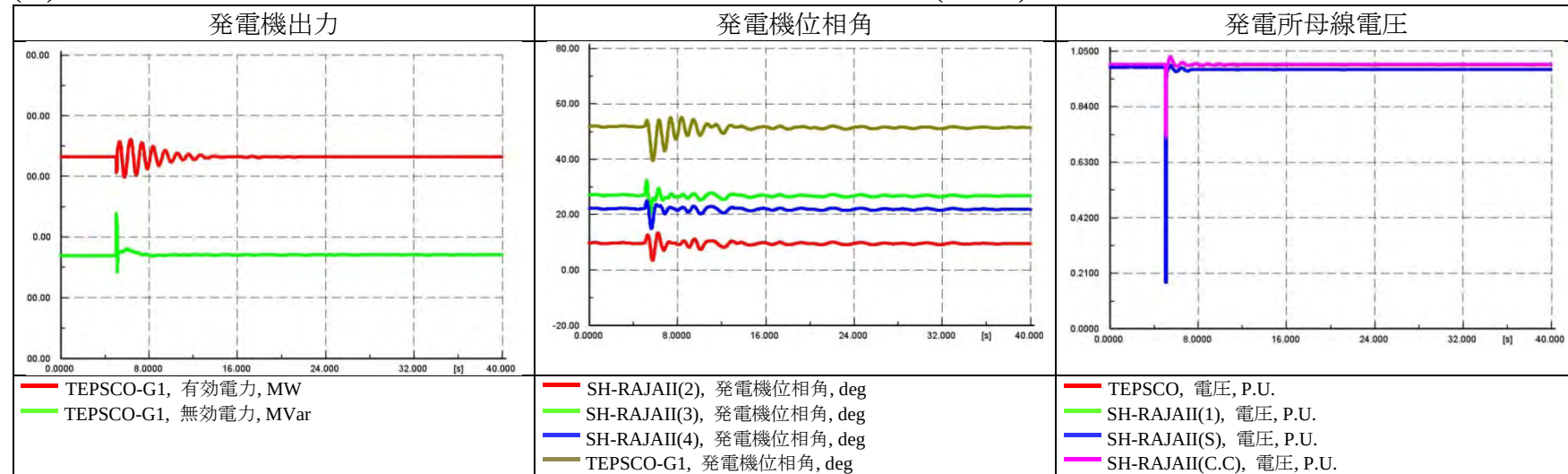
(20)10 ラジャーイー既設汽力発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-84 10 ラジャーイー既設汽力発電所～Loshan 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

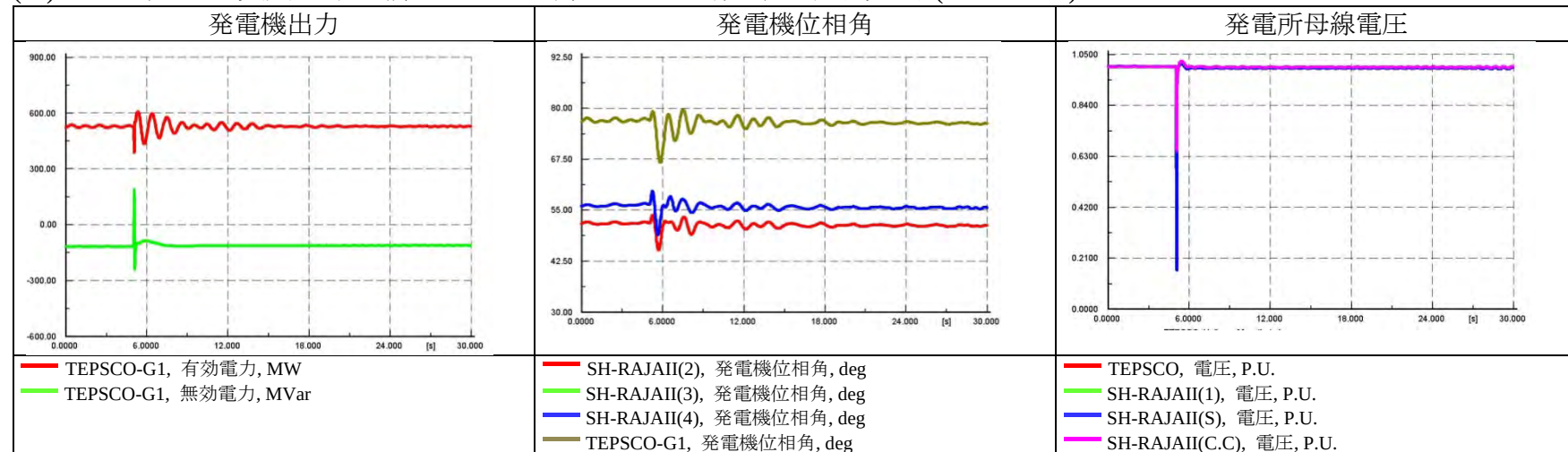
(21)11 ラジャーイー既設汽力発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-85 11 ラジャーイー既設汽力発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)

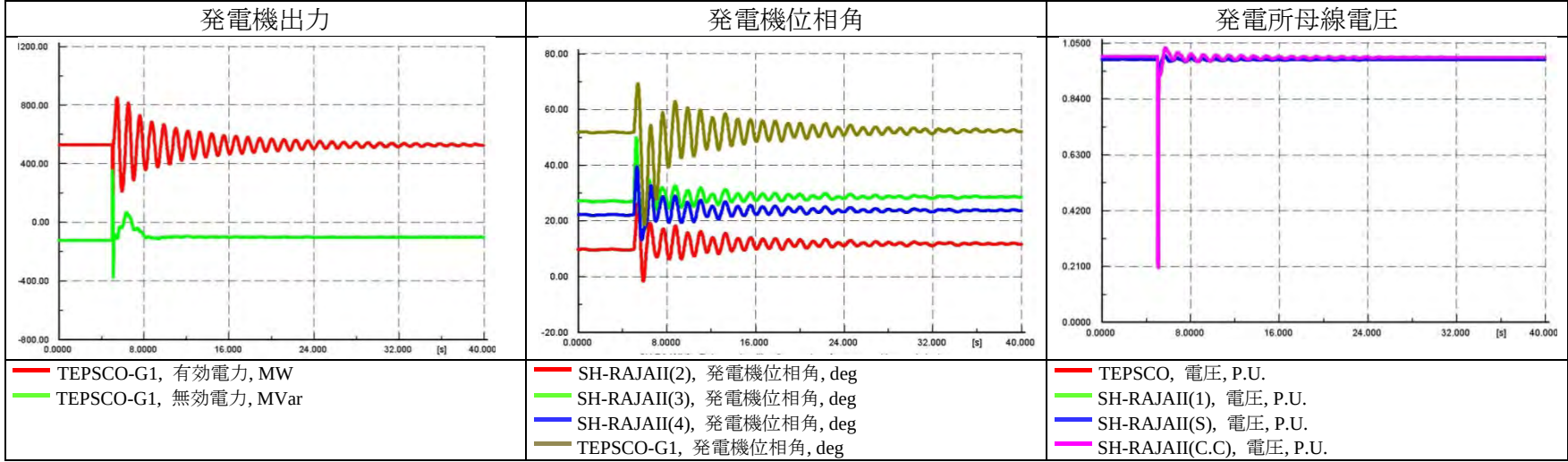
(22)11 ラジャーイー既設汽力発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-86 11 ラジャーイー既設汽力発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

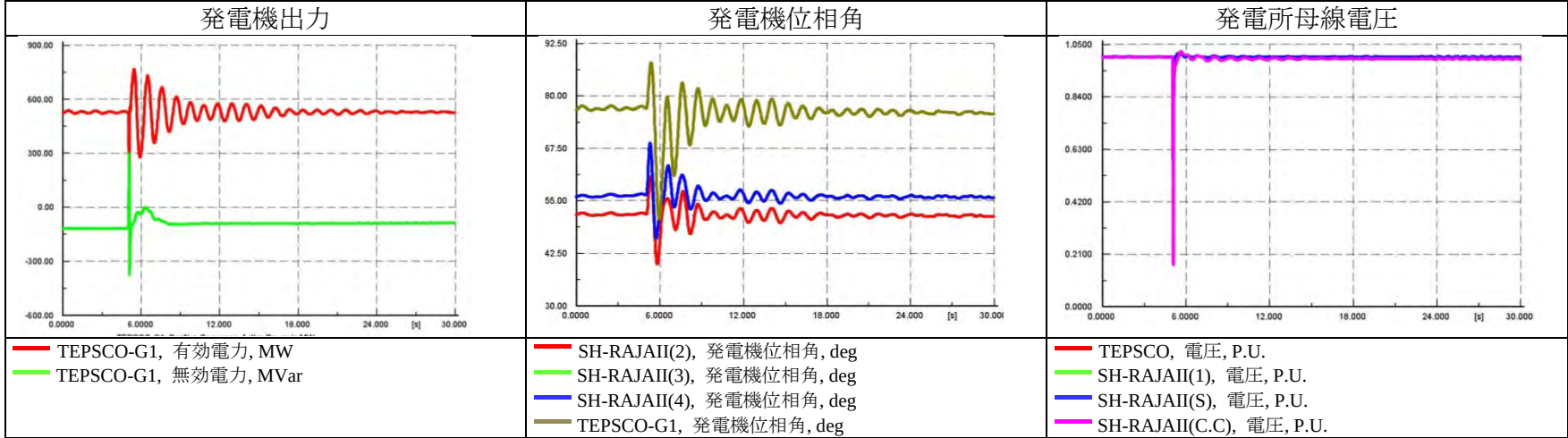
(23)12 ラジャーイー既設コンバインド発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-87 12 ラジャーイー既設コンバインド発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)

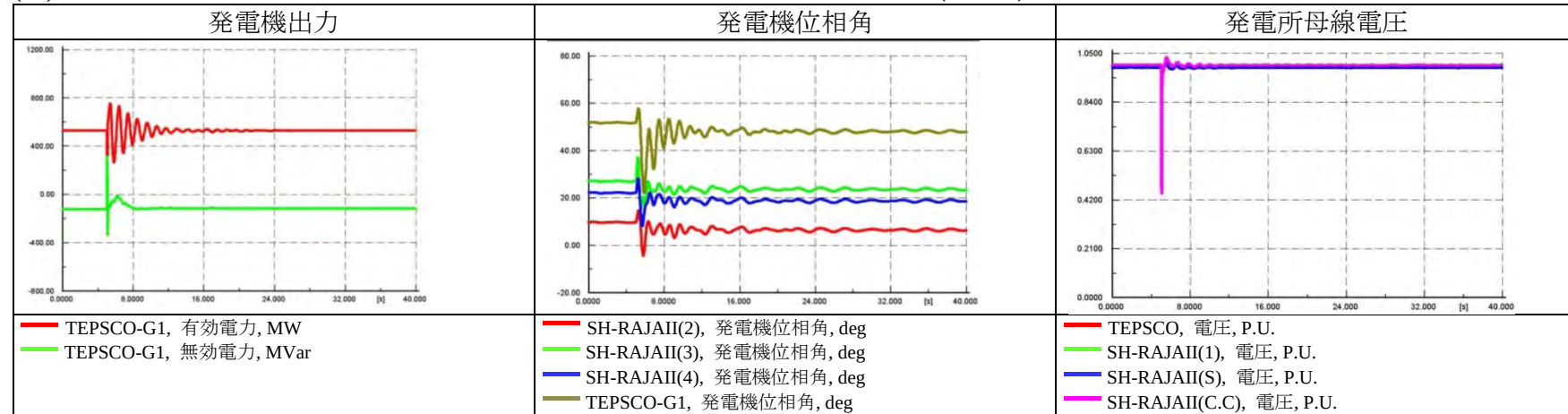
(24)12 ラジャーイー既設コンバインド発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-88 12 ラジャーイー既設コンバインド発電所～Roudshour 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

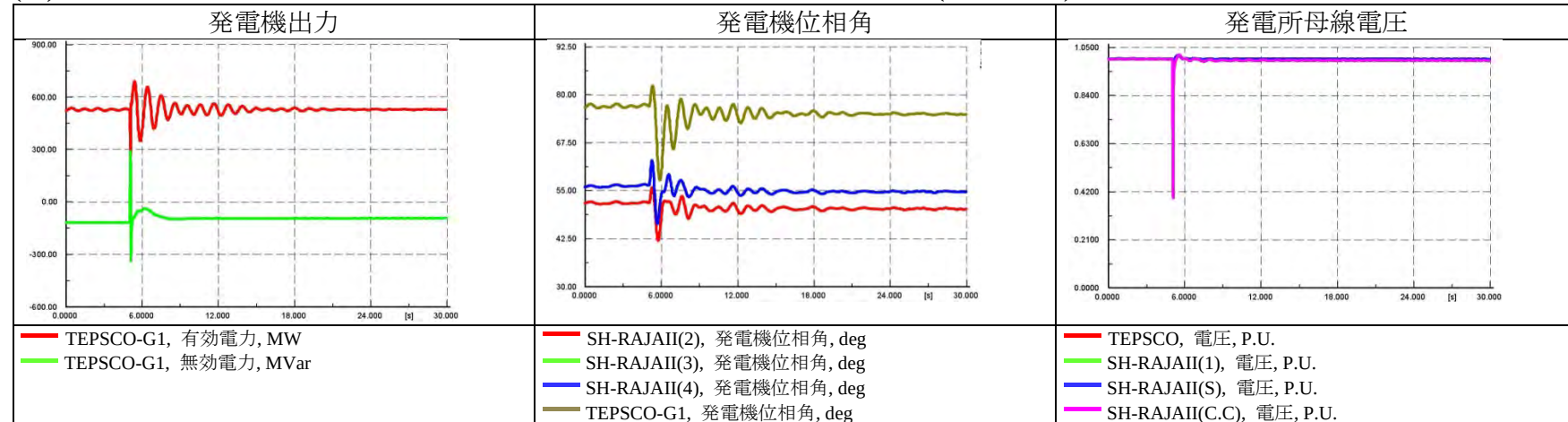
(25)13 ラジャーイー既設コンバインド発電所～Mehr 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-89 13 ラジャーイー既設コンバインド発電所～Mehr 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)

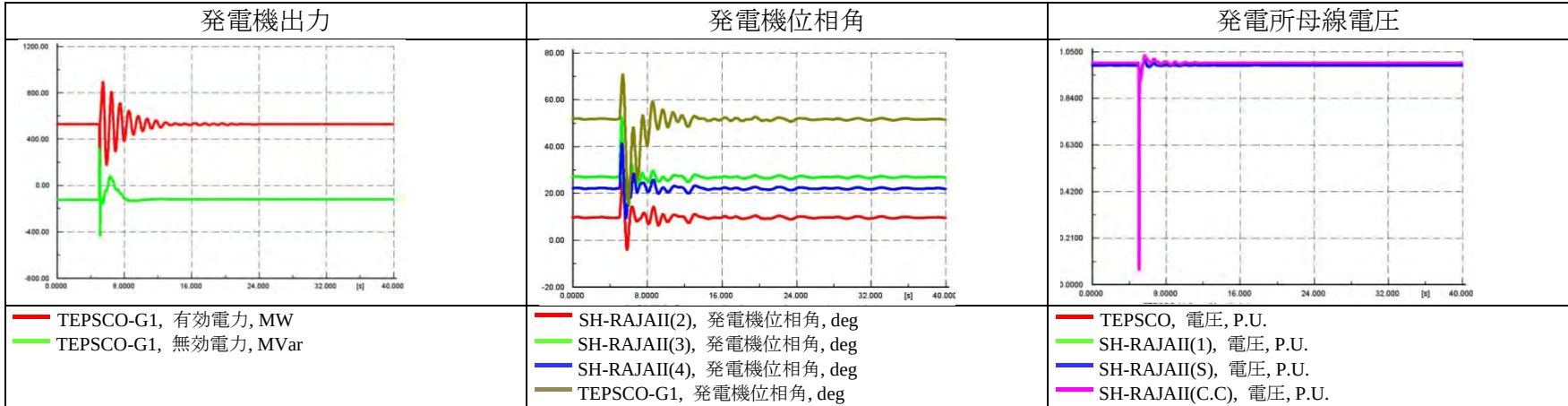
(26)13 ラジャーイー既設コンバインド発電所～Mehr 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-90 13 ラジャーイー既設コンバインド発電所～Mehr 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

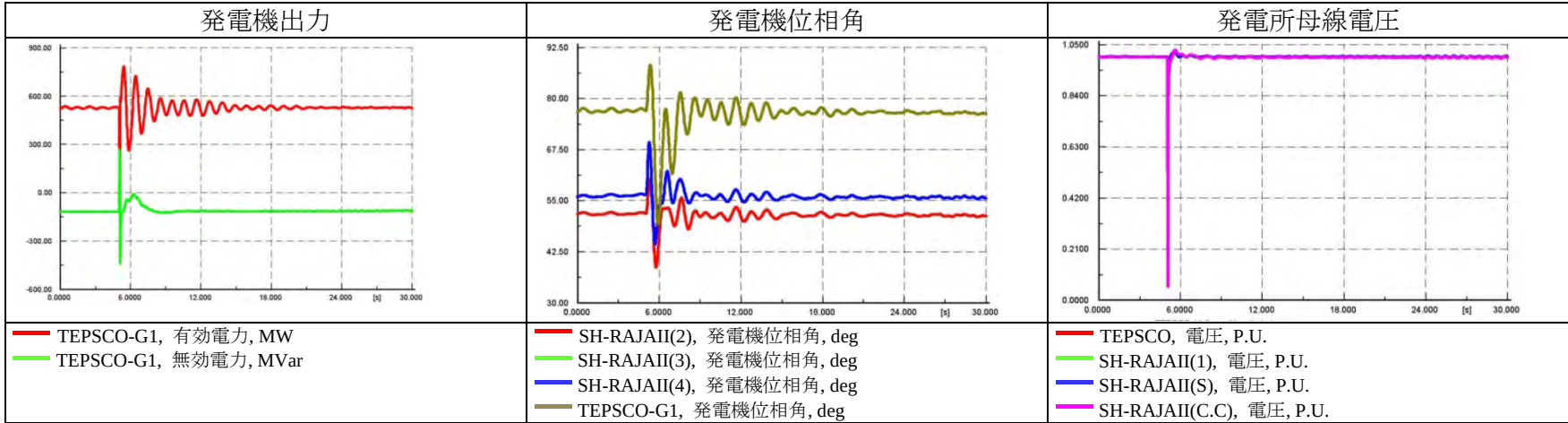
(27)14 ラジャーイー既設コンバインド発電所～Dashtabi 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-91 14 ラジャーイー既設コンバインド発電所～Dashtabi 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)

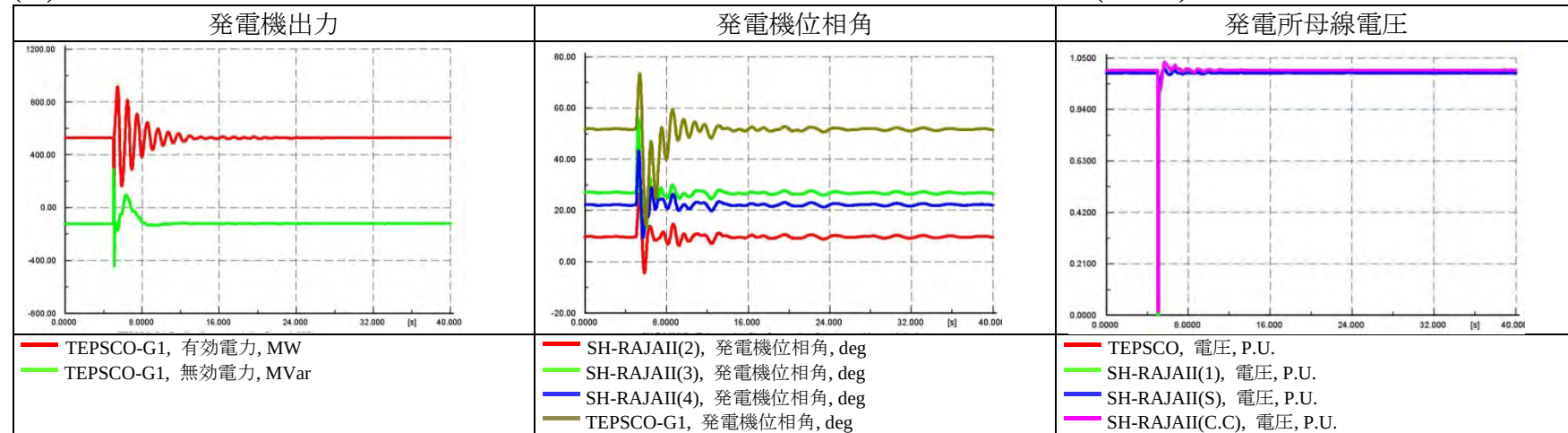
(28)14 ラジャーイー既設コンバインド発電所～Dashtabi 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-92 14 ラジャーイー既設コンバインド発電所～Dashtabi 間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

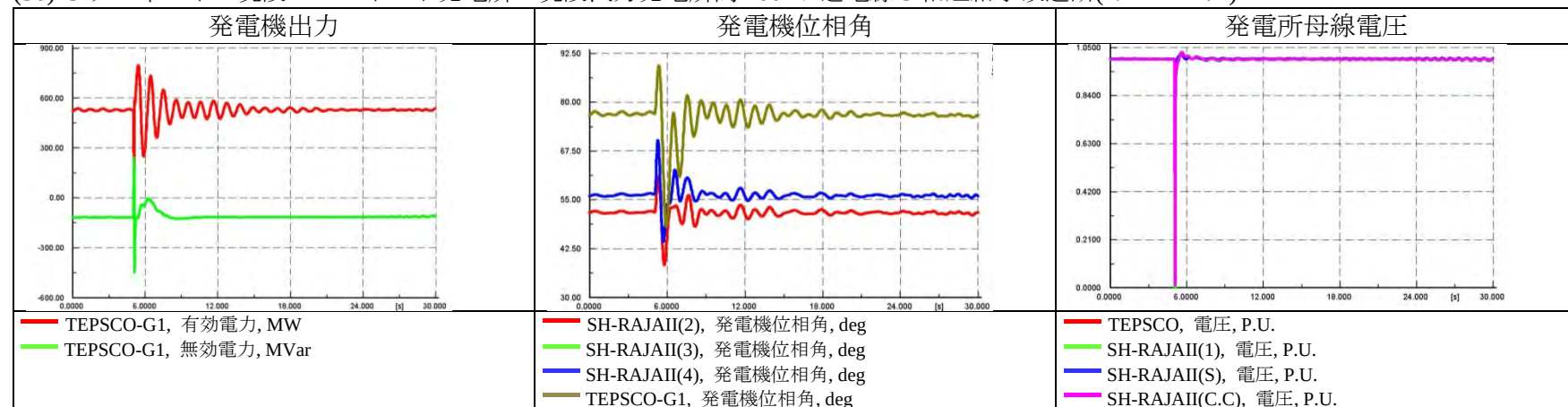
(29)15 ラジャーイー既設コンバインド発電所～既設汽力発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(ピーク)



出典：調査団による計算結果

図 5-93 15 ラジャーイー既設コンバインド発電所～既設汽力発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

(30)15 ラジャーイー既設コンバインド発電所～既設汽力発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

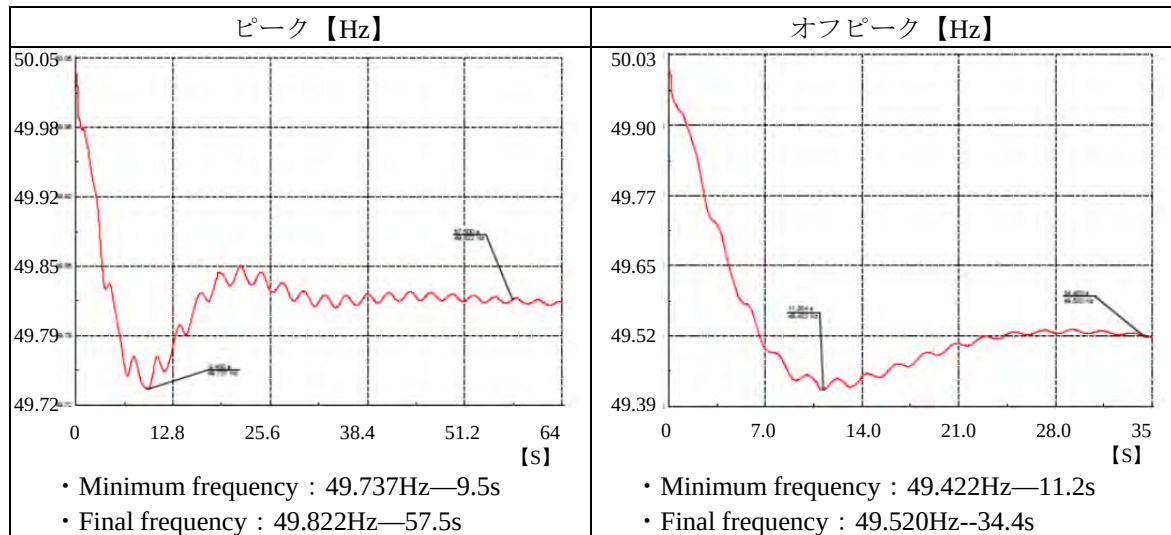


出典：調査団による計算結果

図 5-94 15 ラジャーイー既設コンバインド発電所～既設汽力発電所間 400kV 送電線 3 相短絡事故遮断(オフピーク)

5.3.5 系統周波数計算結果（ 2π 接続時の母線分離）

ラジャーイー発電所新発電機ユニット脱落時のピーク時およびオフピーク時の系統周波数を計算した結果、いずれも 49.5Hz 以上を確保していることを確認した。



出典：調査団による計算結果

図 5-95 ラジャーイー発電所 新発電機ユニット脱落時の系統周波数

5.4 系統解析計算結果まとめ

(1)短絡容量計算結果

シャヒード・ラジャーイー新設発電機（640MW×2 台）連系前後でシャヒード・ラジャーイー発電所 400kV 母線の短絡容量が 50kA を超過する。同発電所の母線を分離運用すれば、50kA 未満となる。

表 5-28 短地絡電流一覧

【kA】

系統構成	発電所名	母線併用				母線分離	
		新発電機連系前		新発電機連系後			
		3LG	1LG	3LG	1LG	3LG	1LG
既設への2回線引き込み	ラジャーイー(S-1)	55.9	54.2	61.8	63.0	49.5	48.2
	ラジャーイー(S-2)	—	—	—	—	35.8	33.5
	ラジャーイー(CC)	55.0	53.1	60.3	60.4	49.3	48.0
既設～Vardavard 送電線へ π 引込み	ラジャーイー(S-1)	55.9	54.2	61.7	62.4	43.0	45.3
	ラジャーイー(S-2)	—	—	—	—	29.8	22.0
	ラジャーイー(CC)	55.0	53.1	60.2	60.0	43.3	45.2
2 π 接続時 ・ Shahid Rajaei(S)～ Vardavard 間 ・ Shahid Rajaei(CC) ～Baghestan 間	ラジャーイー(S-1)	55.9	54.2	61.7	62.4	43.5	44.4
	ラジャーイー(S-2)	—	—	—	—	27.8	24.8
	ラジャーイー(CC)	55.0	53.1	60.8	61.3	43.8	45.0

出典：調査団による計算結果

(2)潮流・電圧・過渡安定度・系統周波数計算結果

シャヒード・ラジャーイー発電所 400kV 母線分離後の新発電機系統連系時の潮流・電圧・過渡安定度・系統周波数は、いずれも問題ないことを確認した。系統解析条件、計算結果は以下の通り。

○発電機系統連系条件

- ・ 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備に 2 回線で引込み
- ・ 既設ラジャーイー発電所(S)400kV 開閉設備～Vardavard 送電線へ π 接続
- ・ 2 π 接続（Shahid Rajaei(S)～Vardavard 間、Shahid Rajaei(CC)～Baghestan 間）

○ラジャーイー発電所 400kV 母線分離運用

○クライテリア

【N-0 基準】 ----(全設備健全時)

【N-1 基準】 ----(単一設備故障時)

○計算結果

- ・ 潮流：100%以内【定格容量の 100%以内】
- ・ 電圧：0.98～1.05P.U.【0.95～1.05P.U.】
- ・ 過渡安定度：安定【脱調しない】
- ・ 系統周波数：49.52Hz【49.5Hz 以上】

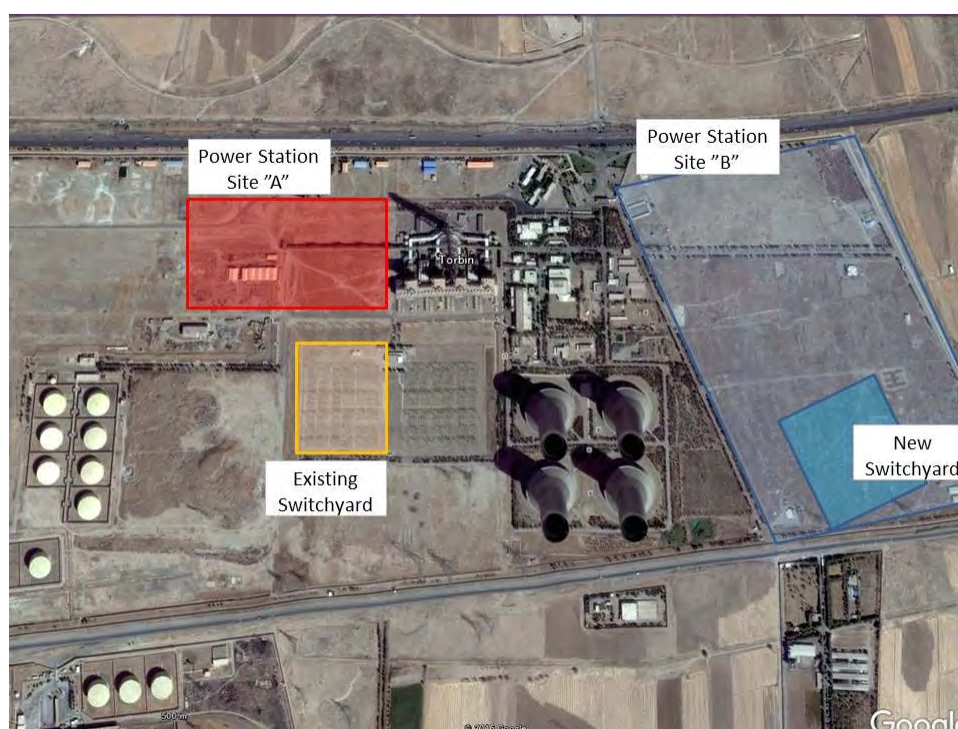
(3)結論

シャヒード・ラジャーイー新設発電機（640MW×2 台）系統連系において、短絡容量超過対策として同発電所 400kV 母線を分離運用することが必要であるものの、潮流・電圧・短絡容量・過渡安定度・系統周波数のいずれも問題なく、安定運転継続が可能であることが確認された。

5.5 系統接続計画

5.5.1 発電所並びに 400kV 開閉所の位置

シャヒード・ラジャーイー に発電所を建設し、400kV 開閉所を経由して系統に接続する計画がある。その中で発電所の候補地が“A”と“B”の 2 箇所あり、さらに開閉所を新設する案と既設を流用する案がある。



出典:Google Earth を利用し、調査団により作成

図 5-96 発電所・開閉所の位置案

これらの案のうち発電所“B”と新開閉所(Plan 1)、発電所“B”と既設開閉所(Plan 2)、発電所“A”と既設開閉所(Plan 3)の 3 案を検討の対象とする。

表 5-29 発電所・開閉所の組合せ案

	Location of New Power Plant	
	Candidate Site "A"	Candidate Site "B"
New Switchyard	Plan 4	Plan 1
Existing Switchyard	Plan 3	Plan 2

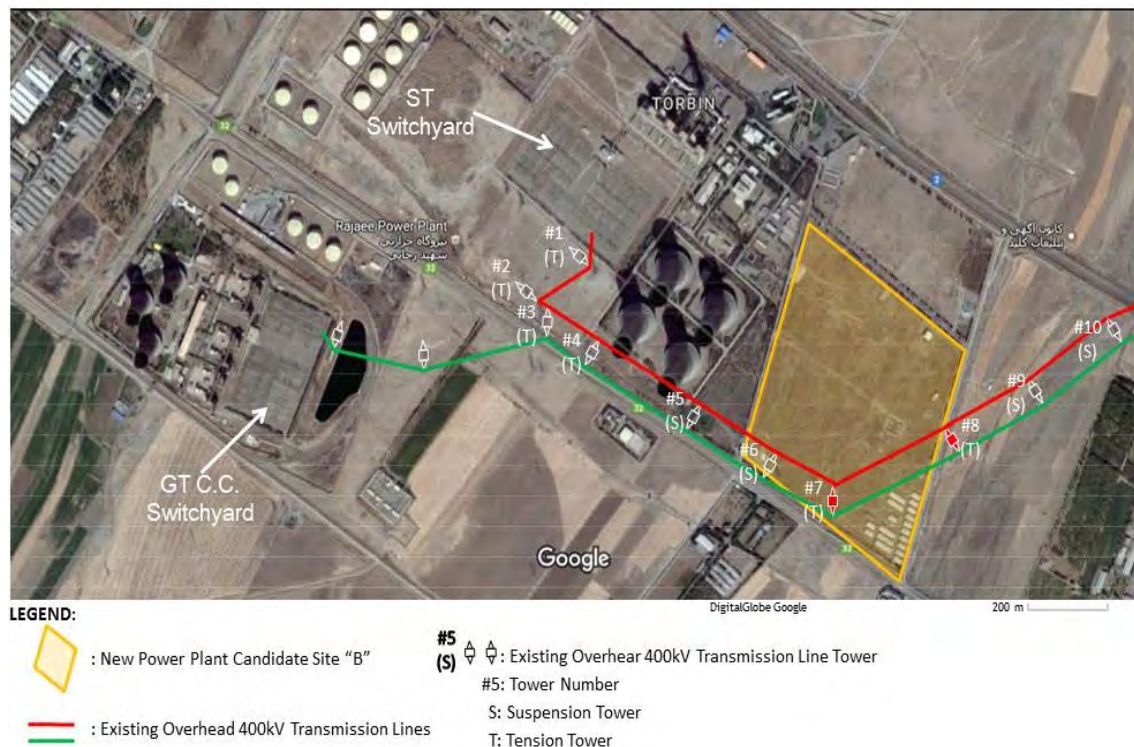
出典：調査団により作成

5.5.2 既設系統

Plan 1 で新開閉所から系統へ接続する場合、既設シャヒード・ラジャーイー 発電所からの既設 400kV 架空送電に接続するが、接続は 7 号鉄塔と 8 号鉄塔間で行うこととなる。

他の鉄塔は全て懸垂鉄塔であるため、開閉所からの送電線を接続するための送電線分割が出来ないので、耐張鉄塔である 7 号鉄塔と 8 号鉄塔間を分割して、開閉所からの送電線

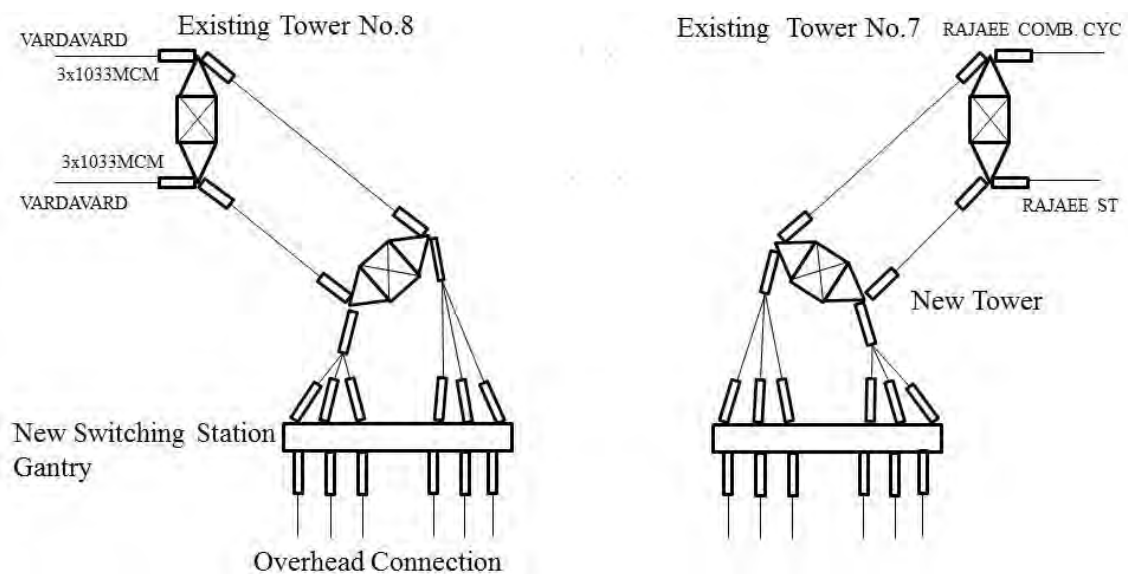
を接続する。



出典:Google Earth を利用し、調査団により作成

図 5-97 既設 400kV 架空送電線

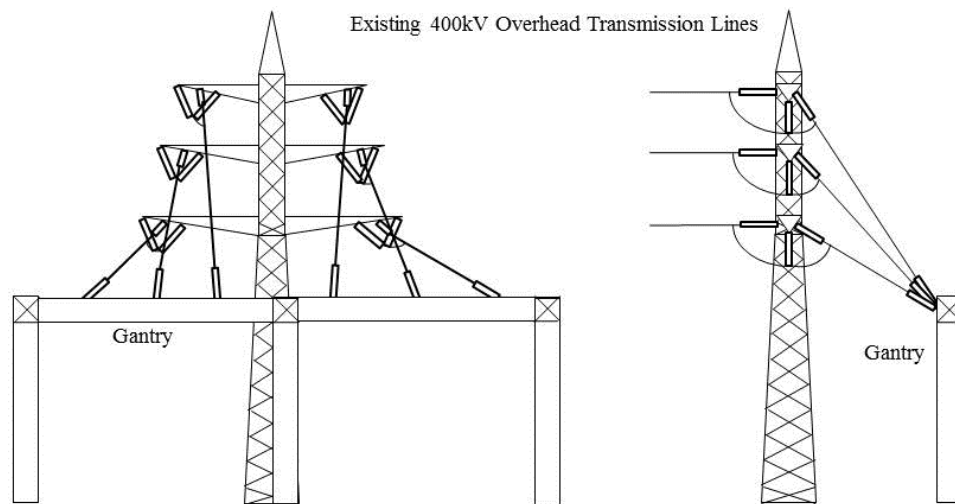
接続は既設 400kV 架空送電線 2 回線を分割して接続する。系統解析にて送電容量、潮流、事故時の短絡電流などに問題が発生しないことを確認した。



出典：調査団により作成

図 5-98 系統への架空接続 平面図(モデル図)

系統への架空接続の立面図を次に示す。



出典：調査団により作成

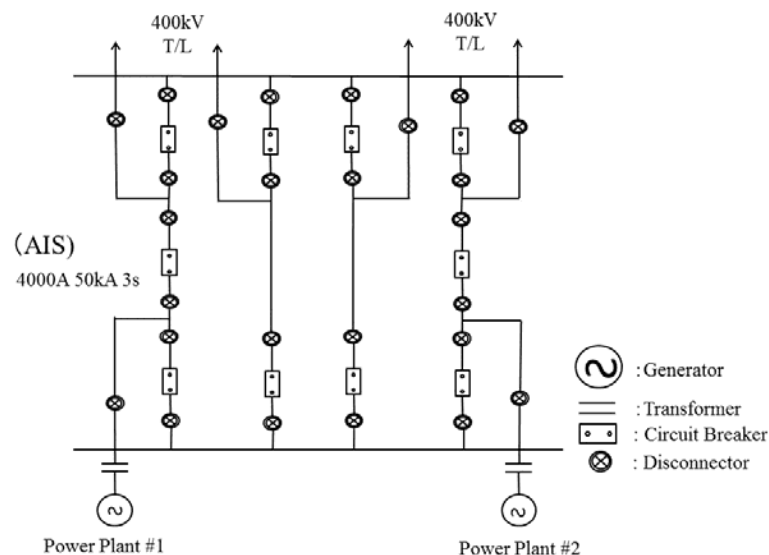
図 5-99 系統への架空接続 立面図(モデル図)

Plan 2 と Plan 3 は発電所を既設 400kV 開閉所と接続するため、新規の系統への接続は不要となる。この場合も送電容量などに問題が発生しないことを確認した。

5.5.3 400kV 開閉所の母線構成

Plan 1 の新設開閉所の母線構成はイランにおける 400kV 標準母線構成である 1 1/2 遮断器方式とした。

開閉所のフィーダー数は引出口を事故時の系統の信頼性を考慮して 4 回線とし、発電機回線を新設発電機数と同じ 2 回線とした。



出典：調査団により作成

図 5-100 400kV 開閉所母線構成

5.5.4 400kV 機器

新設 400kV 開閉所の機器はコスト低減並びに TPPH との協議により Air Insulated Switchgear (AIS)とし、これも TPPH との協議により全てイラン製とした。なお、AIS は、低コスト、設置面積、環境を考慮して選定し、AIS の機器はイラン規格に適合するものを使用する。

したがって、このあとの費用の積算では XLPE ケーブルを除く労務費等を含めた全てに TPPH が提示したイラン単価を適用した。

機器の製品寿命を 50 年とし、25 年でオーバーホールを実施することとした。なお、既設 400kV 開閉所は建設から 25 年が経過していて、残存製品寿命は 25 年となる。

5.5.5 接続方法

発電所と開閉所間の接続方法並びに開閉所と系統間の接続方法は架空及び地中の二つの方法がある。Plan 1～3 とこの接続方法を組合わせて、下記の 5 案を検討対象とする。

- | | | | | | | |
|-------------|--------|-------|---------|-----|--------|-----|
| 1. Plan 1-1 | 発電所”B” | 新設開閉所 | 発電所－開閉所 | 架空線 | 開閉所－系統 | 架空線 |
| 2. Plan 1-2 | 発電所”B” | 新設開閉所 | 発電所－開閉所 | 地中線 | 開閉所－系統 | 架空線 |
| 3. Plan 2-1 | 発電所”B” | 既設開閉所 | 発電所－開閉所 | 架空線 | | |
| 4. Plan 2-2 | 発電所”B” | 既設開閉所 | 発電所－開閉所 | 地中線 | | |
| 5. Plan 3-1 | 発電所”A” | 既設開閉所 | 発電所－開閉所 | 架空線 | | |



Plan 1-1 & Plan 1-2

出典:Google Earth を利用し、調査団により作成

図 5-101 発電所”B”－新設開閉所接続



Plan 2-1 & Plan 2-2

出典:Google Earth を利用し、調査団により作成

図 5-102 発電所”B”ー既設開閉所接続



Plan 3-1

出典:Google Earth を利用し、調査団により作成

図 5-103 発電所”A”ー既設開閉所接続

以上の 5 案を纏めると下表となる。

表 5-30 比較検討案

Plan No.	1		2		3
	1-1	1-2	2-1	2-2	3-1
Location of New Power Plant	Candidate Site "B"	Candidate Site "B"	Candidate Site "B"	Candidate Site "B"	Candidate Site "A"
Location of Switchyard	New Switchyard	New Switchyard	Existing Switchyard	Existing Switchyard	Existing Switchyard
Switchyard Configuration	1 1/2 CB	1 1/2 CB	1 1/2 CB	1 1/2 CB	1 1/2 CB
Switchgear Type	AIS	AIS	AIS	AIS	AIS
Country of Origin for Switchgear	IRAN	IRAN	IRAN	IRAN	IRAN
No. of Bay	4 strings	4 strings	2 strings	2 strings	2 strings
Connection Method	Overhead Connection	Underground Connection	Overhead Connection	Underground Connection	Overhead Connection
Distance from power plant to Switchyard (m)	50	100	1,950	1,600	200
No. of Transmission Tower	0	-	9	-	2
Distance from Switchyard to Grid (m)	400+200	400+200	-	-	-
No. of Transmission Tower	2	2	-	-	-

出典：調査団により作成

5.5.6 事務所移転

Plan 2-1 において、発電所と既設開閉所を接続する 400kV 架空送電線下にシャヒード・ラジャーイー 発電所の事務所 4 棟がある。事務所は 4 棟とも同規模で、1 棟の建築面積が約 600m² で 2 階建てとなっている。現在のイランの Right of Way (ROW) では線下より 14m 以内は建築物が禁止となっている。また 400kV 送電鉄塔の標準設計では線間は 20m となっている。したがって 400kV 送電線の線下は幅 48m にわたって建築物が禁止されていて、線下の建築物は移転しなければならない。

この建築物の解体費用・移転費用・建設費用について、TPPH の協力でイランでの費用を入手することが出来た。



出典:Google Earth を利用し、調査団により作成

図 5-104 400kV 架空送電線の ROW

5.5.7 費用比較

各 Plan の費用比較に当たり、製品寿命を 50 年としたことにより、ライフサイクルコストの比較とした。前述したように 400kV XLPE ケーブルを除く全ての機器をイラン製とし、労務費、材料費もイラン単価とした。

費用比較に当たって幾つかの仮定を設定した。

仮定-1 新設開閉所の運転費用は通常の 70%とし、30%は既設開閉所からの応援が期待できるとした。(Plan 1-1、Plan 1-2)

仮定-2 既設開閉所は設備規模が 2 倍となったため、運転費用は従来の 20%増とする。(Plan 2-1、Plan 2-2、Plan 3-1)

仮定-3 発電所と開閉所間の距離が長いと送電ロスが発生する。(Plan 2-1、Plan 2-2)

仮定-4 新設開閉所は開閉所内に独立した制御所を建設する。(Plan 1-1、Plan 1-2)

仮定-5 既設開閉所は既設制御所を増築し、新設開閉所用の制御機器を設置する。(Plan 2-1、Plan 2-2、Plan 3-1)

仮定-6 金利と物価上昇率を同じとし、相殺する。

その他、積算に当たっての条件は次の通り。

1. 新設開閉所は当初に建設費用、25 年後にオーバーホール費用が発生する。
2. 既設開閉所は当初にオーバーホール費用、25 年後に撤去費用並びに建設費用が発生する。
3. 発電所の位置によりガス配管とオイル配管のコストが変わる。

これらの条件の下で、Plan ごとのライフサイクルコストを積算する。

表 5-31 比較検討表

Plan No.			1		2		3	
			1-1	1-2	2-1	2-2	3-1	
Location of New Power Plant			Candidate Site "B"	Candidate Site "B"	Candidate Site "B"	Candidate Site "B"	Candidate Site "A"	
Location of Switchyard			New Switchyard	New Switchyard	Existing Switchyard	Existing Switchyard	Existing Switchyard	
Switchyard Configuration			1 1/2 CB	1 1/2 CB	1 1/2 CB	1 1/2 CB	1 1/2 CB	
Switchgear Type			AIS	AIS	AIS	AIS	AIS	
Country of Origin for Switchgear			IRAN	IRAN	IRAN	IRAN	IRAN	
No. of Bay			4 strings	4 strings	2 strings	2 strings	2 strings	
Connection Method			Overhead Connection	Underground Connection	Overhead Connection	Underground Connection	Overhead Connection	
Distance from power plant to Switchyard (m)			50	100	1,950	1,600	200	
No. of Transmission Tower			0	-	9	-	2	
Distance from Switchyard to Grid (m)			400+200	400+200	-	-	-	
No. of Transmission Tower			2	2	-	-	-	
Cost	Initial Cost	Erection Cost (MUSD)	20.00	20.00	-	-	-	
		Connection Cost (MUSD)	0.30	1.06	0.84	8.80	0.09	
		Relocation Cost for Offices (MUSD)	-	-	1.91 1)	-	-	
		Overhaul Cost on Resume (MUSD)	-	-	0.08	0.08	0.08	
	Running Cost	Maintenance Cost for 50yrs (MUSD)	2.07	2.07	1.24	1.24	1.24	
		Overhaul Cost at every 25yrs (MUSD)	0.14	0.14	-	-	-	
		Replacement Cost (MUSD)	-	-	12.41 2)	12.41 2)	12.41 2)	
		Operation	Cost for 50yrs (MUSD)	4.59 3)	4.59 3)	1.31 4)	1.31 4)	1.31 4)
	Concurrence Ratio		0.70 5)	0.70 5)	0.20 6)	0.20 6)	0.20 6)	
	Pipe Cost	Gas Pipe Cost Deviation (MUSD)	0.00	0.00	0.00	0.00	1.75	
Oil Pipe Cost Deviation (MUSD)		0.29	0.29	0.29	0.29	0.00		
Loss	Loss (MW)		0.00	0.00	0.33	0.33	0.00	
	Unit Price (1000USD/MW)		2,631.58	2,631.58	2,631.58	2,631.58	2,631.58	
	Loss Cost (MUSD)		0.00	0.00	0.87	0.87	0.00	
Life Cycle Cost (MUSD)			27.40	28.16	18.96	25.02	16.89	

Remarks: "1)" means relocation cost for 4 offices.

"2)" means dismantling cost for the existing switchgear is included.

"3)" means cost for additional operators because of the independent operating building.

"4)" means cost for additional operators because of the combined operating building.

"5)" means 70% of manpower is required for operating a new substation and 30% of manpower will be expected assistance from the existing substation.

"6)" means extra 20% of manpower is required for operating new switchgears in the existing substation.

出典：調査団により作成

5.5.8 結論

- (1) Plan 3-1 は候補地 “A” に発電所を設置する十分な面積が無いため、発電所のレイアウトに支障をきたす。そのため推薦しない。
- (2) Plan 2-1 と Plan 2-2 は発電所と開閉所が離れ過ぎているため、緊急時の対応に支障をきたす。そのため推薦しない。
- (3) 費用・運転の点から見て、最適と考えられる Plan 1-1 を推薦する。

第 6 章 環境社会配慮

6.1 プロジェクトの概要

6.1.1 計画地点の位置

本プロジェクトは、イラン北部の Qazvin 州内に位置する既存のシャヒード・ラジャーイー発電所敷地内に計画されており、首都の北西約 100km の位置にある。

シャヒード・ラジャーイー発電所の発電容量は、汽力発電プラント 1,000MW (250MW×4 基) とコンバインドサイクル発電プラント 1,042MW (347MW×3 基¹) である。



出典：Google Earth を利用し調査団により作成

図 6-1 本プロジェクトサイトの位置

<プロジェクトの概要>

イラン政府は COP21（気候変動枠組条約第 21 回締約国会議）に向けて発表した政策目標である自国が決定する貢献案（INDC：Intended Nationally Determined Contributions）で、

¹ 347MW 1 基は、ガスタービン 123.4MW×2 基、蒸気タービン 100.6MW×1 基）から構成される。

2030 年までに、何ら対策を取らなかった場合に比して国全体で温室効果ガスの削減 4%（最大 12%）を標榜している。

エネルギー分野は、温室効果ガスの全体の約 9 割、火力発電等の発電分野は約 2 割を排出している。

INDC の目標設定に当たっては、BAU シナリオとして経済成長に伴い電力需要が増加することを織り込んでおり、その上で、目標を達成するために発電分野について以下の措置を講じることを挙げており、その手段の一つとして、コンバインドサイクルを挙げている²。

- 2030 年までに 6,000MW の風力発電所と 18,700MW の水力発電所を設置。
- 熱効率約 45%の高効率コンバインドサイクル発電プラントのシェアを 2015 年の 27.3% から 2025 年には 54.2%に引き上げる。（オープンサイクルガスタービンの改良又はコンバインドサイクル発電プラントの新設）
- 2,000MW の原子力発電所を設置

イラン国の温室効果ガスの排出削減量は、2030 年には約 2 億 1000 万 t-CO₂/年になり、このうち火力発電等の発電分野は約 6000 万 t-CO₂/年と約 3 割以上を占めており、火力発電での削減対策の実施は目標達成のために重要である。

このため、イラン国エネルギー省等からは、今後の新規電源開発は従来型の汽力発電設備に代わり、低環境負荷のガスコンバインドサイクル発電設備の導入促進を図るとの意向が示されている。

これを踏まえ、本プロジェクトは、既存のシャヒード・ラジャーイー発電所敷地内に、最大出力 640MW x 2 基のコンバインドサイクル発電設備を新設するものである。

この発電設備は、発電効率（発電端、LHV ベース）は約 60%であり、日本の経済産業省・環境省が発表している、BAT（Best Available Technology）（平成 29 年 2 月）に記載されている、500MW 級の基準を満たす技術を採用する。発電量当たりの燃料消費量が可能な限り低減され、窒素酸化物(NO_x)や二酸化炭素(CO₂)の排出量が抑制された技術となっている。

発電に関連するガス減圧施設、開閉所等も同敷地内に新設する計画である。

コンバインドサイクル発電は、ガスタービン及び蒸気タービン両方で発電がおこなわれるため、従来の蒸気タービンだけを使用した発電方式に比べ、全体的に水利用が少なくなっている。

発電用水は、既設の発電所で使用している発電所内（2 か所）及び発電所外（5 ヶ所）既設の井戸から地下水を取水して使用する計画である。

計画中の発電設備では、復水器の冷却システムに水を利用しない乾式の強制通風式直接冷却方式を用いることで取水量は削減され、大規模な地下水の取水とはならない。

現在計画している取水量は、最大約 300m³/日程度であり、既設発電所の許可取水量 19,000 m³/日の 1.6%と少なく、既設井戸のポンプ設備で十分対応でき、新たな取水の許認可を取得する必要はない。

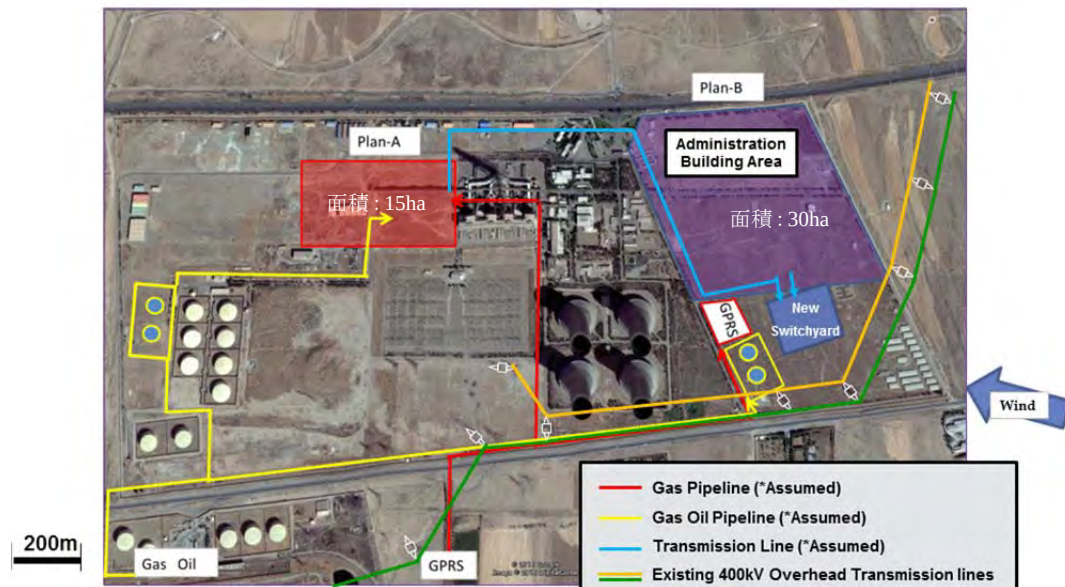
また、発電設備からの排水量は、最大約 360m³/日程度であり、既設と同様に排水処理後、

² 「Islamic Republic of Iran Intended Nationally Determined Contribution」（2015）及び「Iran's Third National Communication to UNFCCC, Chapter 3: National GHGs Mitigation Policies Energy」（2015）

発電所構内の貯水槽に全量貯水し、通常は緑化等の散水に全量再利用する計画である。

なお、発電所付近には河川はなく、定期点検等で一時的に排水量が多くなり、かつ冬季等で再利用が少ない時期に貯水槽の容量を超える場合は、既設と同様に周辺の農業用の既用水路に排水する場合もある。

下図に、既設のシャヒード・ラジャーイー発電所及び新設発電設備のレイアウト図面を示す。新設発電設備については、既設発電所の東側の空き地を使用する Plan-B の場所に設置する予定である。



出典：Google Earth を利用し調査団により作成

図 6-2 シャヒード・ラジャーイー発電所及び新設発電設備のレイアウト図面



NO.	EQUIPMENT LIST
1	TURBINE BUILDING
2	INLET AIR FILTER
3	TRANSFORMER
4	NOT USED
5	NOT USED
6	ELECTRICAL & CONTROL PACKAGE
7	CENTRAL CONTROL BUILDING
8	HEAT RECOVERY STEAM GENERATOR
9	AUX.BOLER
10	AIR COOLED CONDENSER
11	NOT USED
12	ADMINISTRATION BUILDING
13	FEED WATER PUMP
14	CLOSED CYCLE COOLING WATER COOLER
15	WATER TREATMENT PLANT
16	WASTE WATER TREATMENT PLANT
17	F/F PUMP
18	RAW WATER / FIRE WATER TANK
19	DEMI WATER TANK
20	BOTTLE STORAGE
21	GAS METERING STATION
22	WORKSHOP/WAREHOUSE
23	PARKING
24	FUEL OIL STORAGE TANK
25	FUEL OIL TRANSFER PUMP
26	NOT USED
27	FUEL GAS COMPRESSOR
28	AIS

出典：Google Earth を利用し調査団により作成

図 6-3 新設発電所の設備配置図

6.1.2 関連施設の概要

本プロジェクトで発電した電気は、既設の 400kV 送電線を利用して送電することにしており、新たな送電線の設置はない。

また、使用するガス燃料は、発電所敷地外に位置している既設発電所用のガス減圧施設から、既設のパイプライン用地内に併設するパイプライン（200m 程度）を使用して供給されることになっている。軽油については、既設発電所用の軽油タンクより、発電所構内において新設のパイプラインを敷設し、供給されることになっている。

6.2 環境の概況

以下、第一次～第四次現地調査の結果から環境の概況を記載する。文献調査及び現地調査による環境の状況についての詳細な調査結果については、6.6 章に記載する。

6.2.1 自然環境の概要

本プロジェクトサイトは、動植物としては草本類や齧歯類等が確認されたが、一般的に周囲に広く生息する種であり、貴重な動植物はみられない。

大気質及び騒音レベルについては既設発電所以外に大規模な発生源はなく、比較的清浄で静穏の地域と想定される。

発電所付近には河川はなく、再利用できない排水は、周辺の農業利用の一部として濫用水路に排水されている。

また、最寄りの保護区は、発電所から約 68km 南西に位置する Bashgol 保護区（面積；25,334ha）である。

6.2.2 社会環境の概要

本プロジェクトサイトは、土地造成済みの既設発電所内であり、住居はない。最寄りの住居地域は、北へ約 1.5km 離れた小さな Asghabad 村であり、発電所近傍にはない。

サイトから約 20km 程離れた場所に、Qazvin 市（人口 40~50 万人規模）が位置している。

また、周辺の土地利用としては、南側は主に農地となっており、コーン、メロン、スイカ、野菜等が栽培されている。既設発電所からの排水は、冬季等で散水等に再利用できない場合は、隣接する農業用水路に排水を貯め、春からの周辺の農地で利用されている。

発電所で地下水を使用する代わりに、周辺の農家にできる限り農業用水として還元するという意味で、既設のシャヒード・ラジャーイー発電所と地域の間で、地域貢献に関する合意書を締結している。

周辺に恒常的な河川がないため漁業は行われていない。

6.2.3 既設発電所におけるモニタリング等の状況

ここでは、既設発電所を含む施設内と周辺の累積的影響を確認する基礎情報として、排ガス、排水、大気質、騒音の状況及び廃棄物の処理方法を記載しました。

(1) 排ガス性状

既設発電所では、汽力発電所及びコンバインドサイクル発電所とも、脱硫装置、脱硝装置及び電気集塵機は設置されておらず、低 NOx バーナーが設置されていない。

排ガスについては、連続モニタリング装置で排ガスの汚染物質濃度を測定し、既設のコンバインドサイクル発電所では DOE 登録・認証されているコンサルタントにより 3 か月毎に測定されている。

また、燃料としては、通常はガスを燃料として使用しているが、冬季の期間中は天然ガスが足りなくなるため、汽力発電プラントでは重油を、コンバインドサイクル発電プラントでは軽油を、場合によっては天然ガスと混合して燃料として使用している。このため使用する燃料により汚染物質濃度は異なる。

既設発電所の排ガス中の汚染物質濃度のモニタリング結果は、表 6-1 及び表 6-2 に示すとおりである。

汽力発電プラントでは、NOx の基準値を満たしていない場合が多く、重油を燃焼する場合、SOx の基準値を満たしていない場合もある。

コンバインドサイクル発電プラントでも、NOx の基準値を満たさず、軽油を燃焼する場合、SOx の基準値を満たしていない場合もある。

表 6-1 既設の汽力発電プラントにおける排ガスのモニタリング結果

Date	Parameter	Unit	Steam power plant				Emission gas standard of Iran (Grade-2) (mg/Nm ³)		
			No1	No2	No3	No4			
2016.03.12	Fuel	-	Mix (Gas/Heavy oil)	Mix (Gas/Heavy oil)	Mix (Gas/Heavy oil)	Mix (Gas/Heavy oil)	Gas	Heavy oil	Diesel oil
	SOx	mg/Nm ³	1057	-	1040	1549	200	800	150
	NOx	mg/Nm ³	613	-	613	676	300	400	250
2016.06.09	Fuel	-	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Heavy oil	Diesel oil
	SOx	mg/Nm ³	0	0	0	0	200	800	150
	NOx	mg/Nm ³	475	503	438	623	300	400	250
2016.08.28	Fuel	-	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Heavy oil	Diesel oil
	SOx	mg/Nm ³	0	0	0	0	200	800	150
	NOx	mg/Nm ³	493	707	805	585	300	400	250
2016.11.24	Fuel	-	-	Heavy oil	Heavy oil	Heavy oil	Gas	Heavy oil	Diesel oil
	SOx	mg/Nm ³	-	741	644	468	200	800	150
	NOx	mg/Nm ³	-	170	161	185	300	400	250
2017.02.21	Fuel	-	Mix (Gas/Heavy oil)	Mix (Gas/Heavy oil)	-	Mix (Gas/Heavy oil)	Gas	Heavy oil	Diesel oil
	SOx	mg/Nm ³	359	144	-	194	200	800	150
	NOx	mg/Nm ³	201	171	-	202	300	400	250
2017.05.30	Fuel	-	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Heavy oil	Diesel oil
	SOx	mg/Nm ³	0	0	0	0	200	800	150
	NOx	mg/Nm ³	249	128	170	585	300	400	250
2017.08.22	Fuel	-	Heavy oil	Heavy oil	Heavy oil	Heavy oil	Gas	Heavy oil	Diesel oil
	SOx	mg/Nm ³	316	281	300	558	200	800	150

Date	Parameter	Unit	Steam power plant				Emission gas standard of Iran (Grade-2) (mg/Nm ³)		
			No1	No2	No3	No4			
	NOx	mg/Nm ³	80	160	189	175	300	400	250
2017.11.20	Fuel	-	-	-	Gas	Gaas	Gas	Heavy oil	Diesel oil
	SOx	mg/Nm ³	-	-	0	0	200	800	150
	NOx	mg/Nm ³	-	-	297	299	300	400	250
2018.03.05	Fuel	-	Gas	Mix (Gas/Heavy oil)	Gas	-	Gas	Heavy oil	Diesel oil
	SOx	mg/Nm ³	0	59	0	-	200	800	150
	NOx	mg/Nm ³	280	296	249	-	300	400	250

出典：調査団により作成

表 6-2 既設のコンバインドサイクル発電プラントにおける排ガスのモニタリング結果

Date	Parameter	Unit	Combined Cycle PP 1		Combined Cycle PP 2		Combined Cycle PP 3		Emission gas standard of Iran (Grade-2) (mg/Nm ³)		
			GT No1	GT No2	GT No3	GT No4	GT No5	GT No6			
2016.03.12	Fuel	-	Mix (Gas /Diesel oil)	Mix (Gas /Diesel oil)	Mix (Gas /Diesel oil)	Mix (Gas /Diesel oil)	Mix (Gas /Diesel oil)	Mix (Gas /Diesel oil)	Gas	Heavy oil	Diesel oil
	SOx	mg/Nm ³	174	-	146	169	-	-	200	800	150
	NOx	mg/Nm ³	295	-	271	326	-	-	300	400	250
2016.06.09	Fuel	-	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Heavy oil	Diesel oil
	SOx	mg/Nm ³	0	0	0	0	3	0	200	800	150
	NOx	mg/Nm ³	244	224	242	275	348	424	300	400	250
2016.08.28	Fuel	-	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Heavy oil	Diesel oil
	SOx	mg/Nm ³	0	0	0	0	0	0	200	800	150
	NOx	mg/Nm ³	253	193	238	232	299	444	300	400	250
2016.11.24	Fuel	-	-	-	Diesel oil	Diesel oil	Diesel oil	Diesel oil	Gas	Heavy oil	Diesel oil
	SOx	mg/Nm ³	-	-	7	35	18	23	200	800	150
	NOx	mg/Nm ³	-	-	176	126	171	125	300	400	250
2017.02.21	Fuel	-	Diesel oil	Diesel oil	-	-	Diesel oil	Diesel oil	Gas	Heavy oil	Diesel oil
	SOx	mg/Nm ³	3	31	-	-	12	11	200	800	150
	NOx	mg/Nm ³	147	150	-	-	115	140	300	400	250
2017.05.30	Fuel	-	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Heavy oil	Diesel oil
	SOx	mg/Nm ³	0	0	0	0	3	0	200	800	150
	NOx	mg/Nm ³	123	134	188	124	163	123	300	400	250

Date	Parameter	Unit	Combined Cycle PP 1		Combined Cycle PP 2		Combined Cycle PP 3		Emission gas standard of Iran (Grade-2) (mg/Nm ³)		
			GT No1	GT No2	GT No3	GT No4	GT No5	GT No6			
2017.08.22	Fuel	-	Gas	Diesel oil	Gas	Diesel oil	Diesel oil	Gas	Gas	Heavy oil	Diesel oil
	SOx	mg/Nm ³	0	31	0	27	16	0	200	800	150
	NOx	mg/Nm ³	140	130	121	103	207	80	300	400	250
2017.11.20	Fuel	-	Gas	Gas	-	Gas	-	Gas	Gas	Heavy oil	Diesel oil
	SOx	mg/Nm ³	0	0	-	0	-	0	200	800	150
	NOx	mg/Nm ³	168	137	-	159	-	174	300	400	250
2018.03.05	Fuel	-	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	-	Gas	Heavy oil	Diesel oil
	SOx	mg/Nm ³	0	0	0	0	3	-	200	800	150
	NOx	mg/Nm ³	123	134	188	124	163	-	300	400	250

出典：調査団により作成

(2) 排水

排水処理後の排水の汚染物質濃度については、適宜 DOE に報告されている。

既設発電所の排水の汚染物質濃度のモニタリング結果は、表 6-3 に示すとおりである。

表 6-3 既設発電所の排水モニタリング結果

Item Day/month/year	Monitoring results (mg/l)				Waste water standards of Iran (Discharged to surface water for using agriculture and irrigation) (mg/l)
	30/5/2017	22/8/2017	20/12/2017	5/3/2018	
Chlorine	0.1	0.2	0.2	0.1	0.2
Oil and grease	0	0	0	2.6	10
BOD	0	0	0	0	100
COD	7	4	3.6	4.6	200
DO	3.8	5.2	4.1	4.1	2
Toatal Suspended Solids	4	38	10	2	100
pH	8.2	8.1	7.8	7.4	6-8.5
Turbidity	4.61	15.7	4.65		50
Total coliform / 100mL	23	120	120	120	1000(MPN)

出典：調査団により作成

また、調査団でも、排水処理後の排水性状として、再利用されている散水と排水場所である敷地内の放水路の水質を測定した。

調査結果は、表 6-4 に示すとおりであり、イラン国の排水基準を十分下回っている。

表 6-4 排水の水質測定結果

Item	Sprinkle water (mg/l)	Water discharged channel (mg/l)	Waste water standards of Iran (Discharged to surface water for using agriculture and irrigation) (mg/l)
Cadmium	ND	ND	0.05
Chloride	36	86	600
Mercury	ND	ND	Negligible
Lead	ND	ND	1
Sulfite	0.01	1.341	1
Oil and grease	ND	ND	10
BOD	ND	ND	100
COD	ND	3	200
Total Suspended Solids	ND	ND	100
pH	7.5	7.6	6-8.5

注：ND が定量限界値未満を示す。

出典：調査団により作成

(3) 大気質

図 6-4 に示す発電所敷地境界付近の 8 地点について、大気質として PM_{10} 及び $\text{PM}_{2.5}$ が、DOE に登録・認証されているコンサルタントにより 3 か月毎に測定されている。

既設発電所の大気質のモニタリング結果は、表 6-5 に示すとおりである。

PM_{10} 及び $\text{PM}_{2.5}$ ともイランの環境基準を十分下回っている状況である。

なお、 NO_2 及び SO_2 の測定は実施されていない。



出典：Google Earth を利用し調査団により作成

図 6-4 大気質及び騒音の測定位置

表 6-5 大気質のモニタリング結果 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)

Day/month/year	Point No	PM _{2.5}	PM ₁₀	Day/month/year	Point No.	PM _{2.5}	PM ₁₀
22/2/2017	1	3.9	41.2	20/11/2017	1	8.9	54.8
	2	4.1	48.4		2	8.8	45.9
	3	5.8	38.3		3	10.1	115.1
	4	7.4	51.8		4	8.9	44.0
	5	5.6	55.2		5	7.3	41.0
	6	6.5	65.2		6	7.4	39.7
	7	4.1	37.1		7	7.9	38.5
	8	5.5	63.3		8	8.0	57.0
30/5/2017	1	4.3	38.8	05/03/2018	1	7.0	35.9
	2	5.2	42.2		2	6.5	29.3
	3	4.6	35.6		3	6.9	28.4
	4	5.7	47.4		4	7.7	38.8
	5	5.8	52.1		5	6.8	42.3
	6	4.8	59.3		6	6.3	39.6
	7	5.9	41.7		7	6.2	56.6
	8	4.6	48.6		8	6.3	44.4
22/8/2017	1	2.7	46.6	Iran standard		35 (24hr)	150(24hr)
	2	2.5	37.5				
	3	2.6	41.2				
	4	2.8	45.4				
	5	1.9	21.7				
	6	3.8	45.3				
	7	3.7	52.6				
	8	2.1	25.4				
Iran standard		35 (24hr)	150(24hr)				

出典：調査団により作成

(4) 騒音

大気質と同様に、図 6-4 に示す発電所敷地境界付近の 8 地点について、騒音レベルが、DOE に登録・認証されているコンサルタントにより 3 か月毎に測定されている。

既設発電所の騒音モニタリング結果は、表 6-6 に示すとおりである。

騒音レベルは、イラン国の環境基準を満足している。

表 6-6 騒音のモニタリング結果 (dBA)

Day/month/year	Point No.	Noise level Leq	Iran standard (Industrial Area)	Day/month/year	Point No.	Noise level Leq	Iran standard (Industrial Area)		
22/2/2017	1	63	Day:75 Night:65	20/11/2017	1	62	Day:75 Night:65		
	2	65			2	57			
	3	62			3	71			
	4	61			4	62			
	5	62			5	44			
	6	58			6	43			
	7	59			7	62			
	8	61			8	64			
30/5/2017	1	62		05/03/2018	1	66			
	2	65			2	61			
	3	65			3	64			
	4	62			4	64			
	5	64			5	64			
	6	59			6	52			
	7	61			7	62			
	8	64			8	56			
22/8/2017	1	61							
	2	60							
	3	66							
	4	66							
	5	63							
	6	62							
	7	63							
	8	66							

出典：調査団により作成

(5) 廃棄物

既設発電所の廃棄物処理方法の概要は、表 6-7 に示すとおりである。

有害廃棄物のうち、原水の水処理装置からの汚泥及び廃油はリサイクル用に売却するが、排水処理の汚泥、ボイラーの焼却灰や油を含む汚泥等の有害廃棄物については、敷地内の環境庁（DOE）から許可を受けた遮水構造のピット処分場で、埋め立て処分している。

なお、過去に 90km 離れた Booin Zahra 市の処分場で処分されていたが、現在は全て上記の敷地内のピットで処分している。

また、一般廃棄物の鉄くずや紙くずは専門のリサイクル業者に売却しており、発電所職

員の食物残渣はコンポスト化して肥料として使用している。

表 6-7 既設発電所の廃棄物処理方法の概要

Classification of waste (Hazardous or Non hazardous)	Description of waste	Content	Disposal method (Recycle by 3rd party, land fill to authorized place etc)
Non hazardous	Ferrous scrap	metal	Recycle by Selling
Non hazardous	Nonferrous scrap	Copper, aluminum	Recycle by Selling
Hazardous	Waste electrodes (stubs)	Stub	Land fill in the power plant site
Hazardous	Ash from boiler	Ash	Land fill in the power plant site
Hazardous	Waste oil	Oil	Recycle by Selling
Hazardous	Oily sludge	Sludge contaminated by oil products	Land fill in the power plant site
Hazardous	Sludge from wastewater treatment unit	Sludge	Land fill in the power plant site
Hazardous	Sludge from pretreated raw water	Sludge	Recycle by Selling
Non hazardous	Waste paper, can, bin	Paper, can, bin	Recycle by Selling
Non hazardous	Solid domestic waste	Solid domestic waste	Recycle
Non hazardous	Food waste	Remains of food	Compost

出典：調査団により作成

6.3 環境影響評価関連法制度

6.3.1 環境法制度

イランにおける環境の保護については環境庁（Department of Environment）が管轄している。

環境庁は、1971 年に、環境の保護・改善、環境汚染や悪化の予防・管理、野生生物や領海内での水中生物保護を目的に設立された。環境庁は州事務所を有しており、州レベルでの環境モニタリングを実施している。

環境保護の基本法は、「Environmental Protection and Enhancement Act (1982)」であり、1974 年に発布、1982 年に改正されている。環境庁が同法及び環境保護に関する法令の適用・施行の責任官庁である。

イラン国における、環境保護関連の法令は以下の通りである。

- Environmental Protection and Enhancement Act (1982)
- Environmental Impact Assessment Decree 138 (1994)
- Air Pollution Control Act (1996)
- Air Pollution Prevention Executive Regulation (2016)
- Standards of Air Pollution arising from Industries and Workshops (1999)
- Water Distribution Act (1982)
- Water Pollution Control Rule (1984)
- Solid Waste Management Act (2004)
- Municipality Act (1955)
- Noise Protection Act (2008)

6.3.2 国際条約

イランが調印、批准した国際条約は以下のとおりである。

- UN Conference on the Man & Environment (Stockholm Declaration– 1972)
- UN Conference on Environment & Development (Rio Declaration– 1992)
- AGENDA 21-Character for Future (Rio– 1992)
- Principal on the Conservation of the Forests (Rio– 1992)
- United Nations Environment Program (UNEP– 1972)
- International Union Conservation Nature & Natural Resources (1948)
- Convention on Wetlands (Ramsar– 1971)
- Convention Concerning to the Protection of the World Cultural and Natural Heritage (UNESCO– 1972)
- Convention for the Protection of the Ozone Layer (Vienna – 1987)
- Protocol on Substances that Deplete the Ozone Layer (Montreal – 1987)
- Convention on the Control of Trans-boundary Movement of Hazardous Wastes & Their

Disposal (Basel – 1989)

- UN Framework Convention on Climate Change (New York – 1992)
- Kyoto Protocol to the UN Framework Convention on Climate Change (Kyoto–1998)
- UN Convention to Combat Desertification (Paris – 1994)
- Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Waste and other Matter (London – 1972)
- Convention on Oil Pollution Preparedness, Response and Co-operation (London – 1990)
- Convention Relating to Intervention on the High Seas in Cases of Oil Pollution Casualties (Brussels – 1969)
- Protocol Relating to Intervention on the High Seas in Cases of Pollution by Substances Other Than Oil (London – 1973)
- Berne Treaty on the Protection of Endangered Species in Their Habitats
- CITES Convention (Control of International Trade in Endangered Species)

6.3.3 環境影響評価法制度及び手順

イラン国では、Environmental Impact Assessment Decree 138 (1994)に基づき環境影響評価 (EIA) が実施される。100MW 以上の火力発電を新設する場合、EIA が必要となる。

下図に、イラン国における EIA 手続きの流れを示す。

上記の Decree では審査日数が規定されていない。TPPH のこれまでの経験によると、EIA レポートを環境庁に提出してから、EIA 許認可が発行されるまで、技術委員会や最終的な評価委員会での評価に時間がかかることから、最低でも 3 ヶ月は要するとのことである。

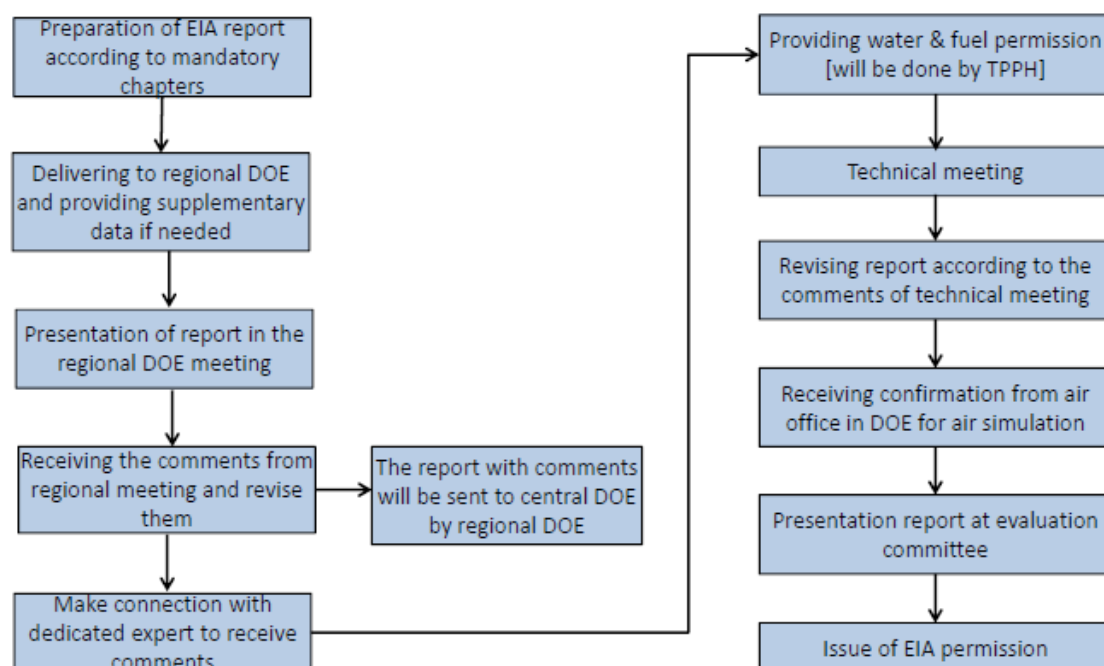
EIA の提出に当たっては、本プロジェクトの調査団の F/S 報告書も同時に提出される。

また、リスクアセスメントが重要な評価項目となっており、内容的に調査団の F/S 報告書では対象となっていない、ガス供給設備や燃焼設備について、他の国の EIA ではあまり見られないような詳細な安全解析手法が要求される。このため、別途コンサルタントを雇用して、F/S 報告書をもとにリスクアセスメントが実施する期間が必要であり、TPPH では調査団の F/S 報告書等を受領後、概ね 1 年間で DOE からの承認が得られる。

また、建設中や運転中の各種のモニタリング報告書（労働安全含む）が毎月 DOE に提出され、3 ヶ月ごとに DOE 及び TPPH で構成されるモニタリング委員会が開催され検討が行われる。

本プロジェクトを管轄する地方政府は Qazvin 州政府である。

イラン国の EIA 手続きにおいて、一般への EIA 報告書に関する住民説明及び公開は規定されていないが、EIA 報告書については、州及び県の環境局（DOE）の事務所で、ペルシア語版が公開される場合もある。



出典：調査団により作成

図 6-5 イラン国における EIA 手続きの流れ

EIA 報告書の法規制に基づく標準的な章構成は以下のとおりである。

1. Non –technical abstract	1.1 Overview of the project 1.2 location of project (Alternatives) 1.3 General spec. of alternatives 1.4 Technical aspects of different alternatives 1.5 Environmental impacts 1.6 Social impacts, 1.7 Mitigation assessment of Environmental of project 1.8 Risk analysis of project on Environment
2. Project description	2.1 Title of project 2.2 Objectives and, requirement of project 2.3 Iran global future planning and project 2.4 Laws and regulations related to the Environmental issues. 2.5 Purposed location for the project 2.6 Alternatives for project from technical and location viewpoints 2.7 Different phases of project 2.8 Detailed description of project activities in construction and operation phase 2.9 Auxiliary facilities 2.10 Specialty of each and every alternative

3.Environmental issues during construction period	3.1 Site mobilization 3.2 Site preparation 3.3 Earth work, excavation, and soil consolidation 3.4 Accommodation of staff 3.5 Development of green area
4. Pollutant, important waste, and related hazardous to the project	4.1 Soil pollution in construction and operation phase 4.2 Water pollution in construction and operation phase 4.3 Noise pollution in construction and operation phase 4.4 Air pollution in construction and operation phase
5.Project HSE	5.1 During construction ・ Explosion, fire 5.2 During operation
6.Existing condition of environment of region	6.1 Area to be studied 6.2 The natural environment(Geology, Erosion ,soil contamination , topography,seismicity ,fault zones of region , water resource, surface water ,quality of surface water , undergrounded water , water pollution, climate , air/ noise pollution) 6.3 Natural Environment 6.4 Social Environment
7.Assessment of Environmental impact (positive /negative) of the project	
8.Analysis of project impact on environment and results methodology	
9. Management and Environmental pollution monitoring	9.1 Mitigation measure for reduction and control of negative impact of project on Environment (chemical, physical, air quality noise, vibration, soil, topography ,ground water , surface water, waste) 9.2 Natural Environment (fauna, flora,landscaping) 9.3 Safety, health of working groups、 monitoring planning , training, waste management system, ways to use waste,
10. Environmental risks Assessment and management	10.1 Prediction of most probable Environmental issues related to the project 10.2 Formulating the problem(identification of hazards around site , evaluation of effectiveness of it and consequences) 10.3 Human Environment and related risk 10.4 Explosion 10.5 Assess and forecast Environmental hazards 10.6 Analysis of crisis management due to Environmental issues 10.7 Environmental risks management 10.8 Conclusion

出典：調査団により作成

6.3.4 JICA 環境ガイドラインとのギャップ

本プロジェクトの環境社会配慮調査を行うに当たり「JICA 環境社会配慮ガイドライン」

(2010年4月付)(以下「JICA ガイドライン」という。)及びイラン国の環境関連法令を遵守する必要がある。下表に、JICA ガイドラインとイラン国の EIA 制度の比較を行った。

比較検討の結果、イラン国では一般への EIA レポートに関する情報公開、住民説明等は規定されていないため、本調査の中でスコーピング時点及び EIA のドラフト段階で、情報公開の上、ステークホルダー協議を実施する計画である。

表 6-8 JICA ガイドライン及びイラン国の規定における主な環境社会的配慮事項の比較

対 象 事 項	JICA ガイドライン	イラン国 EIA 制度	ギャップの有無及び対処
基 本 的 事 項	プロジェクトを実施するに当たっては、その計画段階で、プロジェクトがもたらす環境や社会への影響について、できる限り早期から、調査・検討を行い、これを回避・最小化するような代替案や緩和策を検討し、その結果をプロジェクト計画に反映しなければならない。	- 主要な開発プロジェクトは、フィージビリティスタディ (F/S) の段階で、EIA 調査を実施することが求められている。 - プロジェクトによる負の影響に対する回避策、低減策、管理策を策定することが規定されている。	大きなギャップはない。
情 報 開 示	環境アセスメント報告書をすべての利害関係者と住民等に公開。さらに JICA のホームページ上でも公開。	規定はない。	ギャップがあるため、本準備調査ではスコーピング結果と EIA の要約版を、住民説明会前に想定される利害関係者に公開する。また、説明会の中でも出席者に対し公開する。
住 民 参 加	- プロジェクト提案者にプロジェクトを公表し、地元の住民及び利害関係者（特に直接影響を受ける住民）と協議することを奨励。 - カテゴリーA のプロジェクトの場合、プロジェクト提案者は、開発の必要性や環境・社会に予想される悪影響、代替案の分析結果を早い段階で住民及び地元の利害関係者に説明すること。	- 規定はない。 (時によって EIA 作成時に実施される場合があるが、法的に拘束力があるものではない)	ギャップがあるため、本準備調査ではスコーピング段階及び EIA ドラフト段階でステークホルダー協議を開催し、開発の必要性や環境・社会に予想される悪影響、代替案の分析等を説明する。

対 象 事 項	JICA ガイドライン	イラン国 EIA 制度	ギャップの有無及び対処
	・住民説明会は、カテゴリーA プロジェクトの場合、スコーピング時及び EIA 作成時の合計 2 回実施することが基本である。カテゴリーB プロジェクトの場合は必要に応じて住民説明会を開催すると規定している。 ・ステークホルダー協議は上記の 2 回分を記載。	・上記のように EIA 報告書に記載の規定はない	・ギャップがあるため、EIA ではスコーピング段階での協議のみ記載するが、DFR ではスコーピング段階及び EIA ドラフト段階のステークホルダー協議の結果を記載する。
緩 和 策 の 審 査	・複数の選択肢を検討し、悪影響を回避または最小限に抑えること。 ・対策を審査する際は環境影響の回避を最優先すること。それが不可能であれば、影響を低減または最小限に抑える方法を検討すること。 ・上記対策のいずれをもっても影響を回避できない場合は補償を検討すること。 ・モニタリングや環境管理計画等、適切なフォローアップ計画・制度を設定すること（関連の活動の費用と資金調達法を含む）。また、重大な悪影響が予想されるプロジェクトについては綿密な環境管理計画を設定すること。	・代替案を比較・審査すること。 ・プロジェクトによる負の影響に対する回避策、低減策、管理策を策定すること。 ・EIA 報告書に環境管理計画、環境モニタリング計画、事故防止対策、リスクアセスメント等を明示すること。 ・環境管理計画、環境モニタリング計画が適切に実施されていることを確認すること。	・回避策、低減策、補償の優先順位について、JICA 環境社会配慮ガイドラインでは明記されているが、イラン国 EIA 制度では明記されていない。本プロジェクトの EIA では、JICA 環境社会配慮ガイドラインに従い、緩和策の優先順位に留意して検討する。
ス コ ー ピ ン グ	・スコーピングを実施及び調査方法を選定する。	・規定はない。	・ギャップがあるため、スコーピング段階でステークホルダー協議を開催し、調査項目及び調査方法を説明する。また、EIA

対 象 事 項	JICA ガイドライン	イラン国 EIA 制度	ギャップの有無及び対処
			ではスコーピング結果及びスコーピング TOR を記載しないが、DFR ではスコーピング結果及びスコーピング TOR を記載する。
環 境 社 会 配 慮 の 評 価 対 象 項 目	・環境社会配慮に関して調査・検討すべき影響の範囲には、大気、水、土壌、廃棄物、事故、水利用、気候変動、生態系及び生物相等を通じた、人間の健康と安全への影響及び自然環境への影響（越境の又は地球規模の環境影響を含む）並びに以下に列挙するような事項への社会配慮を含み、スコーピングにより必要なものに絞り込む。 ・非自発的住民移転等人口移動、雇用や生計手段等の地域経済、土地利用や地域資源利用、社会関係資本や地域の意思決定機関等社会組織、既存の社会インフラや社会サービス、貧困層や先住民族など社会的に脆弱なグループ、被害と便益の分配や開発プロセスにおける公平性、ジェンダー、子どもの権利、文化遺産、地域における利害の対立、HIV/AIDS 等の感染症、労働環境（労働安全含む）。	・評価対象は、以下の項目であり、スコーピングは実施されず、すべてについて記載。 ➤ 物理的環境（地形、土壌、地震、水質、大気、騒音） ➤ 自然・生物的環境（植物・動物、水生・陸上生態系） ➤ 社会的衛生環境 ➤ 社会的・経済的・文化的環境（人口動態、雇用、設備、教育、文化遺産、文化的・宗教的習慣） ➤ 土地利用及び他の開発プロジェクトへの影響 ➤ 労働安全や事故防止のリスクアセスメント（リスクの判定、事故防止対策等）は、上記項目の評価とは別章で記載	・大項目としてはギャップはないものの、廃棄物、悪臭、地球環境や社会環境の貧困層、先住民族、ジェンダー、子どもの権利、感染症等）については、JICA 環境社会配慮ガイドラインでは明記されているが、イラン国では EIA 制度で明記されていない。 ・対処策としては、スコーピン時に JICA 環境社会配慮ガイドラインで評価が要求される項目についてできる限り EIA の中に織り込んだ評価を行う。 ・EIA の巻末に JICA の FR の管理計画・モニタリング計画の表、チェックリスト・モニタリングフォームを添付資料として掲載。
モ ニ タ リ ン グ・苦 情	・環境管理計画、モニタリング計画など適切なフォローアップの計画や体制、そのための費用及びその調達方法が計画されて	・環境社会影響が想定される項目についてモニタリング計画を作成し、実施する	・モニタリングを EIA の適宜実施されるため、ギャップはない。 ・JICA 環境社会配慮ガイ

対 象 事 項	JICA ガイドライン	イラン国 EIA 制度	ギャップの有無及び対処
処理	いなければならない。特に影響が大きいと考えられるプロジェクトについては、詳細な環境管理のための計画が作成されていなければならない。 ・効果を把握しつつ緩和策を実施すべきプロジェクトなど、十分なモニタリングが適切な環境社会配慮に不可欠であると考えられる場合は、プロジェクト計画にモニタリング計画が含まれていること、及びその計画の実行可能性を確保しなければならない。 ・影響を受ける人々やコミュニティからの苦情に対する処理メカニズムが整備されていなければならない。	こと。	ドラインにおいて明記されている苦情処理メカニズムの整備に関する事項は、イラン国 EIA 制度では特段明記されていない。 ・既存のシャヒード・ラジャーイー発電所での苦情処理受付方法等を本調査の中で確認するとともに、苦情処理メカニズムが整備されていない場合、JICA 環境社会配慮ガイドラインの要求事項を説明し、苦情処理メカニズムを整備することについて理解を得る。
生 態 系 及び 生物相	・プロジェクトは、重要な自然生息地または重要な森林の著しい転換または著しい劣化を伴うものであってはならない。	・自然・生物的環境（植物・動物、水生・陸上生態系）に評価が実施される。	・大きなギャップはない。
先 住 民 族	プロジェクトが先住民族に及ぼす影響は、あらゆる方法を検討して回避に努めねばならない。このような検討を経ても回避が可能でない場合には、影響を最小化し、損失を補填するために、実効性ある先住民族のための対策が講じられなければならない。	規定はない。	・調査の中で、先住民族の利用状況を確認して、必要に応じて対応を検討する。

出典：調査団により作成

発電所周辺の各住居地域のリーダー（現地国の制度で「ショーラ」と呼ばれる役職者）に対して、住民説明会実施前に情報公開、概要の説明を行うとともに、住民説明会にも招待する計画である。下図に、情報公開を行う対象の、発電所周辺の住居地域を示す。



出典：Google Earth を利用し調査団により作成

図 6-6 住民説明会実施前に情報公開を行う対象の発電所周辺の住居地域位置図

6.3.5 プロジェクトに関連する基準

イラン国における、火力発電事業に適用される環境関連基準と JICA 環境社会配慮ガイドラインが参照している、IFC/WB EHS ガイドライン値を示す。

本プロジェクトでは、イラン国の基準値と IFC/WB EHS ガイドライン値の両方を満足する必要があるため、より厳しい方の値を遵守することになっている。

(1) 大気質

下表に、イラン国及び IFC/WB EHS ガイドラインの大気環境基準値及び排出ガス基準値を示す。

なお、IFC/WB EHS ガイドラインでは、プロジェクトにより大気中の汚染物質濃度が当該国の環境基準値以上とならないことを基本としている。

また、プロジェクトからの排出による寄与濃度は、既設や周辺施設の影響等を考慮して、当該国の大気環境基準の 25%以上とならないことを規定している。

本プロジェクトでは、寄与濃度がイラン国の大気環境基準値の 25%未満となるよう、煙突の高さ等を設定する。

表 6-9 イラン国及び国際的な大気環境基準値

汚染物質	平均化時間	イラン国基準値 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	IFC/WB EHS ガイドライン値 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)
CO	1 時間値	40,000	-
	8 時間値	10,000	-
SO ₂	1 時間値	196	500 (ガイドライン) : 10 分間値
	24 時間値	395	125 (中間ターゲット 1) 50 (中間ターゲット 2) 20 (ガイドライン)
NO ₂	1 時間値	200	200 (ガイドライン)
	年平均値	100	40 (ガイドライン)
PM ₁₀	24 時間値	150	150 (中間ターゲット 1) 100 (中間ターゲット 2) 75 (中間ターゲット 3) 50 (ガイドライン)
	年平均値	-	70 (中間ターゲット 1) 50 (中間ターゲット 2) 30 (中間ターゲット 3) 20 (ガイドライン)
PM _{2.5}	24 時間値	35	75 (中間ターゲット 1) 50 (中間ターゲット 2) 37.5 (中間ターゲット 3)

汚染物質	平均化時間	イラン国基準値 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	IFC/WB EHS ガイドライン値 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)
	年平均値	-	25 (ガイドライン)
			35 (中間ターゲット 1)
			25 (中間ターゲット 2)
			15 (中間ターゲット 3)
O ₃	8 時間値	148	160 (中間ターゲット 1) 100 (ガイドライン)
	年平均値	12	-

出典：・Air Pollution Prevention Executive Regulation (2016)、IFC/WB Environmental, Health, and Safety (EHS) Guidelines、General (2006)

表 6-10 イラン国及び国際的な排出ガス基準値

火力発電所に係るイラン国排出ガス基準値					IFC/WB EHS ガイドライン排出ガスガイドライン値*1			
汚染物質	燃 料 種	単位	Grade-1（新設） （ボイラーはガス・液体燃料：O ₂ 3%換算、ガスタービンは O ₂ 15%換算）	Grade-2（旧式） （ボイラーはガス・液体燃料：O ₂ 3%換算、ガスタービンは O ₂ 15%換算）	燃 料 種	単位	ガ ス タービン (O ₂ 15%換算)	ボイラー （O ₂ 3%換算）
SOx	ガス	mg/Nm ³	100	200	ガス	mg/Nm ³	-	-
	重油	mg/Nm ³	700	800	油		硫 黄 分 1%以下又は 0.5%以下	200-1,500
	軽油	mg/Nm ³	100	150				
NOx	ガス	mg/Nm ³	150	300	ガス	mg/Nm ³ (ppm)	51 (25)	240
	重油	mg/Nm ³	200	400	油		152 (74)	400
	軽油	mg/Nm ³	200	250				
PM	-	mg/Nm ³	100 ＜ガスタービンは適用除外＞	150	ガス	mg/Nm ³	-	-
					油		50	50
CO	-	mg/Nm ³	150	200	-	-	-	-
H ₂ S	-	mg/Nm ³	6	8	-	-	-	-

Notes: *1: Non-degraded air shed

出典：Standards of Air Pollution arising from Industries and Workshops (1999)、IFC/WB Environmental, Health, and Safety (EHS) Guidelines Thermal Power Plant (, 2008)

(2) 水質

下表に、イラン国及び IFC/WB EHS ガイドラインの排水基準値を示す。

既存のシャヒード・ラジャーイー発電所では、排水処理後の排水は、発電所構内において散水用に再利用されている。なお、散水に多くの水量を要しない冬季においては、灌漑用水路に放流し、近隣の農地にて農業利用されている。

表 6-11 イラン国及び国際的な排水基準値

項目		イラン国排水基準値			IFC/WB EHS ガイド ライン値(火力発電) (mg/L)
		表層水への排水 (mg/L)	井戸への排水 (mg/L)	農業・灌漑利 用 (mg/L)	
Silver	Ag	1	0.1	0.1	-
Aluminum	Al	5	5	5	-
Arsenic	As	0.1	0.1	0.1	0.5
Boron	B	2	1	1	-
Barium	Ba	5	1	1	-
Beryllium	Be	0.1	1	0.5	-
Calcium	Ca	75	-	-	-
Cadmium	Cd	0.1	0.1	0.05	0.1
Chlorine	Cl	1	1	0.2	0.2
Chloride	Cl ⁻	600	600	600	-
Formaldehyde	CH ₂ O	1	1	1	-
Phenol	C ₆ H ₅ OH	1	Negligible	1	-
Cyanide	CN	0.5	0.1	0.1	-
Cobalt	CO	1	1	0.05	-
Chrome	Cr ⁺⁶	0.5	1	1	0.5 (Total Cr)
Chrome	Cr ⁺³	2	2	2	
Copper	Cu	1	1	0.2	0.5
Fluoride	F	2.5	2	2	-
Iron	Fe	3	3	3	1
Mercury	Hg	Negligible	Negligible	Negligible	0.005
Lithium	Li	2.5	2.5	2.5	-
Magnesium	Mg	100	100	100	-
Manganese	Mn	1	1	1	-
Molybdenum	Mo	0.01	0.01	0.01	-
Nickel	Ni	2	2	2	-
Ammonium	NH ₄ ⁺	2.5	1	-	-
Nitrite	NO ₂ ⁻	10	10	-	-
Nitrate	NO ₃ ⁻	50	10	-	-
Phosphate	P	6	6	-	-

Lead	Pb	1	1	1	0.5
Selenium	Sc	1	0.1	0.1	-
Hydrogen Sulfide	H ₂ S	3	3	3	-
Sulfite	SO ₃ ⁻	1	1	1	-
Sulfate	SO ₄ ⁻	400*1	400*1	500	-
Vanadium	V	0.1	0.1	0.1	-
Zinc	Zn	2	2	2	1
Oil and grease		10	10	10	10
Detergent	ABS	1.5	1.5	1.5	-
BOD ₅ *3	BOD ₅	30 (instant 50)	30 (instant 50)	100	-
COD*3	COD	60 (instant 100)	60 (instant 100)	200	-
DO	DO	2	-	2	-
Total Dissolved Solids	TDS	*1	*2	-	-
Total Suspended Solids	TSS	40 (instant 60)	-	100	50
Suspended Solids	SS	0	-	-	-
pH	pH	6.5-8.5	5-9	6-8.5	6-9
Radioactive Substances		0	0	0	-
Turbidity		50	-	50	-
Color		75	75	75	-
Temperature		3℃上昇以内(半径 200m 以内)	-	-	-
Coliform Bacteria (in 100mL)		400	400	400	-
Total coliform (MPN in 100mL)		1000	1000	1000	-
Parasite Eggs		-	-	*4	-

*1：塩素イオン、硫酸、溶解性物質濃度が排水口から 200m の距離で、基準値の 10%以上を超えない範囲であれば、基準値を超過することは可能である。

*2：塩素イオン、硫酸濃度、溶解性物質濃度がが基準値の 10%以下の範囲であれば、基準値を超過することは可能である。

*3：既存の産業は、BOD₅ 又は COD を 90%まで削減することは可能である。

*4：排水を農業利用する場合、1ℓ 当たり 1 個を超えてはならない。

出典：Water Pollution Control Rule (1984)、IFC/WB Environmental, Health, and Safety (EHS) Guidelines Thermal Power Plant (2008)

(3) 騒音・振動

下表に、イラン国及び IFC/WB EHS ガイドラインの騒音レベル基準値を示す。本プロジェクトサイトは、シャヒード・ラジャーイー発電所敷地内となるため、当該発電所敷地境界において適用される騒音レベル基準値の区分は、「工業地域」となる。

表 6-12 イラン国及び国際的な騒音基準値

区分	イラン国基準値 (dB(A))		IFC/WB EHS ガイドライン 値 (dB(A))	
	昼 間 (07:00-22:00)	夜 間 (22:00-07:00)	昼 間 (07:00-22:00)	夜 間 (22:00-07:00)
居住地域	55	45	55	45
居住地域 + 商業地域	60	50	-	-
商業地域	65	55	70	70
居住地域 + 工業地域	70	60	-	-
工業地域	75	65	70	70

出典：Noise Protection Act (2008)、IFC/WB Environmental, Health, and Safety (EHS) Guidelines、General (2006)

また、イラン国及び EU といった先進国及び国際的な基準である IFC/WB EHS ガイドライン類でも、振動の基準は設定されていない。なお、評価の参考として、日本の振動基準を表 6-13 に示す。

表 6-13 日本の振動基準値

区分	昼間 (05:00-19:00 又は 08:00-22:00)	夜間 (19:00-05:00 又は 22:00-8:00)
居住地域	60～65	55～60
居住地域+商業地域+工業地域	65～70	60～65

出典：振動規制法.1976 年

(4) 悪臭

イラン国では、発電所や工場等のプロセスで生じる悪臭の原因となる化学物質についての悪臭の規制基準は特にない。

本プロジェクトでは、悪臭物質であるアンモニアを使用した脱硝装置は設置せず、その他悪臭の原因となる化学物質は使用しないため、悪臭が発生することは想定されないこと

から、関連する日本や欧米等の国際基準は記載しない。

なお、生活廃棄物（生ごみ）由来の悪臭が発生する可能性があるが、これらの悪臭については日本、欧米各国等でも特に濃度基準等の規制はない。

(5) 廃棄物

イラン国の廃棄物管理については、2004年に制定された「Waste Management Act」により規定されている。なお、1955年のThe Municipality Actでは、廃棄物の管理と産業汚染の防止に係る地方自治体の役割について規定している。

(6) 労働安全

イラン国では労働者の安全・健康の管理については、1990年に制定された労働法（Labour law）が根拠法となる。

労働法では、第4章安全・労働衛生の85条から106条で、作業に係る安全基準の作成、必要な設備の配置、訓練及び遵守状況の確認、健康状態の定期検診、事故疾病の監視等が規定されている。

種々の技術的安全基準は事業形態ごとに作成されるが、厚生労働省、工業省、環境局等関連する機関で構成される安全高等審議会で作成され、社会福祉省が承認する。

発電所に関連する代表的な技術的安全基準として以下のようなものがある。

- ・ 環境保護促進法関連基準
- ・ 大気浄化法関連基準
- ・ 安全監督員の配置に関する規制
- ・ 消防規制
- ・ 個人保護具に関する規制
- ・ 安全標識に関する規定

6.4 代替案の検討

6.4.1 事業実施の有無

プロジェクトを実施するケースと実施しないケースについて下表のとおり比較を行った。なお、プロジェクトを実施しないケースでは、電力需要に対し、電力供給量が確保できないため、本プロジェクトを実施する。

表 6-14 プロジェクト実施ケース及び実施しないケースの比較

項目	プロジェクト実施ケース	実施しないケース
技術	・高効率のコンバインドサイクル発電所が、シャヒード・ラジャーイー発電所敷地内に建設される。	・現在より変化なし。
経済	・建設費用はコストとして発生するが、当該プロジェクトはイラン国の経済発展に寄与するとともに、資機材や人材を国内、ひいてはプロジェクトサイトの地元で調達することにより、雇用の創出に繋がる。	・建設費用等のコストは発生しない。しかし、イラン国の経済発展に繋がらないほか、電力不足により、経済への負の影響が考えられる。さらに、雇用の創出にも繋がらず、地元経済にも貢献できない。
環境社会配慮	・高効率のガスコンバインドサイクル発電設備の導入により、イラン政府の COP21 に向けての政策目標「2030 年までに、4%の温室効果ガスの削減」に寄与できる。 ・新設される発電所からの排出ガスや排水、騒音の発生等が想定されるが、計画されている発電所は高効率のコンバインドサイクル発電所であり、イラン国の環境関連基準を遵守する計画である。	・効率の低い既設発電設備の稼働が避けられず、CO ₂ は現状から削減されない。 ・現在の環境・社会状況から変化なし。
総合評価	・イラン国の環境関連基準を遵守するため、環境社会への重大な影響は想定されず、経済面の観点から事業実施ケースの方が比較優位である。	・経済面の観点から、事業実施ケースと比較すると、比較劣位である。

出典：調査団により作成

6.4.2 サイトの検討

発電所の場所については、以下の点から既設のシャヒード・ラジャーイー発電所を選定した。

- 既設のシャヒード・ラジャーイー発電所は老朽化が進んでおり、排ガス基準に適合できない状況となっている。
- 敷地内の空き地は改変済みで、森林、農地及び住居となっていない。
- 新たな送電線を設置する必要がある。
- ガスパイプラインの設置距離は短い。

新規地点については、既設地点と比較して、以下の点から速やかな設置ができないことから、詳細な検討は行っていない。

- 新たな土地取得及び土地造成が必要で、時間を要する。
- 新たな送電線やガスパイプラインを設置する必要がある。

シャヒード・ラジャーイー発電所内の2か所（Plan A 及び Plan B）を比較検討した結果を下表に示す。

どちらも同じ開発済みの発電所内のため、用地取得もなく、生物相も貧弱であり、環境社会配慮上での大きな違いはなく、建設工事や熱効率について有利な PlanB を選定する方向で、事業者及びステークホルダーとの協議の結果を踏まえて決定する。

表 6-15 PlanA 及び PlanB の特徴

項目	Plan A	Plan B
用地面積	十分な面積（15ha）	広い(30ha)
建設工事	一部の既設設備の移動が必要	移動すべき設備はない
用地取得	必要ない	必要ない
植生	生物相は貧弱	生物相は貧弱
周囲条件	既設設備からの熱が南東（主風向）からくるため、熱効率が下がる	既設設備からの熱の影響はない
総合評価	建設工事に伴い既設設備の移動が必要な点、周囲条件により熱効率が下がる点等の観点から、Plan A の方が比較劣位である。	建設工事に伴う既存設備の移動が不要な点、周囲条件より熱の影響がない点等の観点から、Plan B の方が比較優位である。

出典：調査団により作成



出典：Google Earth を利用し調査団により作成

図 6-7 プロジェクトサイト候補

6.4.3 燃料の検討

天然ガス、石油及び石炭の燃料種類について比較した結果は表 6-16 のとおりである。

天然ガスを燃料としたほうが、燃料供給が容易で、関連インフラの整備の必要もなく、大気への SO_x、煤塵及び CO₂ の排出が少ない発電が可能のため、燃料として天然ガスを選定した。

表 6-16 燃料の検討

項目	天然ガス	石油	石炭
技術面	既設発電所で使用しているガスパイプラインを使用できる。 大規模な LNG タンクや灰処分場も建設する必要はない。 コンバインドサイクル発電が利用できる。	大規模な油タンクを建設する必要がある。 油を供給するパイプラインを建設する必要がある コンバインドサイクル発電が利用できる 燃料として重油は利用できない。	石炭を運搬するための鉄道を建設する必要がある。 大規模な貯炭場や灰処分場も建設する必要がある。 石炭ガス化によるコンバインドサイクル発電は商用化段階ではない。
経済面	「イ」国での埋蔵・生産量が多く、パイプラインが整備されている。	パイプラインの建設費用が高い 大規模な油タンク用の用地が必要	単価は安い 鉄道の建設費用が高い 貯炭場や灰捨て場用の用地取得が必要

項目	天然ガス	石油	石炭
環境社会配慮	燃料に灰分は含まれず、硫黄分も一般的に石油及び石炭より少ないので、煤塵やSOxの発生は少ない。 単位出力当たりのCO ₂ の発生量が最も少なく、地球温暖化への影響が最も小さい。	燃料に灰分や硫黄分が含まれ、煤塵やSOxが発生する。また、硫黄分によっては脱硫装置も必要となる。 単位出力当たりのCO ₂ の発生量がガスに比べて多く、地球温暖化への影響がガスに比べて大きい。	燃料には灰分が多いので集塵器が必要となる。また、硫黄分によっては脱硫装置も必要となる。 単位出力当たりのCO ₂ の発生量が最も多く、地球温暖化への影響が最も大きくなる。
総合評価	既存のガスパイプラインを利用できる点、コンバインドサイクル発電が利用できる点、「イ」国内での資源埋蔵量が多い点、煤塵やSOxの排出やCO ₂ の発生量が少ない点から、比較優位である。	油タンク及びパイプラインの建設が必要となる他、SOxの排出やCO ₂ の発生量の観点からも比較劣位である。	石炭運搬鉄道、貯炭場、灰捨て場の建設が必要となる他、煤塵、SOxの排出やCO ₂ の発生量の観点からも比較劣位である。

出典：調査団により作成

6.4.4 冷却システムの検討

本プロジェクトサイト周辺には、河川がないため、既設発電所では地下水を取水してプラントに利用している。

地下水の取水量を抑えるため、復水器の冷却システムについては、基本的に水を使用しない自然通風式間接冷却方式及び強制通風式直接冷却方式から選定することになっている。

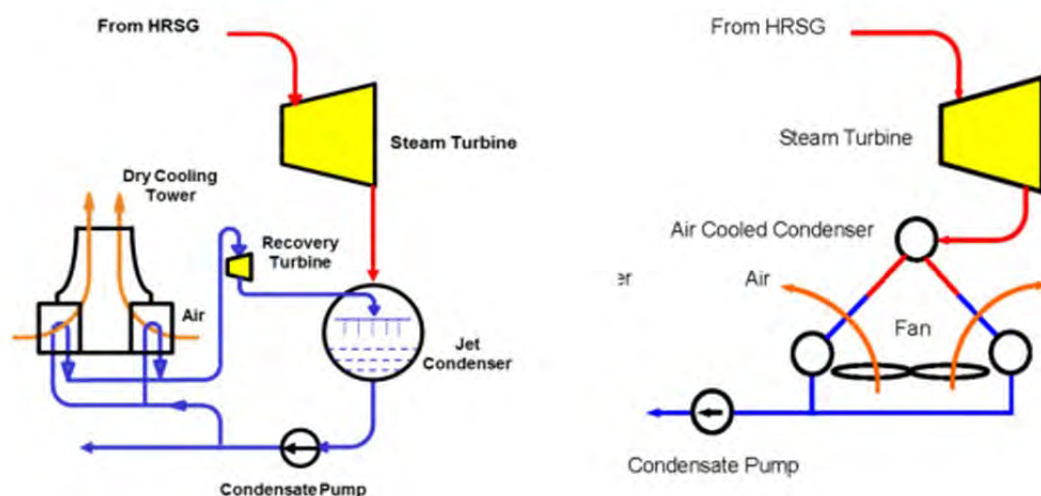
第 1 回ステークホルダー協議において多くの参加者が周辺の住民や農業の水の消費への影響を懸念していたため、両方式を再検討した結果、自然通風式間接冷却方式では夏場に若干であるが水を使用することが判明した。

これを受けて TPPH が強制通風式直接冷却方式の採用を希望したことから、強制通風式を採用することとした。第 2 回ステークホルダー協議ではこの結果を説明したが、参加者から特段の問題は提示されなかった。

表 6-17 各冷却方式の特徴

項目	自然通風式間接冷却方式	強制通風式直接冷却方式
建設コスト	[ベース]	ほぼ同等
運転コスト	[ベース]	やや高い
冷却水（復水器）	夏季に水の補給が必要	不要
設置面積	[ベース]	若干狭い
水質管理	不要	不要
発電効率	[ベース]	ほぼ同等
騒音	[ベース]	影響が大
イラン国での採用例	実績が多い	実績あり
総合評価	運転コストが低い、騒音影響が小さい、イラン国での採用実績が多い等の優位な点があるが、水が必要な時期があることが欠点である。	運転コストがやや高い、騒音影響が大きい、イラン国での採用実績数等が不足等の劣位な点があるが、水が不要であることが長所である。

出典：調査団により作成



自然通風式間接冷却方式

強制通風式直接冷却方式

出典：調査団により作成

図 6-8 冷却システムの模式図

6.5 スコーピング結果及び調査計画

6.5.1 スコーピング結果

JICA ガイドラインに基づく考慮すべき環境社会項目について、現地調査の結果と想定される火力発電所建設による環境影響の程度を基にして、スコーピング案を作成した。

なお、本事業で発電した電気は、既設の 400kV 送電線を利用して送電する計画であり、新たな送電線の設置はなく、燃料供給用のパイプラインについても既設のパイプライン用地内に 300m 程度設置するのみで、用地取得や住民移転は発生せず、工事中的影響も極めて軽微であり、本スコーピング案に追記すべき事項はない。

表 6-18 スコーピング結果

番号	項目	評価		評価理由
		工事 期間	稼 動 期間	
		正 負	正 負	
【汚染対策】				
1	大気汚染	D : B	D : A	工事中：土地造成等の土木工事で粉塵が発生し、重機やトラックによる大気汚染物質（SOx、NOx、PM）の排出が考えられるが、排出に伴い、一時的ではあるが工事エリア近傍に影響がある。 供用時：発電所の稼動により、ガスを燃料とする場合はNOxが、軽油を燃料とする場合は SOx、NOx 及び PM が排出され、大気質への影響は広範囲となる。

番号	項目	評価		評価理由
		工事 期間	稼動 期間	
		正 負	正 負	
2	水質汚濁	D B	D B	工事中：労働者の生活排水、コンクリート排水及び含油排水が発生するため、排水先の灌漑用水路の水質への一時的な影響が想定される。 供用時：発電所の稼動に伴い、プラント排水、含油排水、生活排水等が発生するため、排水先の灌漑用水路の水質への影響が想定される。
3	廃棄物	D B	D B	工事中：建設工事に伴い、梱包廃材及び生活系廃棄物等の一般廃棄物や建設機械等からの廃油等の有害廃棄物が発生する。 供用時：発電所の稼働に伴い、生活系廃棄物等の一般廃棄物や排水処理設備からの汚泥や機器からの廃油等の有害廃棄物が発生する。
4	土壌汚染	D B	D B	工事中：工事車両、建設機械等からの潤滑油、燃料油漏洩による土壌汚染の可能性がある。 供用時：発電所の運転に用いる潤滑油、燃料油漏洩による土壌汚染の可能性がある。
5	騒音・振動	D B	D B	工事中：建設機械や車両の運転により、騒音・振動による一時的な影響が想定され、特に杭打ち等の騒音レベルが高い場合影響範囲は広がる。 供用時：プラントの稼動により、騒音・振動による影響が想定される。
6	地盤沈下	D C	D C	工事中：地下水を取水するため、周辺で地盤沈下が一時的に発生する可能性がある。周辺の地盤沈下の状況は不明のため調査で確認する。 供用時：地下水を取水するため、周辺で地盤沈下が発生する可能性がある。周辺の地盤沈下の状況は不明のため調査で確認する。
7	悪臭	D B	D B	工事中：工事作業員宿舎の生活系廃棄物の取扱が不適切である場合、廃棄物腐乱により悪臭が発生する可能性がある。 供用時：生活系廃棄物の取扱が不適切である場合は悪臭が発生する可能性がある。
8	底質汚染	D D	D D	工事中・供用時：排水は河川に排水されないため、底質汚染は想定されない。
【自然環境】				
1	野生生物保	D D	D D	工事中・供用時：サイトは保護区内には位置せず、また近

番号	項目	評価		評価理由
		工事 期間	稼動 期間	
		正 負	正 負	
	護区			傍にも保護区はない。
2	陸上生態系 及び貴重種	D B	D B	工事中及び供用時：サイトは開発済みの既設発電所用地であり、動植物としては草本類や齧歯類等が確認されたが、一般的に周囲に広く生息する種であり、貴重な動植物はみられず、改変による直接的な影響はほとんどない。工事中及び供用時の大気汚染、騒音及び振動等により、周辺の植物の生育や動物の行動に影響する可能性はあるが、周辺は乾燥性の生態系であり、裸地や農作地のため自然植生はほとんどなく、影響は限定的で一時的である。
3	河川生態系 及び貴重種	D D	D D	工事中・供用時：本事業では、河川からの取水はせず、また、河川への排水も予定されていない。
4	水象（河川 水）	D D	D D	工事中・供用時：本事業では、河川からの取水は行わない。
5	水象（地下 水）	D C	D C	工事中：地下水を取水するため、周辺の地下水位が低下する可能性がある。周辺の地下水位レベルの状況は不明のため調査で確認する。 供用時：地下水を取水するため、周辺の地下水位が低下する可能性がある。周辺の地下水位の状況は不明のため調査で確認する。
6	地形・地質	D D	D D	工事中・供用時：本プロジェクトは既設の発電所敷地内にて実施されるため、影響は想定されない。
【社会環境】				
1	住民移転及 び用地取得	D D	D D	工事前：サイトは、開発済みの既設発電所用地であり、用地取得及び住民移転は発生しない。
2	貧困層	D D	D D	工事前：サイトは、開発済みの既設発電所用地であり、貧困層への影響は生じない。 工事中・供用時：特に貧困層に影響を与える要因は想定されない。
3	少数民族	D C	D C	工事前：サイトは、開発済みの既設発電所用地であり、少数民族への影響は生じない。 工事中・供用時：サイト周辺の少数民族の利用状況については不明のため、調査で確認する。
4	雇用や生計 手段等の地	B D	B D	工事前：サイトは、開発済みの既設発電所用地であり、雇用や生計手段等への影響は生じない。工事中及び供用時：

番号	項目	評価		評価理由
		工事 期間	稼動 期間	
		正 負	正 負	
	域経済			地元住民は労働者として雇用され、地域で物資や機器が購入されるため地域経済が活発になる可能性がある。
5	土地利用や地域資源利用	D	D	工事前：サイトは、開発済みの既設発電所用地であり、土地利用や地域資源利用への影響は生じない。工事中及び供用時：特に周辺の土地利用や地域資源利用に影響を与える要因は想定されない。
6	水利用	D	C	工事中：-地下水を取水するため、周辺の地下水利用への一時的な影響の可能性がある。周辺の地下水利用状況は不明のため調査で確認する。 -労働者の生活排水、コンクリート排水及び含油排水の発生するため、排水先の灌漑用水の水質悪化に伴う水利用への一時的な影響の可能性がある。周辺の灌漑用水の利用状況は不明のため調査で確認する。 供用時： -地下水を取水するため、周辺の地下水利用への影響の可能性がある。周辺の地下水利用状況は不明のため調査で確認する。 -発電所の稼動に伴い、プラント排水、含油排水、生活排水等の排水が発生するため、排水処理が不適切な場合、排水先の灌漑用水の水質悪化に伴う水利用への影響の可能性がある。周辺の灌漑用水の利用状況は不明のため調査で確認する。
7	既存の社会インフラや社会サービス	D	D	工事中及び供用時： サイト近くには人口 40 万人の Qazvin 市があり、工事作業員や発電所運転員の流入があっても、住宅、医療施設、学校、下水、道路等の社会インフラ・サービスは十分整っているため、影響は想定されない。
8	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	D	工事前：サイトは、開発済みの既設発電所用地であり、社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織への影響は生じない。工事中及び供用時：特に周辺の社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織に影響を与える要因は想定されない。
9	被害と便益の偏在	D	B	工事前：サイトは、開発済みの既設発電所用地であり、被害と便益の偏在が生じることはない。 工事中及び供用時：地元住民の雇用や外注が不公平に行われれば、便益が遍在することになる。

番号	項目	評価		評価理由
		工事 期間	稼動 期間	
		正 負	正 負	
10	地域内の利害対立	D B	D D	工事前：サイトは、開発済みの既設発電所用地であり、地域内の利害対立が生じることはない。工事中： 工事中は外国人など外部からの労働者が多く、地域の慣習を理解しないと、地域住民と外部からの労働者間で争いが起きる可能性がある。 供用時：外国人等の外部からの労働者の流入は少なく、慣習の違いによる地域住民と外部からの労働者間での争いは想定されない。
11	文化遺産	D D	D D	工事中及び供用時：サイトは開発済みの既設発電所用地であり、サイト内には歴史的、文化的、考古学的遺産は存在しない。
12	景観	D C	D C	工事中及び供用時：サイトは開発済みの既設発電所用地であり、建設クレーンや煙突・冷却塔等の構造物による影響は少ないと想定されるが、サイト周辺景勝地の状況は不明のため本調査にて確認する。
13	ジェンダー	D C	D C	工事前：サイトは、開発済みの既設発電所用地であり、女性が不利益を被ることはない。 工事中及び供用時：特にジェンダーに影響を与えるような要因は想定されない。現在実施中のアンケート・インタビュー調査で最寄りの住居地域における職業状況等を確認したうえで、ジェンダーへの影響・評価について確認する。
14	子どもの権利	D B	D D	工事前：サイトは、開発済みの既設発電所用地であり、子供の権利に影響を生じることはない。 工事中：工事現場では、多くの労働者を必要とするため、児童労働により、学校を中退する子供が増える可能性もある。なお、当該国の労働法により、15歳未満の未成年者の雇用が禁止されており、TPPHもEPCコントラクターを含め、児童労働を厳格に禁止している。 供用時：運転中に児童を単純労働者として募集することはない。
15	HIV/AIDS等の感染症	D B	D D	工事中：外国人等の外部の労働者の流入により、感染症が広がる可能性が考えられる。 供用時：外国人等の外部からの労働者の流入は少なく、感染症が広がる可能性は想定されない。
16	労働環境(労働)	D B	D B	工事中：工事作業では、一時的ではあるが事故の危険性が

番号	項目	評価		評価理由
		工事 期間	稼動 期間	
		正 負	正 負	
	働安全を含む)			比較的高い。 供用時：作業員の労働災害の可能性がある。
【その他】				
1	事故	D B	D B	工事中：工事や車両の運転による事故の可能性がある。 供用時：設備の稼働や車両の運転による事故の可能性が ある。
2	越境の影響、 及び気候変動	D D	D B	工事中：工事活動により CO ₂ が発生するが、発生量は少なく、期間も限定的で越境や気候変動への影響は及ぼさない。 供用時：発電所の稼働により CO ₂ が発生するが、越境や気候変動への影響も従来型に比べ少ないと想定される。

注) カテゴリー分類は以下のとおりである。

A: 重大な影響がある。

B: ある程度の影響がある。

C: 影響の程度は不明である（更なる調査が必要で、その過程で影響をはっきりさせることが可能である）。

D: ほとんど影響はない。

出典：調査団により作成

6.5.2 調査計画

上記スコーピング結果から、影響が想定される環境項目について、必要と思われる調査項目、方法、予測及び評価基準を含む評価方針は、下表の通りである。

(1) 適切なベースライン情報の収集及び効率化

環境影響を予測し、最小化を図るためには、現況についての情報を収集・整理する必要がある。自然環境面では、気象、大気質、水質、陸上生物などのデータを既存文献から収集し関係機関より聞き取りを行い、必要に応じて現地調査を実施することを基本とするが、大気質や騒音については既設発電所のモニタリング結果の確認や、動植物については開発時の調査の有無を確認・参照するなどの効率化を行う。

社会環境面では、社会環境（土地利用、陸上交通、衛生、人口動態、教育、社会基盤、職業、収入など）、景勝地、文化的遺産、少数民族などのデータを既存文献から収集し関係機関より聞き取りを行う。

また、ステークホルダー協議を実施し、本事業についての情報を提供し、意見を収集する。

表 6-19 調査項目、方法、予測評価及び対策

環境項目	調査項目	調査範囲	調査方法	想定される評価方針
大気汚染	- 関連環境基準 - 気象情報 - 大気質の現状	-半径 30 km圏 -既設発電所	- 大気環境基準と排ガス基準の入手 - 近隣気象局の気象データ（気温、湿度、風向・風速など）の入手 - 大気中の大気汚染物質（SO₂、NO₂、PM₁₀ など）の既設発電所及び周辺の測定結果の確認及び周辺の現況値の測定	- 工事中は、適切な大気汚染対策の実施を確認する。 - 供用時は、「イ」国及び IFC/WB の EHS ガイドラインの排ガス基準を評価基準として適合を確認する。 - 供用時の排ガス中の大気拡散シミュレーションを国際的に使用されているモデルを用いて影響の度合いを予測する。また、新設設備のみならず既設設備との累積的影響も既設設備のモニタリング結果を踏まえ予測を行う。これらの結果について、現況の汚染状況踏まえつつ、「イ」国及び IFC/WB の EHS ガイドラインの環境基準を評価基準として適合を確認する。
水質汚濁	- 関連環境基準 - 水質の現状	-半径 15 km圏 -既設発電所	- 水質基準と排水基準の入手 - 河川・地下水の水質（水温、塩分、BOD、栄養塩）などに関する既存の測定結果の確認及び現況値の測定	- 工事中は、適切な水質汚濁防止策の実施を確認する。 - プラント排水や生活排水は、排水処理施設にて「イ」国及び IFC/WB の EHS ガイドラインの排水基準を遵守するよう処理する。
廃棄物・悪臭	- 関連基準	-既設発電所	- 廃棄物取り扱いに関する基準の入手	- 有害廃棄物については、許認可を有した回収・処理業者の利用状況について、既設設備での実施状況を踏まえ実施計画を確認する。

環境項目	調査項目	調査範囲	調査方法	想定される評価方針
				- 生活廃棄物については、処理処分を確認する。
土壌汚染	- 特になし	-既設発電所	- 特になし	- 工事中及び供用時は、それぞれ適切な油漏洩防止策を確認する。
騒音・振動	- 関連環境基準 - 騒音レベルの現状	-半径 3 km圏 -既設発電所	- 騒音基準の入手 -既設発電所のモニタリング結果の確認及び周辺の現況値の測定	- 工事中及び供用時は、それぞれ適切な騒音・振動対策の実施を確認する。 - 騒音シミュレーションを行い、既設でのモニタリング結果を踏まえ、「イ」国及び IFC/WB の EHS ガイドラインの騒音基準への適合を確認する。
陸上生態系及び貴重種	-植生、爬虫類、両生類、鳥類、哺乳類の生息状況	-半径 15 km圏 -既設発電所	- 既存文献及び DOE からの聞き取り - 既設発電所の開発における調査データ等の確認	工事中及び供用時は、適切な大気汚染及び騒音・振動防止対策の実施を確認する。
少数民族	-少数民族の有無、民族名、人数、特性	-半径 15 km圏	-関連機関、有識者等へのヒアリングによる少数民族に関する情報収集	-少数民族への影響がある場合は適切な事業説明及び環境社会影響・緩和策に関する説明を行う。
地盤沈下、水象（地下水）、水利用	- 地盤沈下の現状 - 地下水位	-半径 15 km圏 -既設発電所	- 既存の測定結果の入手	- 取水量が地下水位や地盤沈下等に与える影響を確認し、必要に応じて適切な緩和策を確認する。
雇用や生計手段等の地域経済、被害と便益の偏在、地域内の利害対立、ジェンダ	- 周辺の職業・職種、生計の現状 - 地域の経済開発計画	-半径 15 km圏 -既設発電所	- 地域の雇用状況や所得に関する情報収集	- 地元雇用方針が適切であるか確認する。 -公平な基準のもと、雇用を行うか確認する。

環境項目	調査項目	調査範囲	調査方法	想定される評価方針
一、子供の権利				
景観	- 景勝地の現況	-半径 15km圏 -既設発電所	- 景勝地に関する情報の収集	- 景勝地に、事業が影響を与える恐れがある場合には、適切な緩和策を確認する。
HIV/AIDS等の感染症	- 特になし	-既設発電所	- 特になし	- 工事中は、適切な労働衛生計画を策定されるか確認する。
労働環境 (労働安全を含む)	- 特になし	-既設発電所	- 特になし	- 工事中及び供用時は、それぞれ労働安全計画を策定する。
事故	- 特になし	-	- 特になし	- 工事中及び供用時は、それぞれ適切な事故防止策や事故対応策が作成されるか確認する。
越境の影響、及び気候変動	- 本事業によるCO ₂ 排出量の推計	-	-- 燃料使用量、発電効率等から、CO ₂ 排出量を見積もる。	- 工事中は、CO ₂ 排出量を抑制する適切な対策が必要に応じて実施されるか確認する。 - 供用時は、燃料種、燃料使用量の適切なモニタリングがなされるか確認する。

出典：調査団により作成

(2) 環境影響の予測・評価

スコーピングで確認した項目に対して収集した情報を検討し、工事中、供用時において、自然環境及び社会環境に与える負の影響を予測・評価する。

なお、出来る限り影響を低減するための緩和策を策定することを基本とする。

6.6 ベースライン調査結果

6.6.1 自然環境

(1) 気象

以下に、シャヒード・ラジャーイー発電所の最寄りの気象台である、Qazvin 気象台における 2014 年から 2017 年の気象情報を示す。なお、気象台での風向・風速の測定は、1 日のうち朝、昼及び夜間の 3 回のみであり、集計も 8 方向である。

a) 気温

Qazvin 気象台によれば、年間平均気温は 14.1 °C、年間平均最高気温は 21.2 °C、年間平均最低気温は 6.8 °C である。月間平均最高気温 28°C、月間平均最低気温 5 °C で、イランで最も寒冷な地域の一つである。

日最高気温は 6 月～8 月には 44.0 °C まで上昇するが、日最低気温は 1 月には -28.0 °C まで降下する。

b) 降水量

月別平均降水量でみると、夏は降水量が少なく乾燥した傾向にあり、降水量の 70%は秋と冬に集中している。

3.2.5 章に示したように他の観測所の過去 46 年間のデータによれば、年間降水量のうち、冬季が 34.3%、秋季が 28.7%、春季が 33.5%であり、夏季は 3.5%のみとなっている。平均年間降水量は 320.5mm である。

c) 湿度

月別平均湿度は、秋と冬に約 55－75%と高くなり、夏季は 35%程度と低くなる。

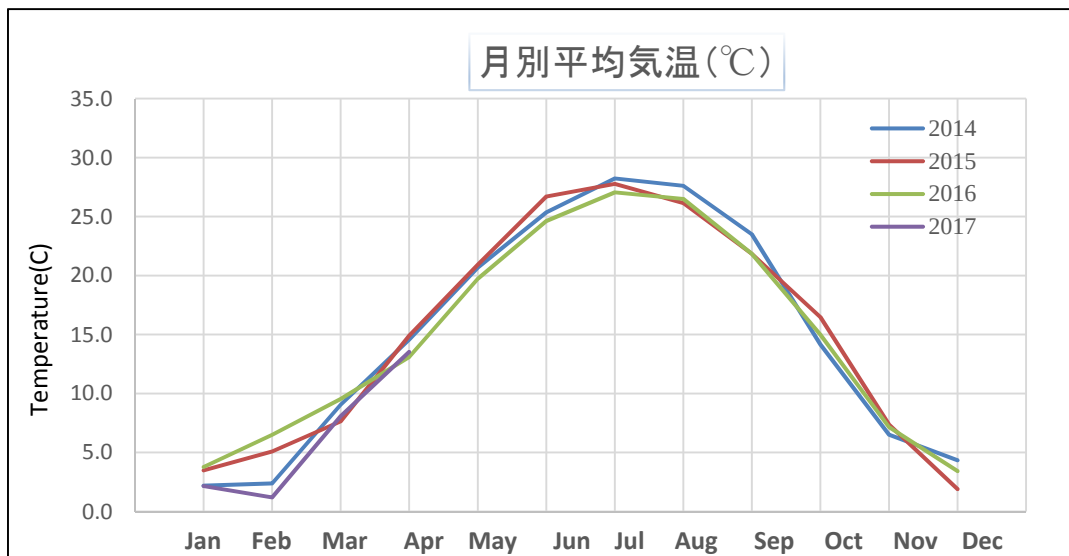
d) 日射量

月別平均日射量は、夏季 (6 月-8 月)に集中し 80,000cal/cm2 前後に達するが、冬季はそれに比べ 1/3 程度と少なくなっている。

e) 風向・風速

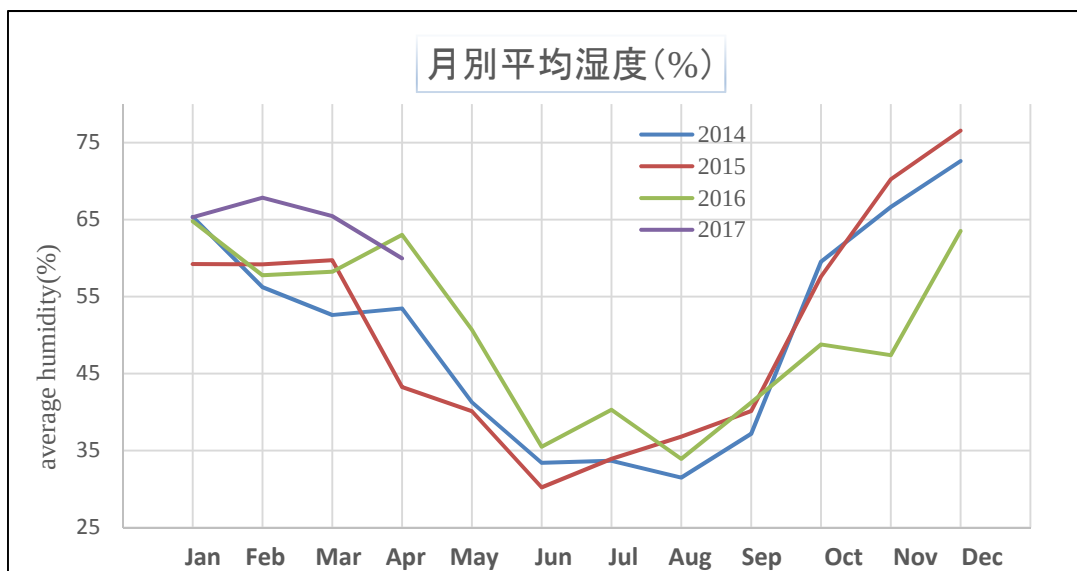
年間で卓越するのは南東風であり、時間別にみると、朝方は北風が卓越するが、昼には南東風が卓越し、夜間は西風及び東風が卓越する。また、5-6 月には西風が卓越する。風速は 0.5m/s (1kt) 未満となる静穏の発生頻度が約 44%である。

風速 0.5m/s 以上の風速では、2-3m/s (4-6 kt) の出現頻度が最も高い。6m/s (11kt) を超える強風は年間を通じて 1%未満であるが、冬季 (1-3 月) には多く発生する。3.2.5 章に示したように瞬間最大風速は 38.9m/s に達する場合もある。



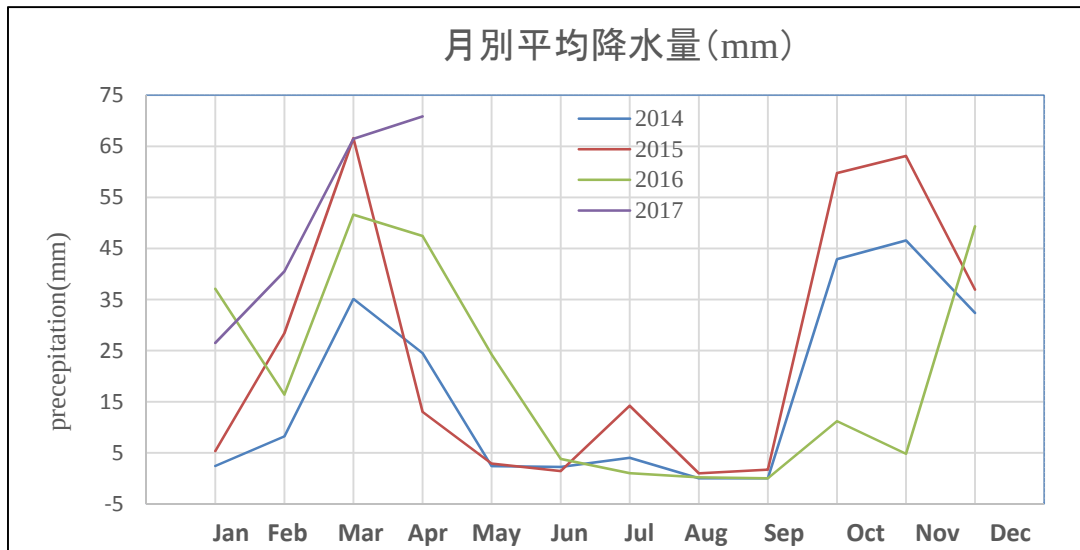
出典：調査団により作成

図 6-9 2014 年～2017 年の Qazvin 気象台における月別平均気温



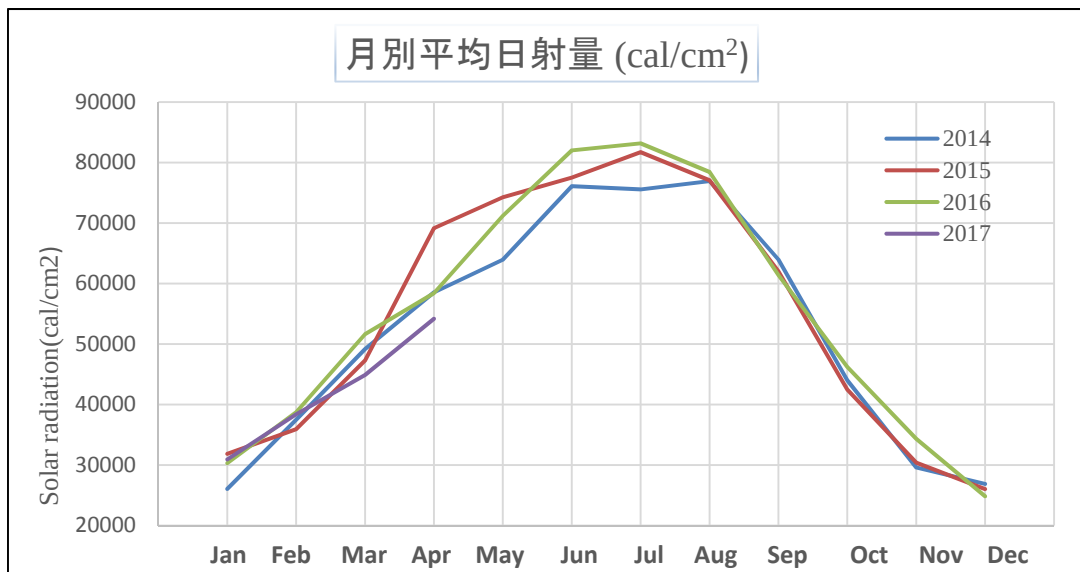
出典：調査団により作成

図 6-10 2014 年～2017 年の Qazvin 気象台における月別平均湿度



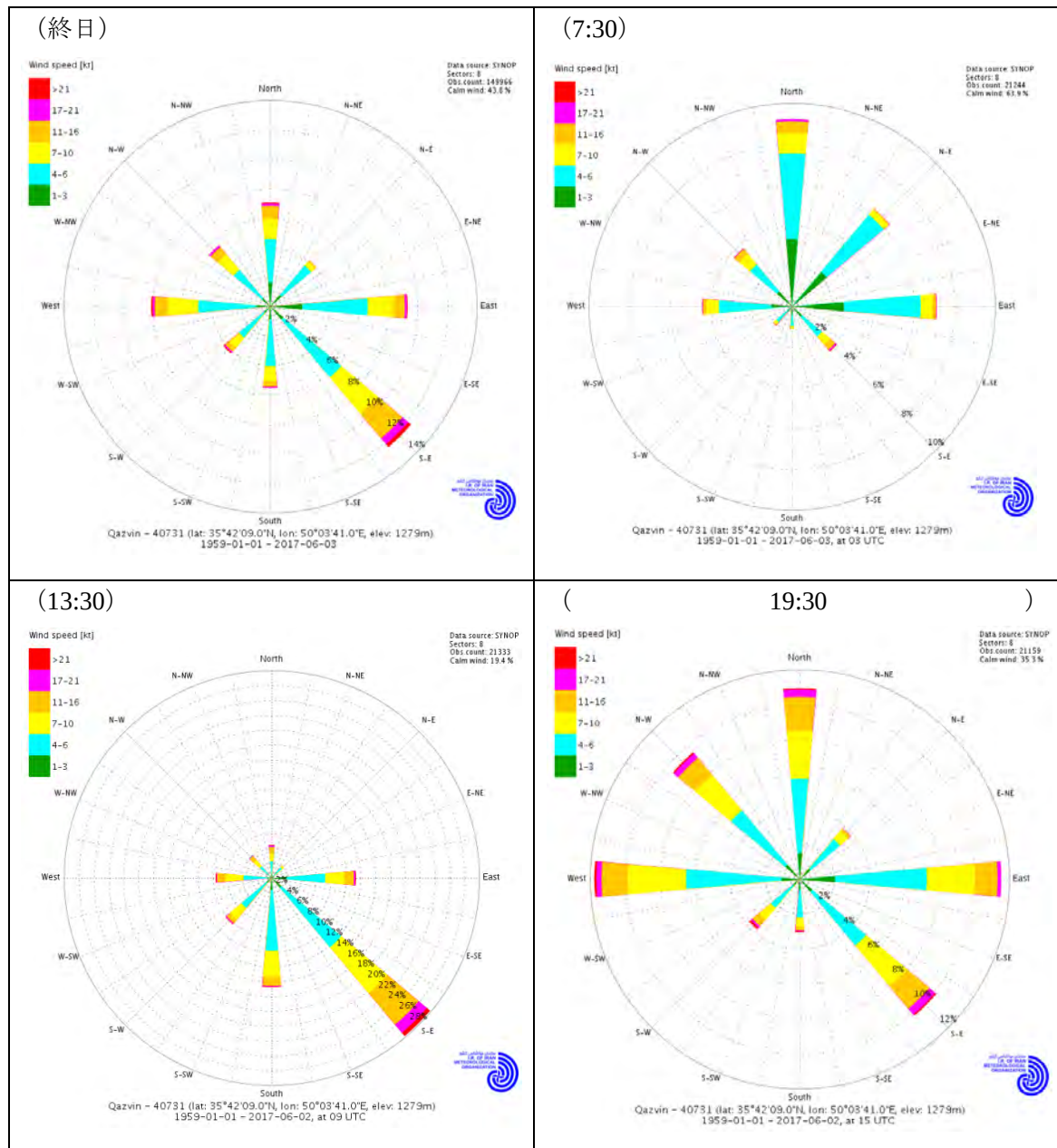
出典：調査団により作成

図 6-11 2014 年～2017 年の Qazvin 気象台における月別平均降水量



出典：調査団により作成

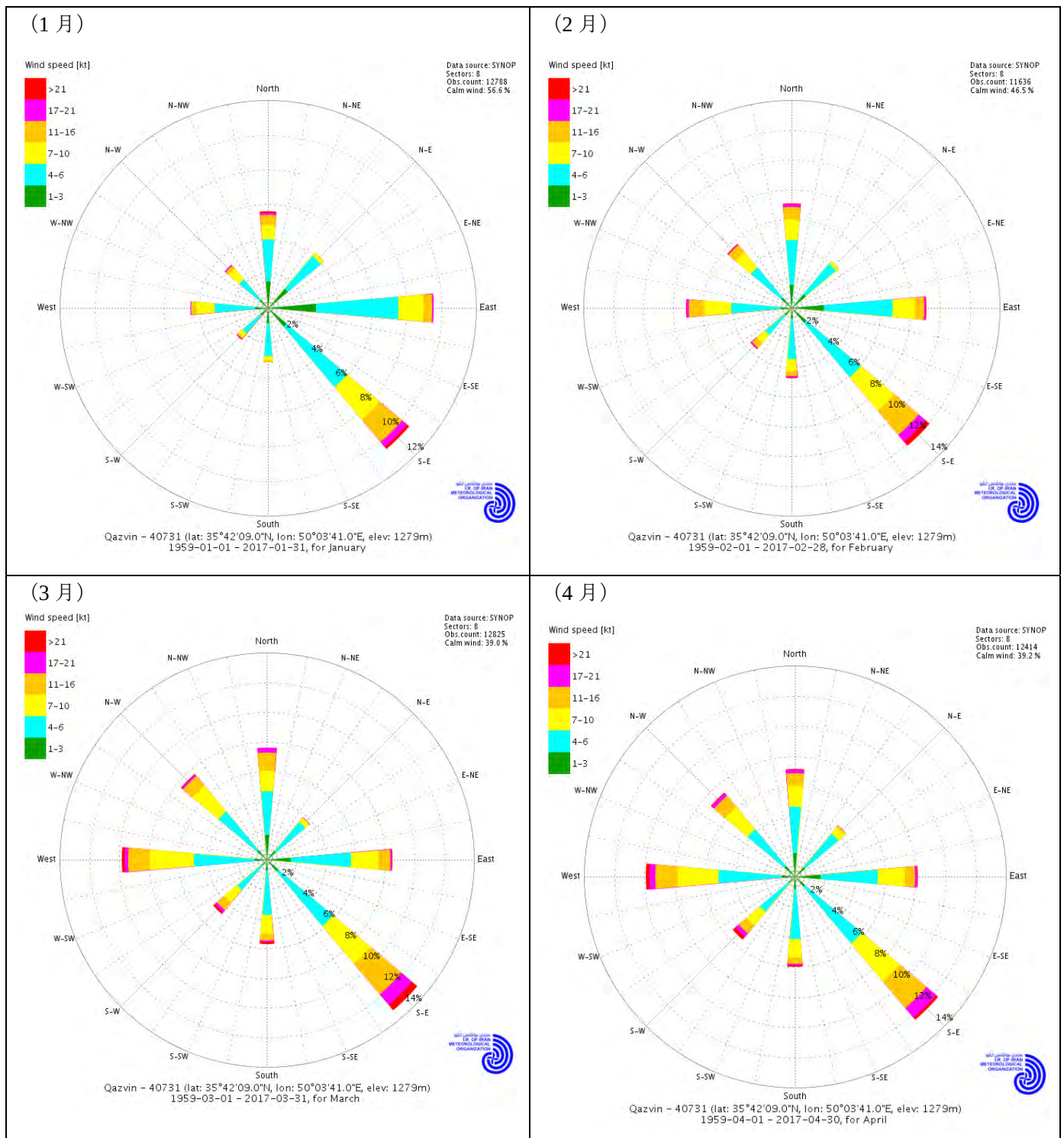
図 6-12 2014 年～2017 年の Qazvin 気象台における月別平均日射量



注：図中の風速の単位はノット (kt)であり、1kt は約 0.51m/s である。

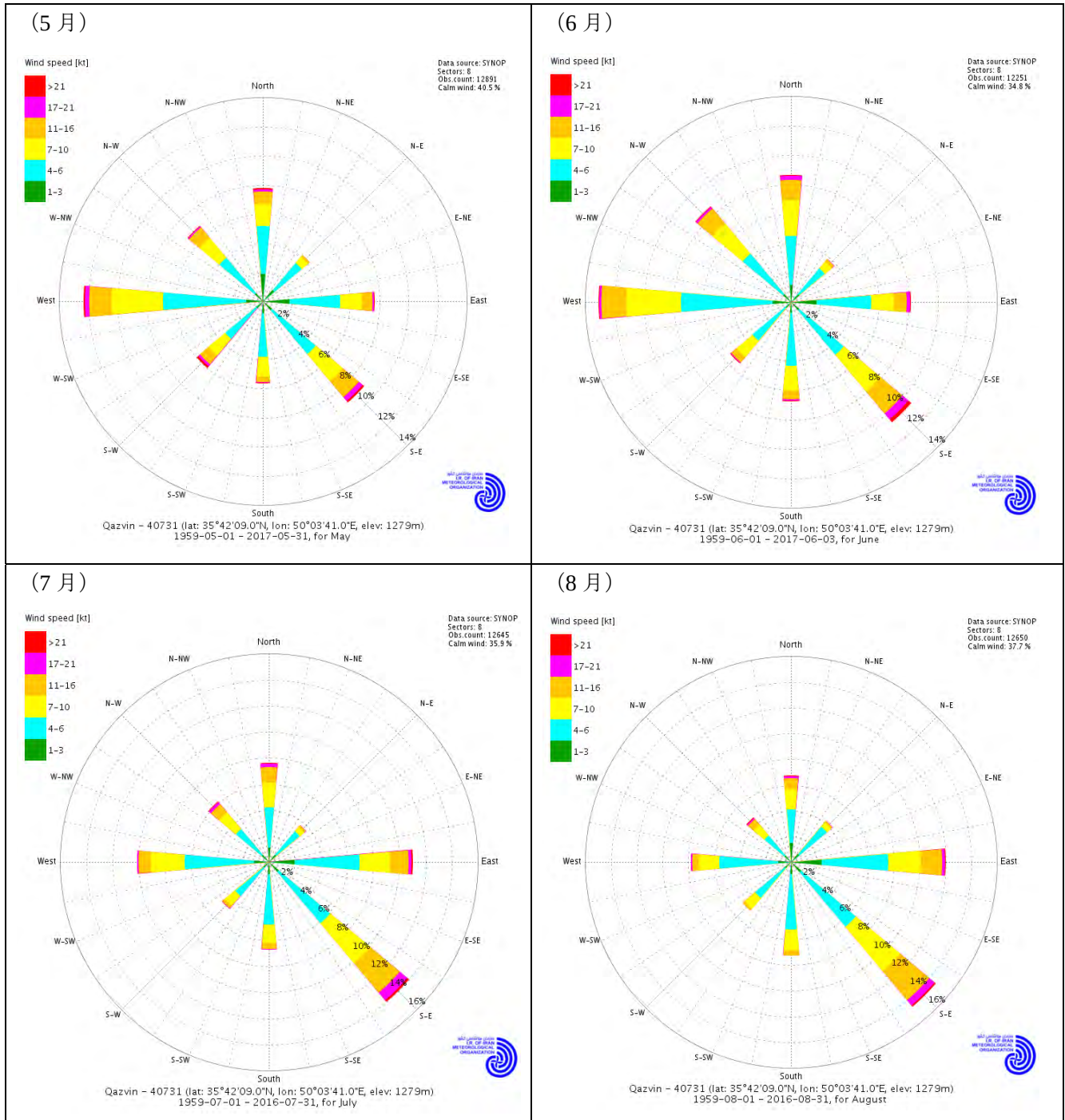
出典：調査団により作成

図 6-13 1959 年～2017 年の Qazvin 気象台における平均風向風速(年間)



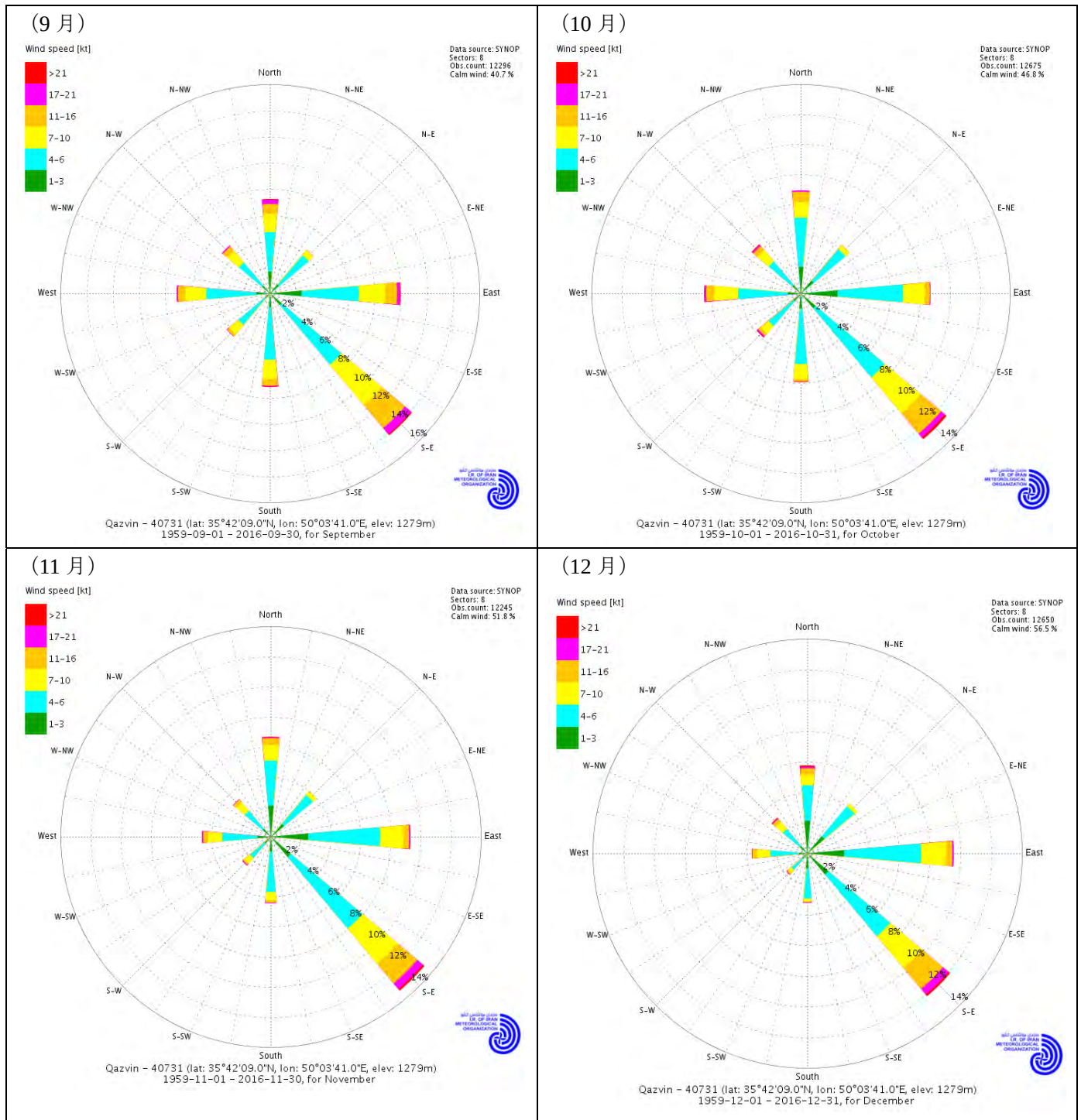
出典：調査団により作成

図 6-14 1959 年～2017 年の Qazvin 気象台における平均風向風速(1 月～4 月)



出典：調査団により作成

図 6-15 1959 年～2017 年の Qazvin 気象台における平均風向風速(5 月～8 月)



出典：調査団により作成

図 6-16 1959 年～2017 年の Qazvin 気象台における平均風向風速(9 月～12 月)

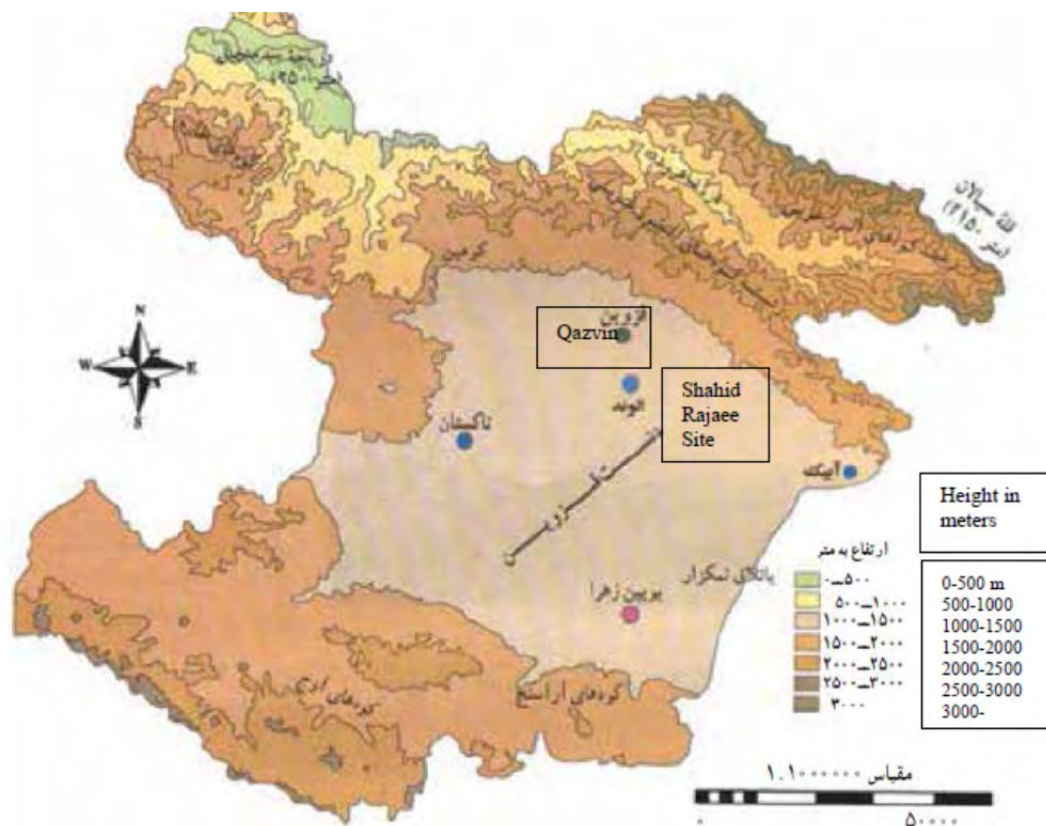
(2) 地形・地質

a) 地形

プロジェクトサイト周辺（半径約 15 km 範囲内）の地形と標高を、下図に示す。プロジェクトサイト近傍の Qazvin 地域の標高は 1,000～1,500m の範囲にあり、第 3 章の測量結果によれば、サイトの標高は 1,280～1,300m である。

地形は大部分が平坦地で傾斜は 7%未満であり、部分的に丘陵地や窪地等がみられる。平地（80%）と丘陵地（20%）で構成される。(図 6-17、図 6-18)

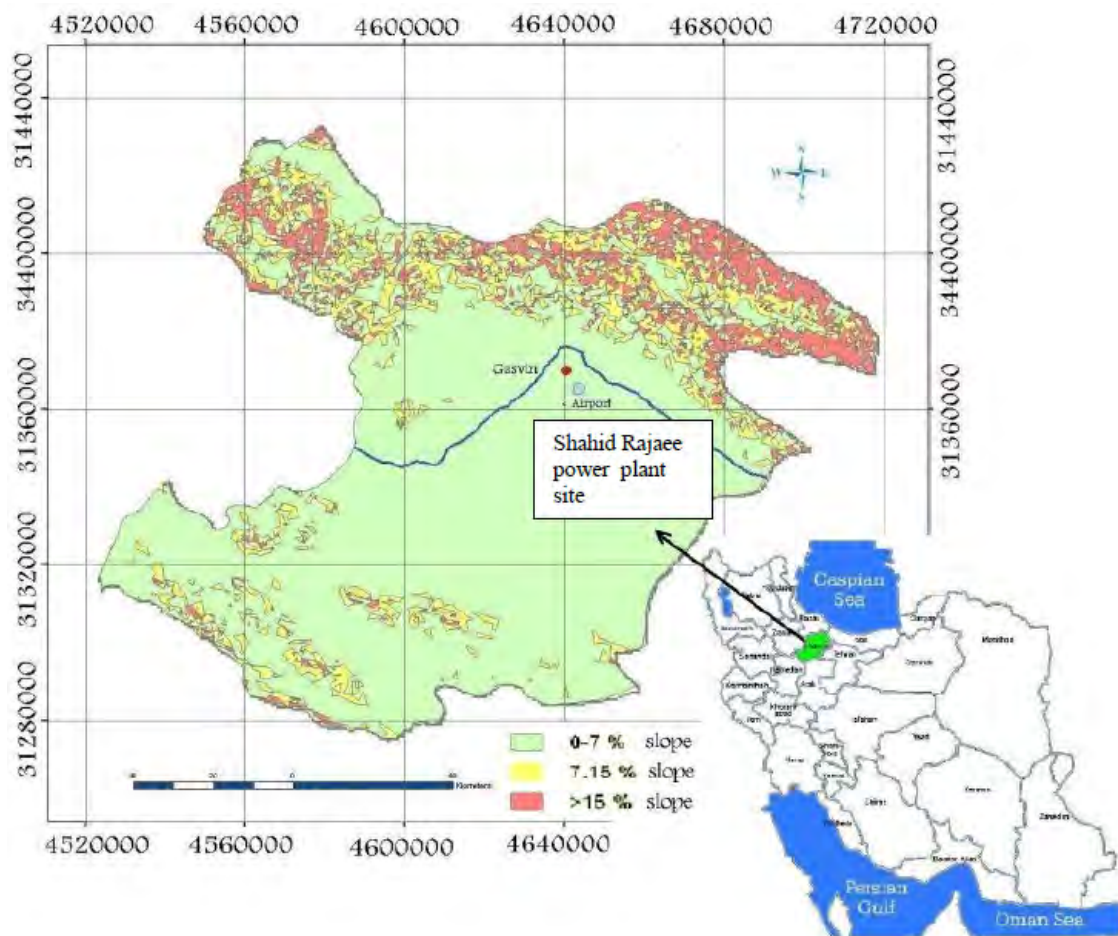
本プロジェクトサイト周辺は、カスピ海と中部イラン平原に囲まれた、アルプス - ヒマラヤ山岳地帯の一部である中央 Alborz サブゾーンに位置している。Alborz 山脈の東端はパミール山脈につながり、サイトから北側へ約 3km 以上離れると、標高は 2,000m 以上となる。



No.	Layer Height-m	Area(km2)	Area(ha)	%
1	0-500	270	27000	1.73
2	500-1000	540	54000	3.46
3	1000-1500*	4500	450000	28.9
4	1500-2000	6000	600000	38.54
5	2000-2500	3960	395000	25.43
6	2500-3000	168	16800	1.07
7	3000	130	13000	0.835
Total		15568	1556800	

出典： National Cartographic Center Iran のデータ

図 6-17 Qazvin 州の地形



出典： ENVIRONMENTAL SCIENCES Vol.8, No.3, Spring 2011

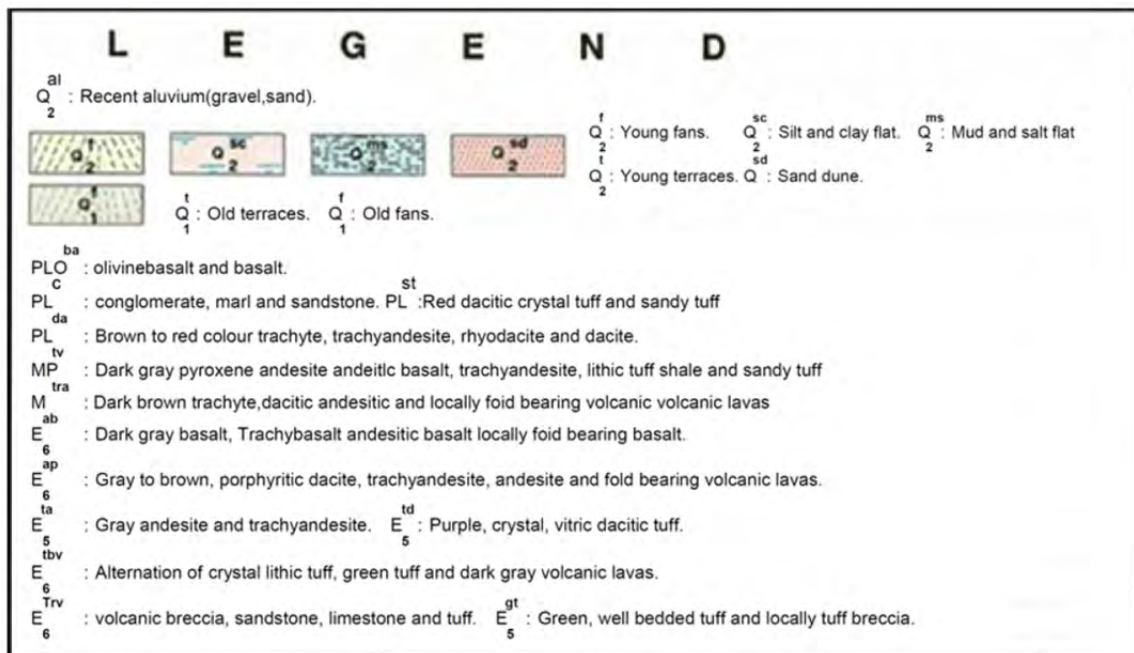
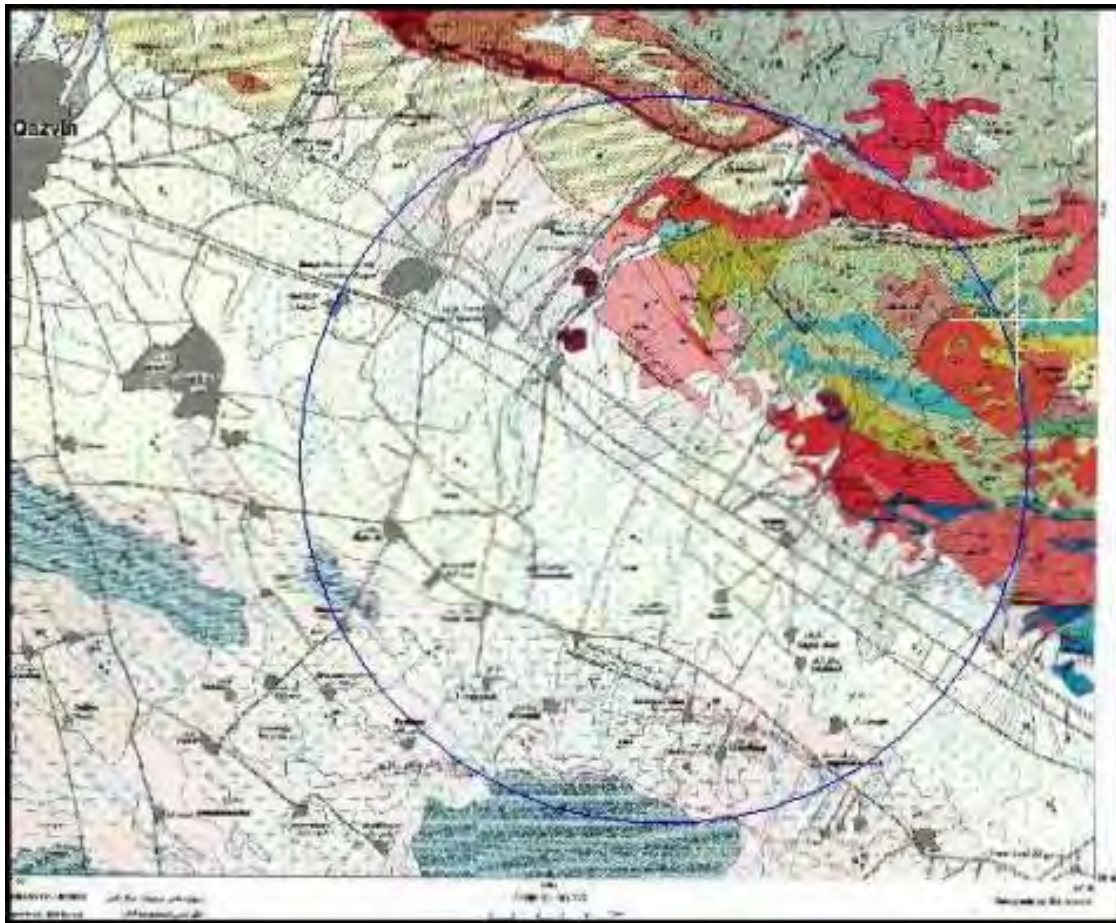
図 6-18 Qazvin 州の傾斜地形

b) 地質

発電所サイト周辺の大部分は、第四紀の新しい段丘からなる耕作地域である。この地域の南部から南西部は、シルトと粘土から構成される平原で、南端は泥土と塩原で構成されている（図 6-19）。

この地域の北から北東は、粗面岩、斑岩、安山岩、玄武岩、緑色凝灰岩、ダークグレーの溶岩のような、古第三紀から新生代の火山岩に覆われた断層帯である。

発電所サイトのボーリングの地質調査結果よれば、地中深くまで砂～礫質土であり、沈下を起こすようなシルト～粘性土が出現しない。詳細は第 3.2 章に記載した。

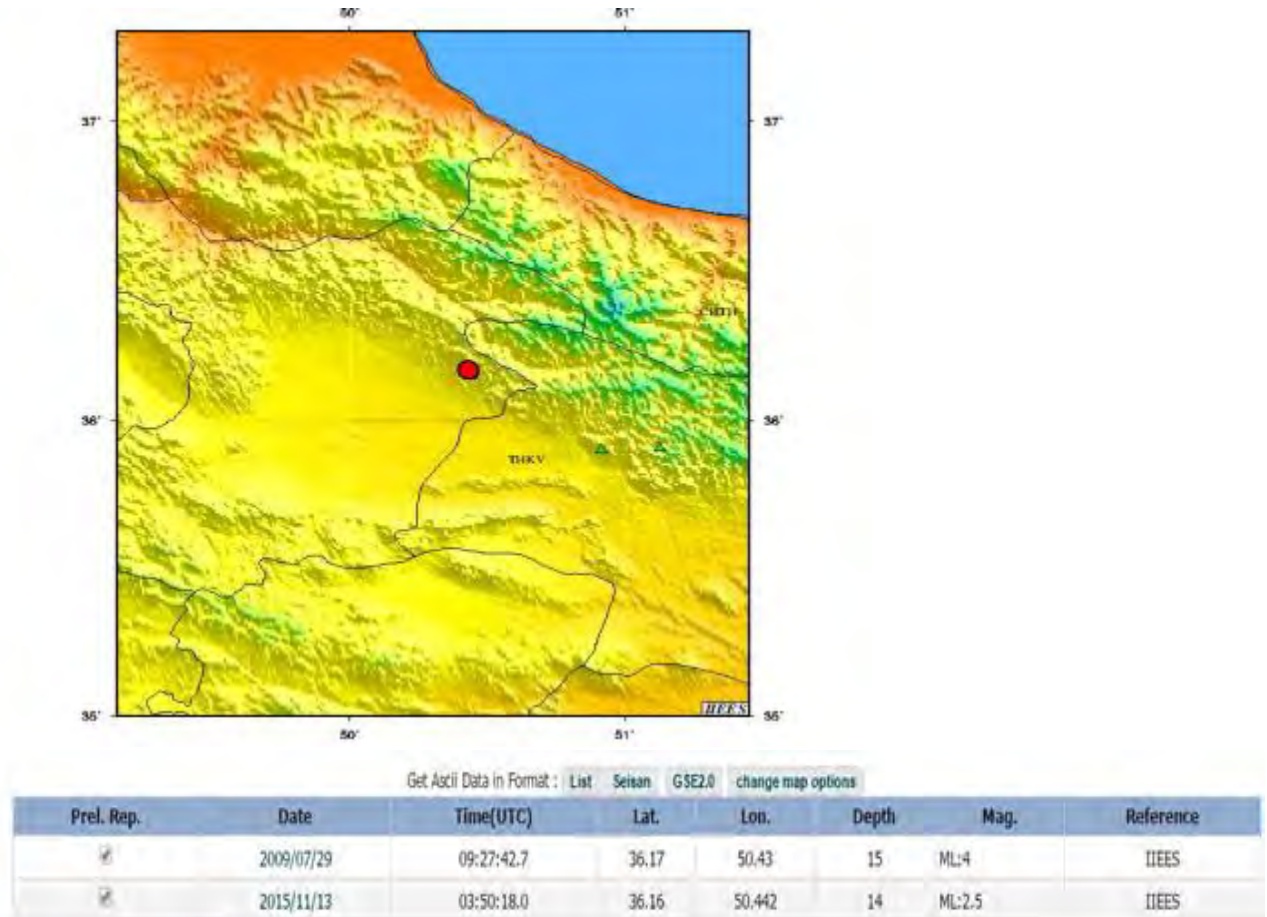


出典： National Cartographic Center Iran のデータ

図 6-19 発電所周辺の地質図

(3) 地震活動

過去 20 年間の国際地震工学研究所 (IIEES) のデータによれば、発電所の半径 15 km 以内では、過去 20 年間に 2 回の地震が記録されているのみであり、その地震規模も小さい (図 6-20)。



出典：国際地震工学研究所 (IIEES) データ

図 6-20 発電所周辺 (半径 15 km 以内) の地震計測記録(1996-2017)

(4) 水象

a. 河川

発電所の周辺 (半径 15km 圏内) には大規模な恒久的な河川はなく、ほとんどが季節的河川である。Behjatabad 川が唯一の恒久河川であり、Abyek の公共水と灌漑に使用されている。

この川は北方の山脈を源泉とし、南の耕作地に向かって流れる。

3.2.6 章に記載したように、Behjat Abad 川の長さは 3.5km、流域面積が 120km² である。発電所から最も近傍の測水所が Behjat Abad にあり、設置が 1979 年で計測期間は 36 年間である。年平均流量は 0.22 m³/s で、最大流量は 4 月と 5 月である。

また、耕作地の灌漑用に、幅 8.0m、高さ 2.5m の運河がテヘラン・Qazvin 高速道路に平行して建設されている (図 6-21)。



出典：Google Earth を利用し調査団により作成

図 6-21 シャヒード・ラジャーイー発電所半径 15 km 以内の水路

b. 地下水

3.2.6 章に記載したように、発電所で使用する地下水の取水井戸は、発電所内に 1 か所、近接に 6 か所ある。NO.4 は現在使用していない（図 6-22）。

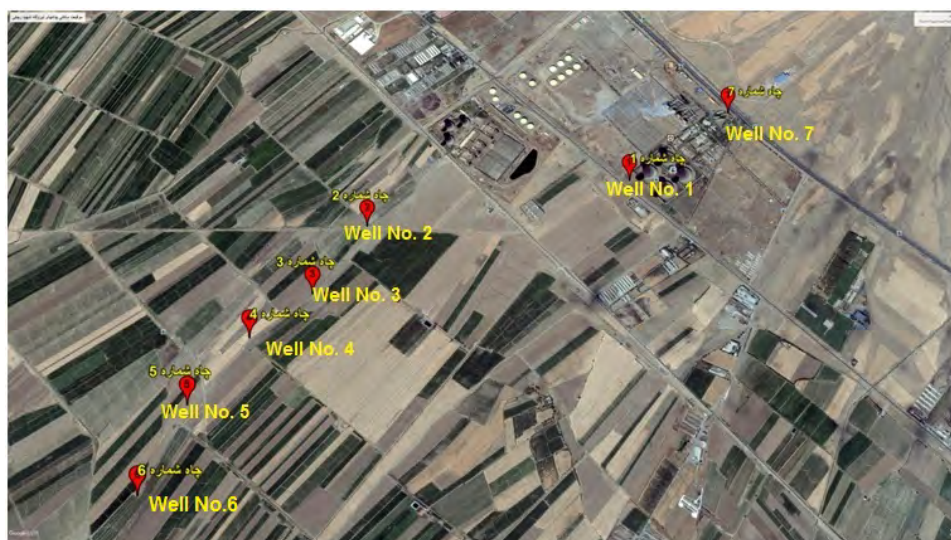
これらの井戸の平均取水量、井戸の深さ、水位レベル、許認可の取水量を表 6-20 に示した。

井戸の深さは約 150m から 200m で実際の地下水の表層の水位レベルは 55～70m であり、十分地下水量がある。また汲み上げ量は 1.5L/s から 19.3L/s であり、実際の井戸ごとの取水量は、許認可の取水量 106～234L/s に比べて極めて少なくなっている（表 6-20）。

特に発電所で使用している井戸の地下水位が低下している現象はみられていない。

しかしながら、発電所周辺の Qazvin 帯水層では、地下水位は 1965 年から 2016 年の間に 36m 低下しており、年平均で -0.68m 低下していると推定されている（図 6-23）。

発電所が取水する井戸の地下水のレベルを、今後ともモニタリングする必要がある。



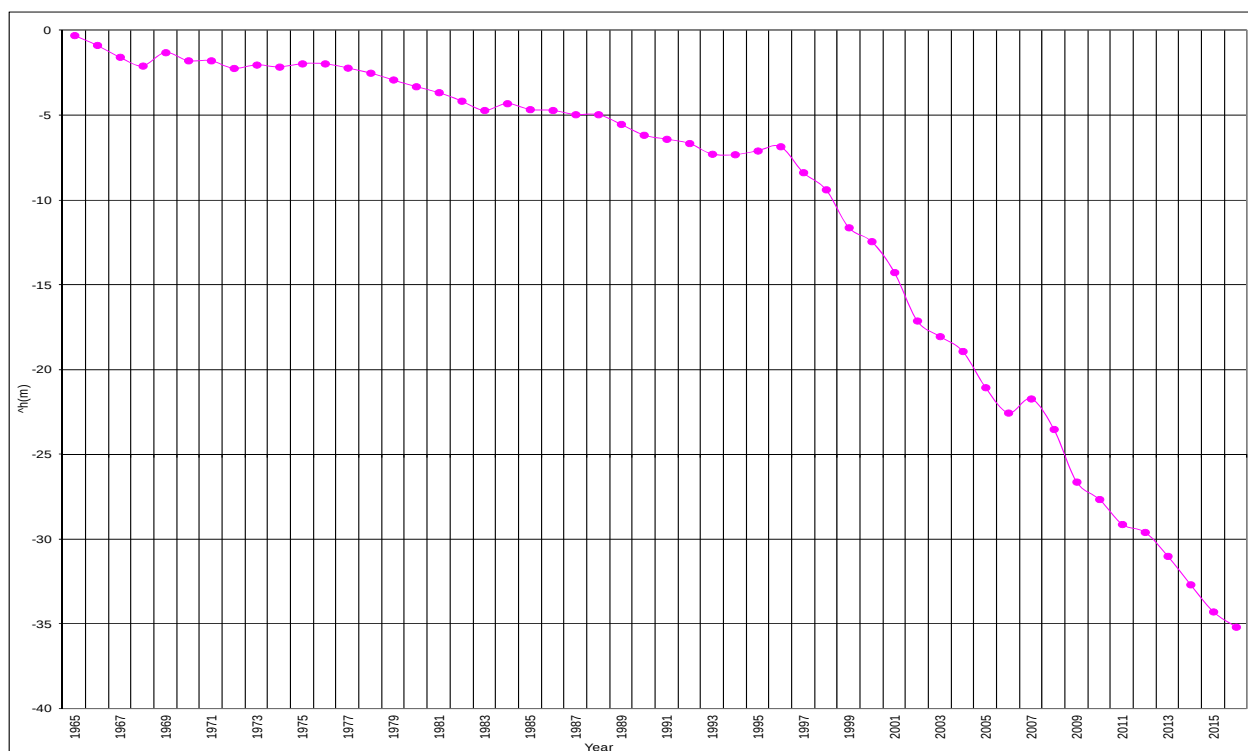
出典：Google Earth を利用し調査団により作成

図 6-22 発電所で使用する地下水の取水井戸

表 6-20 既設発電所で地下水を取水している井戸の概要

No	Aquifer Thickness (m)	Average exploitation within the past two years (L/s)	Depth to groundwater table (m)	Depth to pump facilities	Well Depth (m)	Maximum allowable exploitation according to the license (L/s)	Well location
1	144	13.9	55	132	199	126	Inside of the power plant site
2	101	1.5	55	108	156	234	outside of the power plant site
3	95	3.5	55	108	150	234	outside of the power plant site
4	95	-	55	108	150	234	outside of the power plant site
5	97	13.9	55	108	152	234	outside of the power plant site
6	98	9.0	52	102	150	234	outside of the power plant site
7	128	15.3	72	150	200	108	Inside of the power plant site

出典：調査団より作成



出典：Qazvin 水資源局のデータより作成

図 6-23 Qazvin 滞水層の水位レベルの経年変化

(5) 地盤沈下

Qazvin 州は現在、44 万ヘクタールの農地を有し、このうちアーモンドとピスタチオを栽培する 3,500ha 農園があったが、現在 2,000ha に縮小している。

降水量の減少と、急速な開発とによって、州の住民は地下水の過剰汲み上げに迫られ、結果として地盤沈下を加速させた。

水問題を緩和するために Shahrud 川を利用すること、および違法な水の井戸を閉鎖し、合法的な井戸は数を減らす対策がとられ、2017 年には、1,600 以上の違法井戸が封鎖された。

Qazvin 州の南部では、地盤沈下が発生しているが、シャヒード・ラジャーイー発電所周辺ではこの現象は見られていない。

(6) 大気質

既存の発電所を除き、地域に大気汚染や騒音の発生源はなく、プロジェクトサイトは比較的清潔で静かであるとみなすことができる。

発電所周辺では、DOE 等の環境当局による大気質の常時観測は実施されていない。このため、発電所周辺の大気質について、図 6-24 に示す村落 5 地点で 2018 年 3 月 11 日に現地調査を行った。

測定時は、既設発電所のうち、汽力発電プラント 4 台、ガスコンバインドサイクルプラント 3 台が運転中であり、既設の排ガスの影響を含む結果となっている。

大気質の測定結果は表 6-21 に示すとおりであり、その概要は以下のとおりである。

二酸化硫黄 (SO₂)

二酸化硫黄 (SO₂) の濃度は、1 時間値は 30.0～114.9μg/m³、24 時間値は 50.1～91.2μg/m³ であり、すべての地点でイラン国の基準(1 時間値：196μg/m³、24 時間値:395μg/m³) に適合している。

また、より厳しい IFC の EHS ガイドライン値 (24 時間値:125μg/m³)、EU 及び日本の基準 (24 時間値:114-125μg/m³) を十分下回っている。

この結果から、サイト周辺の二酸化硫黄の汚染状況は、全体的には清浄な地域と判断される。

二酸化窒素 (NO₂)

二酸化窒素 (NO₂) の濃度は、1 時間値は 3.7～33.1μg/m³、24 時間値は 17.4～27.7μg/m³ であり、すべての地点でイラン国の基準(1 時間値：395μg/m³) に適合している。

また、IFC の EHS ガイドライン値 (1 時間値:125μg/m³)、日本の基準(24 時間値:113μg/m³) を十分下回っている。

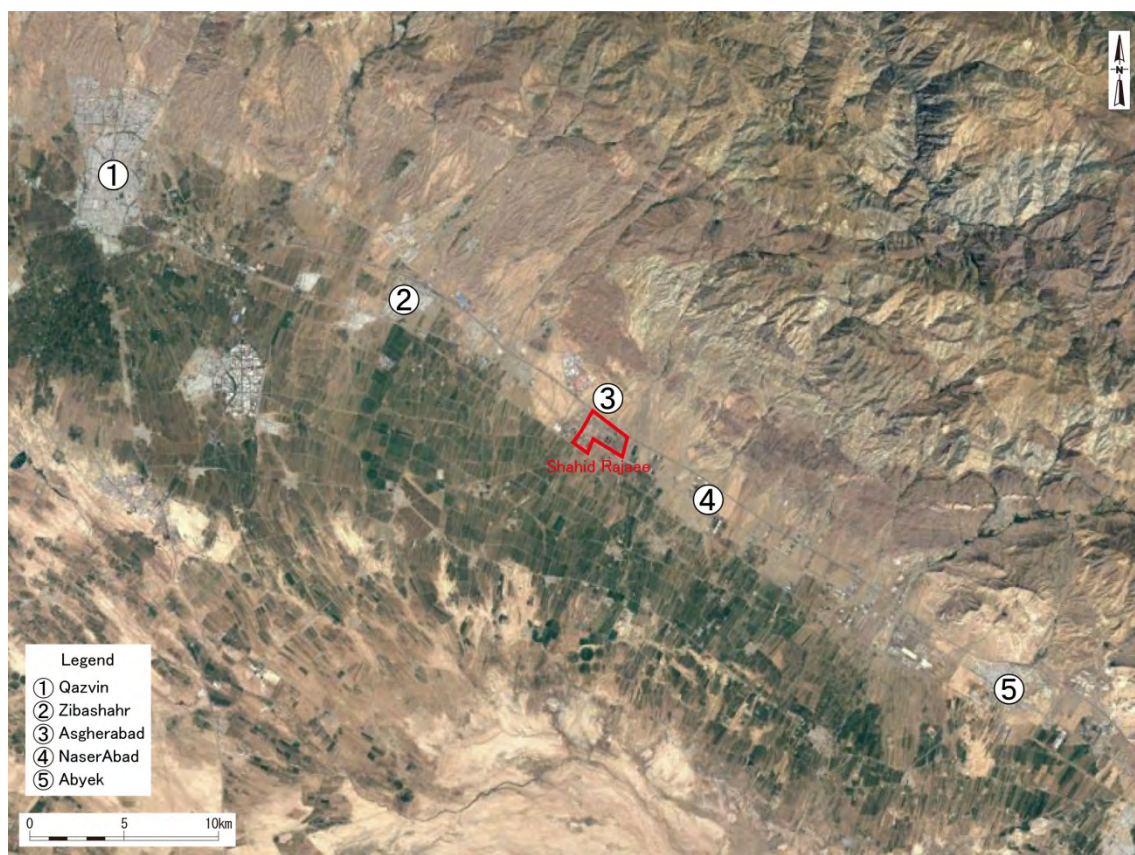
この結果から、サイト周辺の二酸化窒素の汚染状況は、全体的には清浄な地域と判断される。

粒子状物質 (PM₁₀)

中央粒径が 10μ 以下の粒子状物質 (PM₁₀) の濃度は、1 時間値は 49.0～74.0μg/m³、24 時間値は 57.8～63.1μg/m³ である。すべての地点でイラン国の基準(24 時間値：150μg/m³) に適合している。

また、より厳しい IFC の EHS ガイドライン値 (24 時間値:150μg/m³)、日本の基準(1 時間値：200μg/m³、24 時間値: 100μg/m³) を十分下回っている。

この結果から、サイト周辺の浮遊粒子状物質の汚染状況は、全体的には清浄な地域と判断される。



出典：Google Earth を利用し調査団により作成

図 6-24 プロジェクトサイト周辺の大気質の測定地点

表 6-21 プロジェクトサイト周辺での大気質の測定結果（単位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）

項目	地点	1 時間値		24 時間 値	「イ」国の 基準	IFC EHS ガイド ライン※ Interim target 1	EU の基準 (日本の基準) ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)
		最小	最大	各 地 点 の 測 定 値平均			
二酸化硫黄 (SO_2)	Abyek	34.3	62.9	50.4	196 (1hour) 395 (24hr)	- (1 hour) 125※ (24hour)	350 (286)(1hr) 125 (114)(24hr)
	Naserabad	40.0	68.9	54.1			
	Asghrabad	48.6	114.9	91.2			
	Zybashahar	38.6	97.1	67.3			
	Qazvin	30.0	82.9	50.1			
二酸化窒素 (NO_2)	Abyek	16.4	19.5	17.4	200 (1hr) 100 (Annual)	200 (1hour) - (24hr) 40(Annual)	200 (-) (1hr) - (113) (24hr) 40(Annual)
	Naserabad	16.4	25.5	19.1			
	Asghrabad	3.7	33.1	27.7			
	Zybashahar	16.4	30.8	22.5			
	Qazvin	16.4	30.8	21.0			
粒子状物質 (PM_{10})	Abyek	56.5	69	63.1	- (1hr) 150 (24hr) - (Annual)	- (1hr) 150※ (24hr) 70※(Annual)	(200) (1hr) 50 (100) (24hr) 40(Annual)
	Naserabad	54.4	69	61.5			
	Asghrabad	54.0	68.1	58.6			
	Zybashahar	50.5	70.2	57.8			
	Qazvin	49.0	74	60.8			

出典：各国際機関及び主な国の大気質の環境基準は以下のものを引用

WHO：Air Quality Guidelines for Particulate Matter, Ozone, Nitrogen dioxide and Sulfur Dioxide, Global update, 2005

EU：Directive 1999/30/EC

日本：Notification No.25/1973 of the Environment Agency, Notification No.38/1978 of the Environment Agency

(7) 水質

既存の発電所の周辺には河川はなく、発電所から排出された排水は、原則として敷地内に散水するために再利用されるか、冬季は近くの灌漑水路に排出される。

(4) b.に示す 6 つの井戸水の過去 3 年間（2014～2016 年）の水質測定結果を、表 6-22 に示した。

表 6-22 既設発電所の取水井戸の水質調査結果 (2014-2016 年)

Items	Unit	Min.	Max.	Average
Hydrogen-ion concentration (pH)	-	7.4	8	7.7
water temperature	oC	17	27	22
Chemical oxygen demand (COD)	mg/l	Nil	Nil	Nil
Bicarbonate(HCO ₃)	mg/l	190	220	205
Nitrate(NO ₃)	mg/l		0.77	0.24
Sulfur(SO ₄)	mg/l	145	210	177.5
Total silica(SiO ₂)	mg/l	18	30	24
Total Dissolved Solid(TDS)	mg/l	558	918	738
Turbidity	NTU	≤1.0	≤1.0	≤1.0
Calcium(Ca)	mg/l	90	120	105
Chlorine(CL)	mg/l	50	-	-
Conductivity	μS/cm	765	1258	1011.5
Total Iron (T-Fe)	mg/l	0.0	0.018	0.0
Potassium(K)	mg/l	1	2	1.5
Sodium (Na)	mg/l	115	200	157.5
Total hardness	mg- caco ₃ /l	169	185	177

出典：調査団により作成

調査団でも、発電所で使用している地下水の井戸のうち 5 地点で、水質調査を実施しており、その結果は表 6-23 に示すとおりである。

表 6-23 水質調査結果

項目	N0.1	N0.2	N0.5	N0.6	N0.7
pH	7.6	7.9	7.8	7.7	7.5
TSS	ND	ND	ND	ND	ND
BOD(mg/l)	ND	ND	ND	ND	ND
COD(mg/l)	ND	ND	ND	ND	ND
PO ₄ -P(mg/l)	0.06	0.13	0.03	0.23	0.21
NO ₃ -N (mg/l)	15	36	19	15	12
NO ₂ -N (mg/l)	ND	ND	ND	ND	ND
Oil and Grees (mg/l)	ND	ND	ND	ND	ND

出典：調査団により作成

(8) 騒音

発電所周辺では、DOE 等の環境当局による騒音レベルの常時観測は実施されていない。

このため、発電所周辺の騒音レベルについて、図 6-25 に示す 3 地点で 2018 年 3 月 11 日に、1 時間間隔で 24 時間の現地調査を行った。測定時には、発電所は運転中である。

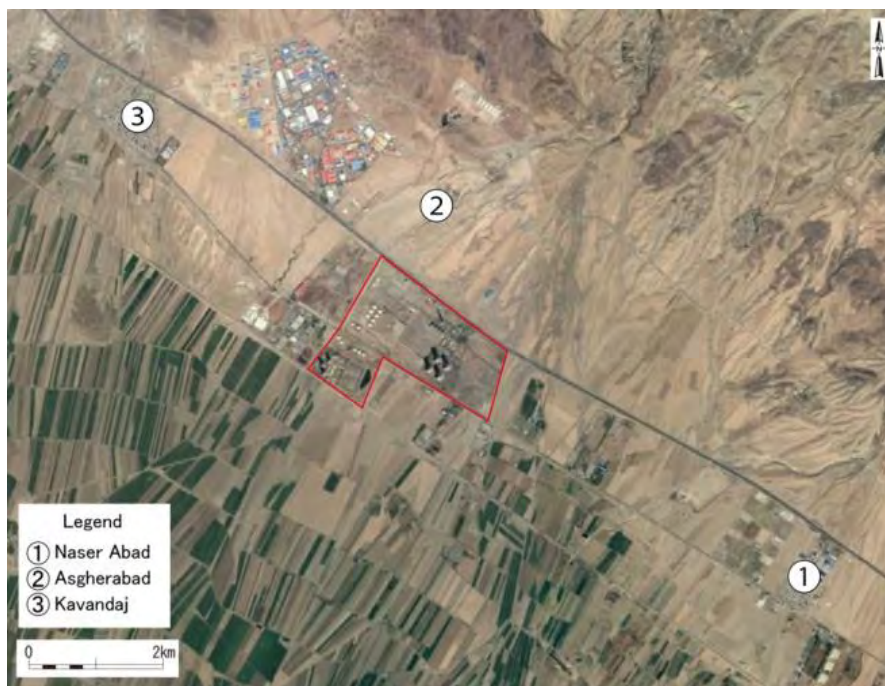
騒音レベルの測定結果は表 6-24 に示すとおりであり、その概要は以下のとおりである。

- Naserabad の騒音レベル (Leq) は、昼間は 49～61dBA、夜間は 36～56dBA である。
- Asghrabad の騒音レベル (Leq) は、昼間は 31～46dBA、夜間は 31～46dBA である。
- KawandaJ の騒音レベル (Leq) は、昼間は 37～49dBA、夜間は 31～39dBA である。

これらの騒音レベルのうち、Naserabad を除く地点は、イラン国の環境基準及び IFC EHS ガイドラインの昼間の基準に適合している。

また、KawandaJ を除く地点は、イラン国の環境基準及び IFC EHS ガイドラインの夜間の基準に適合していない。

これらの基準を超過する原因は、大型車両の通行によるものである。



出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-25 プロジェクトサイト周辺の騒音の測定地点

表 6-24 プロジェクトサイト近隣での騒音 (Leq) の測定結果

Point	time	Noise level(dBA)			Standards of Iran (dBA) • Residential area:	IFC/WB EHS guidelines(dBA) • Residential area:
		Min	Max	Ave		
Naserabad	Day	49	61	55	55(Day) 45(Night)	55(Day) 45(Night)
	Night	36	56	46		
Asghrabad	Day	31	46	41		
	Night	31	46	36		
KawandaJ	Day	37	49	44		
	Night	31	39	36		

出典：調査団により作成

(9) 自然公園と保護地区

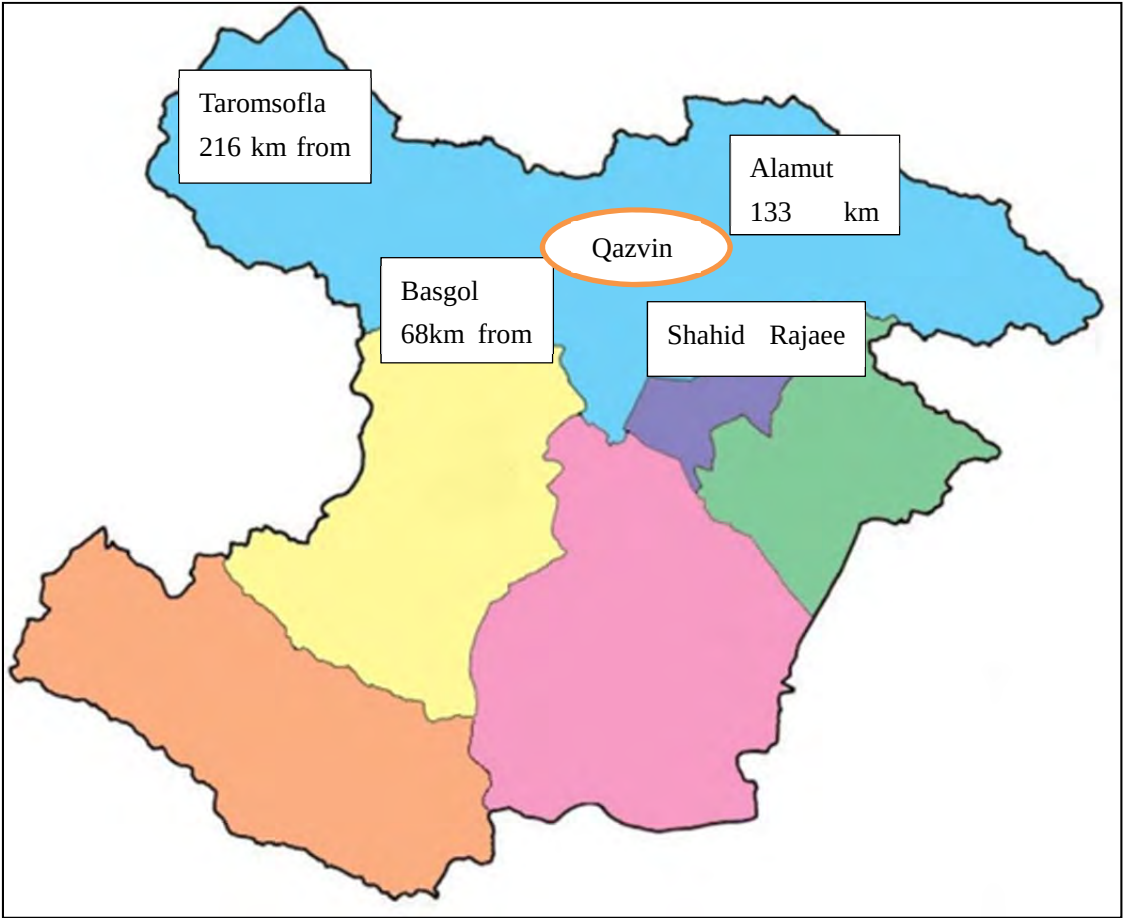
Qazvin 州には国立公園はないものの、下図のように Bashgol、Alamut、Taromsofla という 3 つの保護地域がある。シャヒード・ラジャーイー発電所から最も近いものは Bashgol 保護区域である。

Bashgol 保護区域の面積は約 25,334ha、Shahid Rajaee サイトからの距離は約 68 km である。

Bashgol 保護区は、泉がわき出る地域で湿地や森林があり、植物相も豊富で、哺乳類ではガゼル、ムフロンの大型の草食哺乳類の他、鳥類ではワシやハゲワシ類のほか様々な種類が生息しており、湿地や森林と絶滅危惧種を含め動植物の保護のため、環境保護促進法 (1982 年) に基づき保護区に指定されており、DOE によって 1997 年以来保護されている。

Alamut は、Elburz 山脈の西端、Qazvin の乾燥した荒野に約 118,000 ヘクタールを有しており、Shahid Rajaee サイトからの距離は約 133km である。

Taromsofla は約 47,000 ヘクタールで、Qazvin の北西に位置し、Shahid Rajaee サイトからの距離は約 216 km である。Alamut と Taromsofla は貴重な動植物種のために DOE によって 2017 年以来保護されている。



出典：調査団により作成

図 6-26 Qazvin 州の保護地区と、Shahid Rajaee サイトからの距離

(10) 陸上生態系及び貴重種

a. 陸上植物

送電線やガスパイプラインを含むシャヒード・ラジャーイー発電所周辺の地域は、農耕地や牧草地であり、樹林地はみられない。

既存文献及び DOE の専門家からの聞き取りによれば、Qazvin 州では、表 6-25 に示すとおり植物については 32 種が確認されている。

これらの種は国際自然保護連盟（IUCN）の絶滅危惧種とはなっていない。なお、イラン国では、独自のレッドリストは作成していない。

過去の調査記録はないが、発電所に生育する植物は、緑化樹木を除き草本類がほとんどで、周辺の農耕地に普通にみられるものであり、絶滅危惧種とはなっていない。

表 6-25 Qazvin 州の植物種

No	英名	学名	和名	区分	IUCN
1	Greea juniper	Juniperus excelsa	ネズミサシ属	高木類	-

No	英名	学名	和名	区分	IUCN
2	Almond	<i>Amygdalus lycioides</i>	アーモンド類	高木類	-
3	Barberry	<i>Berberis</i>	メギ属	灌木類	-
4	Honey suckle	<i>Lonicera</i> spp.	スイカズラ属	灌木類	-
5	Pistacia tree	<i>Pistacia vera</i>	ピスタチオ	高木類	-
6	Walnut	<i>Juglans regia</i>	シナノグルミ	高木類	-
7	Oak tree	<i>Quercus</i> spp	コナラ属	高木類	-
8	Hawthorn	<i>Crataegus</i>	サンザシ属	灌木類	-
9	Christ's thorn	<i>Patiurus spina christi</i>	メギ属	灌木類	-
10	Wild almond	<i>Irvingia malayana</i>	タイアーモンド	高木類	-
11	Hawthorn	<i>Crataegus aronia</i>	サンザシ属	灌木類	-
12	<i>Pistacia atlantica</i>	<i>Pistacia atlantica</i>	ピスタチオ	高木類	-
13	Cannabis	<i>Cannabis</i>	アサ属	草本類	-
14	Mongolian milkvetch	<i>Astragalus</i> spp.	ゲンゲ属	草本類	-
15	Centaurea	<i>Centaurea</i> spp.	ヤグルマギク属	草本類	-
16	Esfand	<i>Peganum harmala</i>	ペガヌム・ハルマ ラ	草本類	-
17	<i>Rosa persica</i>	<i>Rosa persica</i>	ロサ・ペルシカ	草本類	-
18	Sophora	<i>Sphnolobium japonicum</i>	エンジュ	高木類	-
19	Liquorice	<i>glycyrrhiza glabra</i>	スペインカンゾウ	草本類	-
20	Camelthorn	<i>Alhagi camelarum</i>	アルハギ属	灌木類	-
21	Spear Thistle	<i>Cirsium vulgare</i>	アメリカオニアザ ミ	草本類	-
22	Chicory	<i>Cichorium intybus</i>	チコリー	草本類	-
23	<i>Fumaria officinalis</i>	<i>Fumaria officinalis</i>	カラクサケマン	草本類	-
24	Plum tree	<i>Artemisia abrotanum</i>	オキナヨモギ	草本類	-
25	Aster	<i>Aster</i>	シオン属	草本類	-
26	<i>Thymus kotschyanus</i>	<i>Thymus kotschyanus</i>	ブキジャコウソウ 属	灌木類	-
27	Borage	<i>Borage officinalis</i>	ルリジサ	草本類	-
28	Tamarisk	<i>Tamarix</i>	ギョリュウ属	高木類	-
29	Sweep Qazvini	<i>Qazvini nihilum deduces</i>	-	不明	-
30	Lawn	<i>Lawn</i>	シバ類	草本類	-
31	Alfalfa	<i>Medicago sativa</i>	ムラサキウマゴヤ シ	草本類、	-
32	<i>Prosopis farcta</i>	<i>Prosopis farcta</i>	プロソピス属	高木類	-

出典：調査団により作成

b. 陸上動物

＜.哺乳類＞

既存文献及び DOE の専門家による聞き取りによれば、Qazvin 州に生息する哺乳類は、表 6-26 に示すとおり 13 種が確認されている。

このうち、貴重種である IUCN の絶滅危惧種は、ヒグマ、ヒョウ、ムフロン、キクガシラコウモリの 4 種が確認されている。これらの種は、生息特性からみて山地、湿地や森林がある地域に生息するものであり、プロジェクトサイト周辺の平坦な農耕地や乾燥地は生息に適した場所ではない。DOE の専門家による聞き取りでも、これらの絶滅危惧種は森林又は保護区に生息するものであり、プロジェクトサイト周辺の乾燥地帯には生息しないとされている。

サイトでの過去の調査記録はないが、発電所からの聞き取りによれば、これらの大型の哺乳類やコウモリはみられておらず、小型の齧歯類が確認されているだけである。

以上のことから、プロジェクトサイト及び周辺では、絶滅危惧種となる哺乳類は生息しないと判断される。

表 6-26 Qazvin 州の哺乳類の生物種

No	英名	学名	和名	生息特性	IUCN
1	Brown Bear	Ursus arctos	ヒグマ	灌木の生えた岩場の山岳地帯	EN
2	Leopard	Panthera pardus	ヒョウ	イランでは山地に生息	VU
3	Eurasian Lynx	Lynx lynx	オオヤマネコ	森林地帯や草原等、生息環境は幅広い	-
4	Wild Cat	Felis silvestris	ヨーロッパヤマネコ	乾燥地から草地、森林等、幅広く生息	-
5	Jungle Cat	Felis chaus	ジャングルキャット	湿地や沼地等の水と高密度の植生がある環境を好む	-
6	Wolf	Canis lupus	タイリクオオカミ	ツンドラや森林、山地等、生息環境は幅広い	-
7	Caracal,	Caracal caracal	カラカル	森林や草地、岩場等、生息環境は幅広い	-
8	Otter Eueopean Otter	Lutra lutra	ユーラシアカワウソ	河川や沼地、沿岸地域等、幅広い水域環境に生息	-
9	Goitered Gazelle	Gazella subgutturosa	コウジョウセンガゼル	準乾燥地、乾燥地に幅広く生息	-
10	Mouflon	Ovis orientalis	ムフロン	山地、断崖などに生息	EN
11	Goat	Capra aegagrus	ヤギ	ほぼ全ての生息環境に	-

		hircus		対応	
12	Mediterranean Horseshoe Bat	Rhinolophus euryale	キクガシラコウモリ	低木地、森林に生息	VU
13	Geoffroys Bat	Myotis emarginatus	ジョフロワホオヒゲコウモリ	イランでは幅広く生息	-

注：Critically Endangered (CR)：(絶滅危惧 IA 類)

Endangered (EN)：(絶滅危惧 IB 類)

Vulnerable (VU)：(絶滅危惧 II 類)

Near Threatened (NT)：(準絶滅危惧)

出典：調査団により作成

<鳥類>

既存文献及び DOE の専門家による聞き取りによれば、Qazvin 州に生息する鳥類は、表 6-27 に示すとおり 24 種が確認されている。

このうち、貴重種である IUCN の絶滅危惧種は、エジプトハゲワシ、フサエリショウノガン、カタジロワシ、ワキスジハヤブサ、カラフトワシの 5 種が確認されている。これらの種は、生息特性からみて、山地、岩場や森林等の植生がある場所に生息地するものであり、プロジェクトサイト周辺の平坦な農耕地や乾燥地は生息に適した場所ではない。DOE の専門家による聞き取りでも、これらの絶滅危惧種は森林又は保護区に生息するものであり、プロジェクトサイト周辺の農耕地や乾燥地には生息しないとされている。

サイトでの過去の調査記録はないが、発電所からの聞き取りでも、ワシ、ハゲワシ類といった大型の鳥類は特に見られていない。

以上のことから、プロジェクトサイト周辺では、絶滅危惧種となる鳥類は生息しないと判断される。

表 6-27 Qazvin 州の鳥類の生物種

No	英名	学名	和名	生息特性	IUCN
1	Egyptian vulture	Neophron percnopterus	エジプトハゲワシ	崖や岩場、大木等に営巣	EN
2	Houbara Bustard	Chlamydotis undulata	フサエリショウノガン	イランの乾燥地、準乾燥地に生息、休息にはまとまった灌木を利用	VU
3	Lesser kestrel	Falco naumanni	ヒメチョウゲンボウ	草原や草地等で採餌	-
4	Imperial Eagle	Aquila heliaca	カタジロワシ	草原や水系森林に生息	VU
5	Barbary Falco	Falco pelegrinoides	アカエリハヤブサ	乾燥地に多い	-
6	Peregrine	Falco peregrinus	ハヤブサ	湿地や乾燥地、熱帯や	-

No	英名	学名	和名	生息特性	IUCN
				寒帯等、幅広く生息	
7	Bustard	Otididae	ノガン	主にアジア、アフリカの草地に生息	-
8	Caspian Snowcock	Tetraogallus caspius	カスピアンセツケイ	急斜面、渓谷や山地、草地等に生息	-
9	Saker Facon	Falco cherrug	ワキスジハヤブサ	山地や平地の岩棚に営巣。	EN-
10	Merlin	Falco columbarius	コチョウゲンボウ	平野部の農耕地や河川敷等に生息	-
11	Hobby	Falco subbuteo	チゴハヤブサ	森林地帯に生息	-
12		Circus	チュウヒ	湿地や干拓地、湖沼岸、河川の岸边等に生息	-
13	Buzzard	Buteo buteo	ノスリ	生息域は幅広いが、営巣には樹林地が必要。	-
14	Goshawk	Accipiter gentilis	オオタカ	森林に生息	-
15	Kestrel	Falco tinnunculus	チョウゲンボウ	森林等、幅広く生息	-
16	Lanner Falcon	Falco biarmicus	ラナーハハヤブサ	乾燥地から森林まで幅広く生息	-
17	Sparrow Hawk	Accipiter nisus	ハイタカ	主に森林に生息	-
18	Levant Sparrow Hawk	Accipiter brevipes	レバントハイタカ	主に水域の近い森林に生息	-
19	Greater Spotted Eagle	Clanga clanga	カラフトワシ	湿地近くの森林に生息	VU
20	Bearded vulture	Gypaetus barbatus	ヒゲワシ	通常 1,000m 以上の山地に生息	-
21	Griffon Vulture	Gyps fulvus	シロエリハゲワシ	山地や乾燥地に生息	-
22	cinereous vulture	Gegypius monachus	クロハゲワシ	乾燥した草原や高地に生息	-
23	Eurasian crane	Grus grus	クロヅル	湿地、河川、草原、河口、干潟に生息	-
24	Spoonbill	Platalea leucorodia	ヘラサギ	河川、湖、マングローブ湿地等に生息	-

注：Critically Endangered (CR)：(絶滅危惧 IA 類)

Endangered (EN)：(絶滅危惧 IB 類)

Vulnerable (VU)：(絶滅危惧 II 類)

Near Threatened (NT)：(準絶滅危惧)

出典：調査団により作成

＜爬虫類及び両生類＞

既存文献及び DOE の専門家による聞き取りによれば、Qazvin 州に生息する爬虫類及び両生類の種については確認されていない。イランでは、表 6-28 及び表 6-29 示すとおり、IUCN の絶滅危惧種である爬虫類 16 種、両生類 4 種が確認されている。

爬虫類については、生息特性からみて平坦な乾燥地に生息する可能性があるのは、ギリシャリクガメ、ヨツユビリクガメやトカゲ類の *Eremias pleskei* であるが、周辺は裸地や農地としての利用が進んでおり、これらの種の生息には適してはいない。

サイトでの過去の調査記録はないが、これらのカメやトカゲは、発電所からの聞き取りでも特に見られていない。

また、両生類については、プロジェクトサイト周辺では生息場となる河川が存在しない。

以上のことから、プロジェクトサイト及び周辺では、絶滅危惧種となる爬虫類及び両生類は生息しないと判断される。

表 6-28 イランの爬虫類の生物種

No	英名	学名	和名	生息特性	IUCN
1	loggerhead sea turtle	<i>Caretta caretta</i>	アカウミガメ	海洋に生息。沿岸域で産卵	VU
2	Green turtle	<i>Chelonia mydas</i>	アオウミガメ	水深の浅い沿岸域	EN
3	Hawksbill Turtle	<i>Eretmochelys imbricata</i>	タイマイ	主に海岸域に生息	CR
4	Olive Ridley Turtle	<i>Lepidochelys olivacea</i>	ヒメウミガメ	海洋に生息。沿岸域で産卵	VU
5	Leatherback Turtle	<i>Dermochelys coriacea schlegelii</i>	オサガメ	海洋に生息。沿岸域で産卵	VU
6	Mesopotamian Softshell Turtle	<i>Rafetus euphraticus</i>	メソポタミアハナスッポン	主に河川域に生息	EN
7	Spur-thighed Tortoise	<i>Testudo graeca Linnaeus</i>	ギリシャリクガメ	乾燥地や草原に生息	VU
8	Central Asian Tortoise	<i>Testudo horsfieldii</i>	ヨツユビリクガメ	主に草原、乾燥地に生息	VU
9	Marsh Crocodile	<i>Crocodylus palustris</i>	ヌマワニ	河川や湖、池等の淡水域に生息	VU
10	Latifi s Viper	<i>Montivipera latifi</i>	クサリヘビ属	草木のある山地に生息	EN
11	Meadow viper	<i>Vipera ursinii eriwanensis</i>	クサリヘビ属	山、草原に生息	VU
12	Mountain Viper	<i>Montivipera albicornuta</i>	クサリヘビ属	岩場に生息。草原や農	VU

				地には生息しない	
13	Wagner's Viper	Montivipera wagneri	クサリヘビ	山地の岩場、特に河川の近くに生息	CR
14	Pleskes Racerunner	Eremias pleskei	(トカゲ)-	イランでは準乾燥地から草原で見られる	CR
15	Egyptian Mastigure	Uromastyx aegyptia	エジプトトゲオアガマ	岩場等に生息。	VU
16	Persian Toad Agame	Phrynocephalus persicus	(トカゲ)-	標高 1,150m 以上の準乾燥地帯に生息	VU

注：Critically Endangered (CR)：(絶滅危惧 IA 類)

Endangered (EN)：(絶滅危惧 IB 類)

Vulnerable (VU)：(絶滅危惧 II 類)

Near Threatened (NT)：(準絶滅危惧)

出典：調査団により作成

表 6-29 イランの両生類の生物種

No	英名	学名	和名	生息特性	IUCN
1	Luristan newt	Neurergus kaiseri	カイザーツエイモリ	小川等の水域環境に生息	CR
2	Kurdistan spotted newt	Neurergus microspilotus	ストラウヒツエイモリ	小川に生息	CR
3	Gorgan salamander	Paradactylodon gorganensis	-	洞窟等内の水域に生息	CR
4	Lake Urmia Newt	Neurergus crocatus	ツエイモリ	山地性の小川で産卵	VU

注：Critically Endangered (CR)：(絶滅危惧 IA 類)

Endangered (EN)：(絶滅危惧 IB 類)

Vulnerable (VU)：(絶滅危惧 II 類)

Near Threatened (NT)：(準絶滅危惧)

出典：調査団により作成

6.6.2 社会環境

(1) 土地利用

プロジェクトサイトは、既存の発電所の敷地内にあり、土地造成がすでに完了しており、敷地内に住宅が存在しない地域にある。一番近い住宅地は北方約 1.5km の小さな Asghabad 村で、発電所の近くに住宅地は存在しない。

周辺の土地利用は、南側が主に農地であり、トウモロコシ、メロン、スイカ、野菜など

が栽培されている。発電所の近くに河川がないため、漁業は発電所周辺では実施されていない。以下の図は、プロジェクトサイト周辺の土地利用状況を示す。



出典：調査団により作成（撮影）

図 6-27 最も近い住居地域



出典：調査団により作成（撮影）

図 6-28 Shahid Rajaee 発電所南側の土地利用

(2) 水利用

Qazvin 地域の水不足は長年の課題であった。1969 年、政府は Taleghan 地域にダムを建設することを決定し、数年遅れたものの 2006 年以来、Taleghan ダムが操業を開始し、シャヒード・ラジャーイー発電所近くの Zyaran まで 9km の水路を通して Qazvin 地域を灌漑している。

今日、水路は Yonosabad, Asghabad, Naserabad Kavandaj、Hesarkhravan の住宅地域に必要な水を供給している。Nahab ダムと呼ばれる新しいダムが現在建設中であり、2018 年 3 月

頃操業を開始し、その地域の給水能力の改善が期待されるが、現時点ではまだ操業していない。

地下水の利用可能性については、Qazvin 州では灌漑用水及び家庭用水を供給するために、現在 700 個の井戸のみ稼動中である。

(3) 衛生

表 6-30 に、シャヒード・ラジャーイー発電所付近の各地区の医療センターを示す。およそ半分の地区が独自の医療センターを持っており、持っていない地区でも近くの医療センターに容易にアクセスできる。

Qazvin 州は、合計 14 の病院と 2,153 のベッドを有する。その内訳は 1,267 床を備えた 7 つの政府病院、441 床を有する 4 つの私立病院、及び 445 床を有する 3 つのその他の病院である。

表 6-30 シャヒード・ラジャーイー発電所付近の医療センター

No.	Name of District	Medical Centers
1	Anjilagh	-
2	Asghabad	-
3	Hajitapeh	○
4	Sharknab	○
5	Zagheh	○
6	Zarchebostan	-
7	Yonesabad	○
8	Behtajatabad	-
9	Kavandaj	-
10	Caspian Industrial City	-
11	Hesarkharvan	○
12	Falizan	-
13	Naserabad	○

出典：調査団により作成

(4) 人口

Shahid Rajaei 発電所周辺の 15 の集落の人口及び発電所との距離は表 6-31 に示す。発電所からの距離は、大部分が 5km 以上離れており、人口も 1,000 人未満の集落が多い。

サイトに最も近いのは Asghabad 集落であり、サイトの境界から北に約 1,500m のところにあり、人口は約 150 人である。

また、サイトから約 20km 離れたところに、Qazvin 州の州都である Qazvin 市がある。

Qazvin 州の総人口は 2016 年に 127.3 万人を超え、2016 年の人口増加率は 1.17 であった。人口は、約 40 万人の Qazvin 市内中心部にかなり集中している。

表 6-31 発電所周辺の集落の人口及び発電所からの距離

No.	Name of Village	Population (Parsons)	Distance from Shahid Rajaee Power plant (m)
1	Anjilaq.	450	6,000
2	AsghaAbad	150	1,500
3	Ebrahimabad	50	5,000
4	HesarKharav	4,036	8,000
5	HezarJolfa	118	5,500
6	HajiTape	1,300	8,000
7	kahavank	99	12,000
8	Kavandaj	1,600	3,000
9	Khatayan.	802	6,000
10	Mahmoudian.	459	10,000
11	Yonesabad	400	2,000
12	Behtajatabad	700	6,000
13	Naserabad	2,100	4,000
14	Hajiabad	67	20,000
15	Zagheh	1,200	6,000

出典：調査団により作成

(5) 教育

イランの正規の教育は、一般教育と高等教育に分かれている。一般教育には、初等教育、前期中等教育、後期中等教育、技術教育、職業教育が含まれる。

すべての児童は、6 歳から 12 歳までの 6 年間で初等教育で送り、12 歳から 18 歳まで高校に通う。

Qazvin 州では、人口の約 88.4%が教育を受け、残りは教育を受けていない。

表 6-32 は、シャヒード・ラジャーイー発電所の近くの地区の学校の存在を示している。

Qazvin 州の平均識字率は、男性は 87.7%、女性は 80.4%であり、同州の農村部の識字率は、男性 82.2%、女性 71.6%である。

表 6-32 シャヒード・ラジャーイー発電所の近くの学校

No.	Name of District	Elementary School	Lower Secondary School	Upper Secondary School
1	Anjilagh	x	-	-
2	Asghabad	x	-	-
3	Hajitapeh	x	x	-

4	Sharknab	x	-	-
5	Zagheh	x	x	-
6	Zarchebostan	x	-	-
7	Yonesabad	x	-	-
8	Behtajatabad	x	-	-
9	Kavandaj	x	x	-
10	Caspian Industrial City	-	-	-
11	Hesarkharvan	x	x	X
12	Falizan	x	-	-
13	Naserabad	x	x	X

出典：調査団により作成

(6) 公共のインフラ

予定されるプロジェクトサイトの近くには、高速道路、道路、鉄道、ガスパイプライン、学校、診療所、その他の公共インフラがある。

公益事業については、近くの地区のすべての住宅に電気エネルギーと天然ガスメーターが供給されている。全般的に、一部の地区の排水システムで改善が必要である点を除き、公共インフラは良好な状態にある。

(7) 陸上交通

道路交通省の情報・技術文書局の統計によると、48 万 8000 人がミニバス、46 万 1000 人が路面電車で移動し、この 2 つの輸送手段が Qazvin 州で最も一般的である。

(8) 雇用

イランは、中東・北アフリカ（MENA）地域で最大の経済国の一つであり、2017 年の国内総生産（GDP）は 4,380 億米ドルと推定されている。人口も、2016 年には 8 千万人に近づくものと推定される。

イランの経済は、炭化水素部門、農業・サービス部門、製造業、金融部門を特徴とする。

Qazvin 州の失業率は、2016 年には女性で 10%、男性で 7.4%である。製造業、農業、サービス業に携わる国内の労働人口は、それぞれ 19.4%、31.5%、49.1%である。現在、農業部門は、干ばつや灌漑システムの近代化のために、労働人口が減少している。

(9) 収入と支出

2014 年には、都市部の平均年収は約 2 億 450 万リヤルであった。農村世帯の平均年収は、1 億 2110 万リヤルであった。

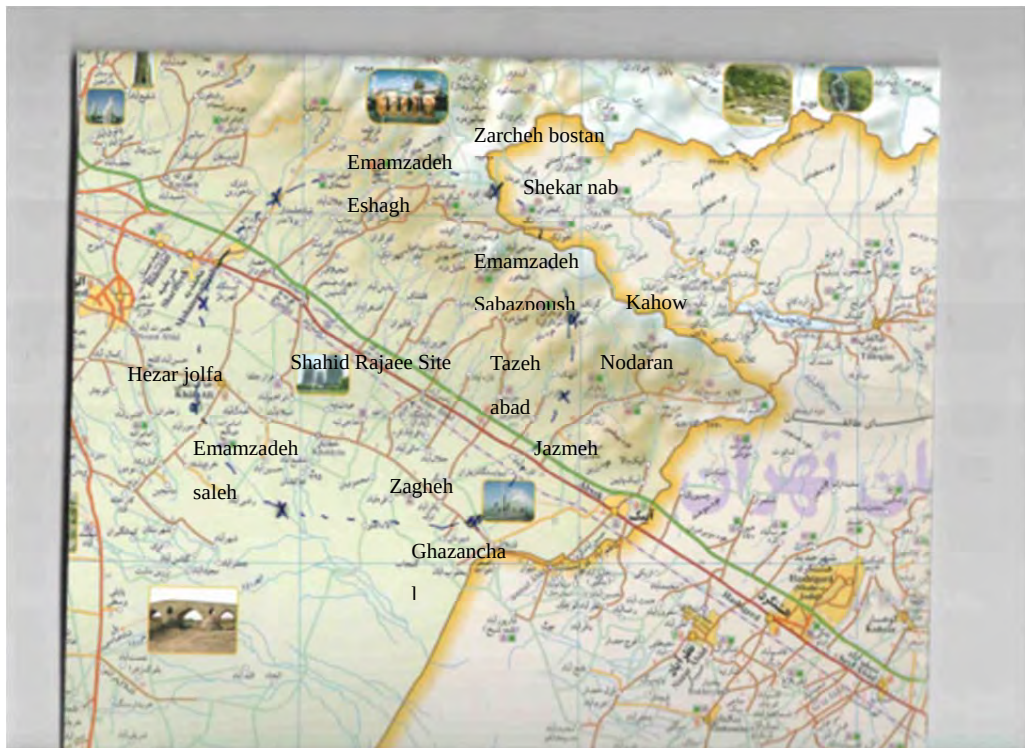
2014 年には、都市部の平均年間純支出額は 2 億 600 万リヤルであり、食料以外の支出が 1 億 5,100 万リヤル（73.3%）、食料の支出が 5500 万リヤル（26.7%）で、前年度に比較して 25.4%増加した。

2014 年の農村部の平均家計支出は、1 億 2,960 万リヤルであり、このうち食糧以外の支出が 7350 万リヤル (56.7%)、食糧 5610 万リヤル (43.3%) で、前年に比べて 19.8%増加した。

(10) 観光地と文化遺産

現地調査結果によると、本事業サイトから約 20km 離れた Qazvin 市内に、モスクや宮殿などの歴史的な文化・宗教施設が計 10 か所存在し、観光地となっているが、プロジェクトサイト周辺には歴史的施設はなく観光地とはなっていない。

このため、これ以降の発電所の工事中及び供用時での景観の影響評価は実施しないこととする。



出典：調査団により作成

図 6-29 シャヒード・ラジャーイー発電所から半径 15 km 以内の歴史的文化遺産

(11) 少数民族

キリスト教信者、ユダヤ人、ゾロアスター教信者やその他の少数民族は、2011 年の時点で Qazvin 州の人口の約 0.25%未満（約 3,000 人）であったが、イラン人の中で協調しながら生活している。

聞き取りによれば、少数民族はプロジェクトサイト周辺に居住しておらず、また利用もしていない。このため、これ以降の発電所の工事中及び供用時での少数民族への影響は想定されないため、評価では対象外とする。

6.7 影響の予測・評価

6.7.1 工事中

(1) 大気汚染

土地造成等の土木工事で粉塵が発生するため、粉塵の飛散による工事エリア近傍の大気質への影響の可能性はある。

Beaufort 風力階級によれば、一般的に風速が 6m/s を超えると地上の粉塵が舞い上がるが、サイト周辺では、6m/s を超える風は年間を通じて 1%未満であるが、冬季には若干多く発生する。

粉塵の発生を防止するために、乾季には強風時に粉塵の発生を確認しながら、工事区域及び道路を定期的に散水する。

建設機械や車両の排ガスによる大気汚染物質（SO_x、NO_x、PM 等）の排出により、工事エリア近傍の大気質への影響の可能性はある。

すべての建設用機械と車両は、定期的な点検による維持管理を行い、大気汚染物質の排出を抑制する。

また、できる限り工事スケジュールの平準化を検討し、工事機械及び資材運搬車両がある期間に不必要に集中しないよう、事前の検討を行う。

これらの緩和策により、付近の大気質への影響は少ないが、工事量が多い期間について大気質のモニタリングが必要である。

(2) 水質汚濁

労働者の糞尿や生活排水、コンクリート由来の排水及び含油排水が発生するため、付近の灌漑用水の水質に影響を及ぼす可能性がある。

労働者キャンプや管理事務所では、仮設のトイレや浄化槽を設置して処理を行う。

コンクリート由来の排水及び含油排水は、仮設の中和及び油分離設備を工事区域に設置して処理を行う。これらの排水は「イ」国の基準及び IFC/WB EHS ガイドラインの基準値（一般, 2007）に適合することを確認する。

処理後の排水は、既設の排水槽に排水し、できる限り発電所で再利用し、再利用できない場合は、灌漑用水路に排水する。

これらの緩和策により、排水先となる付近の灌漑用水路の水質への影響は少ないが、排水や灌漑用水の水質のモニタリングが必要である。

(3) 廃棄物

建設工事により、梱包材や生活系ごみ等の一般廃棄物や廃油、廃バッテリー等の有害廃棄物が発生する。

基本的には、廃棄物の削減やリサイクルの促進及び不適切な廃棄物の投棄を防止するための労働者への教育を含む廃棄物の管理・処分計画を策定する。

廃棄物は分別収集と適切な場所・適切方法で保管する。紙や鉄クズ等はリサイクルし、他の一般廃棄物は、既設発電所と同様に適切に処分する。

有害廃棄物のうち廃油及び水処理設備からの汚泥が若干発生するがリサイクルを行い、排水処理設備の汚泥は、サイト内の地下浸透対策が講じられ DOE から許可を取得済みの埋立場所に運搬して処分を行う。

これらの緩和策により、廃棄物による水質汚濁、土壌汚染、悪臭及び衛生問題の発生は抑制されることから、影響は最小化されており、大きな影響ない。今後、廃棄物の種類、発生量及び処分方法については、モニタリングを行う計画である。

(4) 土壌汚染

工事車両、建設機械等から回収した潤滑油、燃料油及び化学物質の漏洩による土壌汚染の可能性がある。

これらの油類や化学物質は、地下浸透防止策が講じられた場所で保管することにしており、土壌汚染の影響は少ない。

(5) 騒音・振動

建設機械や資機材等運搬車両の運転により騒音及び振動が発生する。サイト近傍には住居はないものの、発電所北側約 1.5 km のところに住居があり、影響を最小化する配慮が必要である。

<騒音>

建設機械の稼働による騒音レベルを、以下のモデルで予測した。

騒音レベル予測モデル

騒音の予測は、国際基準の ISO 9613 に従い、以下の式により、各建設機械の発生騒音レベルから、距離減衰に基づき、付近の騒音レベルの予測を行った。

$$LPA = LWA - 20 \cdot \log R - 8 - A_{\gamma} - AE$$

【記号】

LPA : 予測地点における騒音レベル(dB)

LWA : 音源の騒音レベル(dB)

R : 音源から予測地点までの距離(m)

A_{γ} : 障壁による減衰量(dB) (=0)

AE : 空気の吸収による減衰量(dB)

<騒音源の騒音レベルのデータ>

工事に使用する主要な建設機械としては、基礎資材等の搬入に使用するクレーン類、構造物の基礎工事でのコンクリートのミキサー及びポンプ車、掘削用のバックホウ、発電機、空気圧縮機等がある。

主な建設機械から発生する騒音レベル及び台数は、表 6-33 のとおりである。

表 6-33 主な建設機械の騒音レベル

工事種類	機械種類	規 格	騒音源 レベル (dB)	台数
Unit 1 Installation of electric transformer equipment	Crawler crane	25-650 t	97	2
	Truck crane	45-300 t	109	4
Unit 1 Installation of turbine equipment	Crawler crane	25-650 t	97	2
	Truck crane	45-300 t	109	4
	Forklift	800 t	105	1
	Trailer	30-50 t	113	4
	Truck	2-11 t	109	6
Unit 1 Installation of heat recovery steam generator	Crawler crane	25-650 t	97	2
	Truck crane	45-300 t	109	4
	Forklift	800 t	105	1
	Trailer	30-50 t	113	4
	Truck	2-11 t	109	6
Unit 2 Installation of the cooling tower (cooling fan)	Truck crane	25-650 t	97	1
	Backhoe	1.0-4.0m ³	102	2
	Concrete pumping vehicle	100m ³ /h	110	1
	Concrete mixer	4m ³	101	2
	Air compressor	10.6m ³ /min	106	1
	Generator	60-600kVA	101	2
Unit 2 Construction of stack	Concrete pumping truck	100m ³ /h	110	1
	Truck-mixer	4m ³	101	2
Unit 2 Construction of turbine building	Crawler crane	25-650 t	97	2
	Truck crane	45-300 t	109	4
	Backhoe	1.0-4.0 m ³	102	6
	Concrete pumping truck	100 m ³ /h	110	3
	Truck- mixer	4 m ³	101	6
Installation of the fuel tanks	Truck crane	25-650 t	97	1
	Backhoe	1.0-4.0m ³	102	2
	Concrete mixer	4m ³	101	2
	Air compressor	10.6m ³ /min	106	1
	Generator	60-600kVA	101	2

注：日本の同規模のガスタービン発電所での事例を基に作成

出典：調査団により作成

＜計算条件＞

上記のすべての建設機械が同時に稼働しているものとした。

実際には、工事スケジュールに基づき順次行われるため、建設機械が全て同時に稼働する頻度は少ない。

予測地点は、敷地境界の 10 地点（No.1～No.10）と、発電所近隣の工場及び住居の 3 地点（No.11～No.13）とした。



出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-30 予測地点の位置

＜シミュレーション結果＞

建設機械の稼働に伴う予測地点における寄与・現況・将来騒音レベルは、表 6-34 に、騒音レベルの分布は図 6-31 に示すとおりである。

寄与騒音レベルについて、敷地境界で 25 ～ 63 dB(A) であり、近隣の作業所及び住居地で 29 ～ 33 dB(A) であった。

現況騒音レベルがある地点は、敷地境界の 6 地点（No.2～No.4、No.8～No.10）と、発電所近隣の工場及び住居の 3 地点（No.11～No.13）であった。敷地境界の 4 地点（No.1、No.5～No.7）の現況騒音レベルがないため、それぞれ近隣地点（No.2、No.4）の騒音レベルとし

た。

現況騒音レベルについて、敷地境界で 58 ～ 62 dB(A) で、近隣の作業所及び住居地で 46 ～ 65 dB(A)であった。

現況騒音レベルと寄与騒音レベルに基づいて、将来騒音レベルを予測した。将来騒音レベルは、敷地境界で 58 ～ 65 dB(A) であり、近隣の作業所及び住居地域で 46 ～ 63 dB(A) であり、敷地境界で現況に比べ、騒音レベルが増加している地点もあるが、最大でも 4dB の増加である。

敷地境界、近隣作業所での将来騒音レベルの予測値は、全て「イ」国及び IFC/WB の EHS ガイドラインの基準値（工業地域：昼間）に適合している。

また、住居地での将来騒音レベルの予測値は、「イ」国及び IFC/WB の EHS ガイドラインの基準値（住居地域：昼間）に適合している。夜間の基準には適合しないが、現況レベルからの増加はない。

表 6-34 建設機械による騒音レベル予測結果

場所	地点	寄与騒音レベル (dBA)	現況騒音レベル (dBA)	将来騒音レベル (dBA)	イランの騒音基準 (dBA)	IFC/WB/WB EHS ガイドライン 一般
発電所敷地境界	No. 1	34	62	62	工業地域: 昼間 75 夜間 65	工業地域: 昼間 70 夜間 70
	No. 2	42	62	62		
	No. 3	45	61	61		
	No. 4	58	61	63		
	No. 5	56	61	62		
	No. 6	63	61	65		
	No. 7	57	61	62		
	No. 8	53	59	60		
	No. 9	25	58	58		
	No. 10	36	62	62		
住居地域	No.11	33	46	46	住居地域: 昼間 55 夜間 45	住居地域: 昼間 55 夜間 45
発電所近傍	No. 12	29	63	63	工業地域: 昼間 75 夜間 65	工業地域: 昼間 70 夜間 70
	No. 13	29	65	65		

出典：調査団により作成

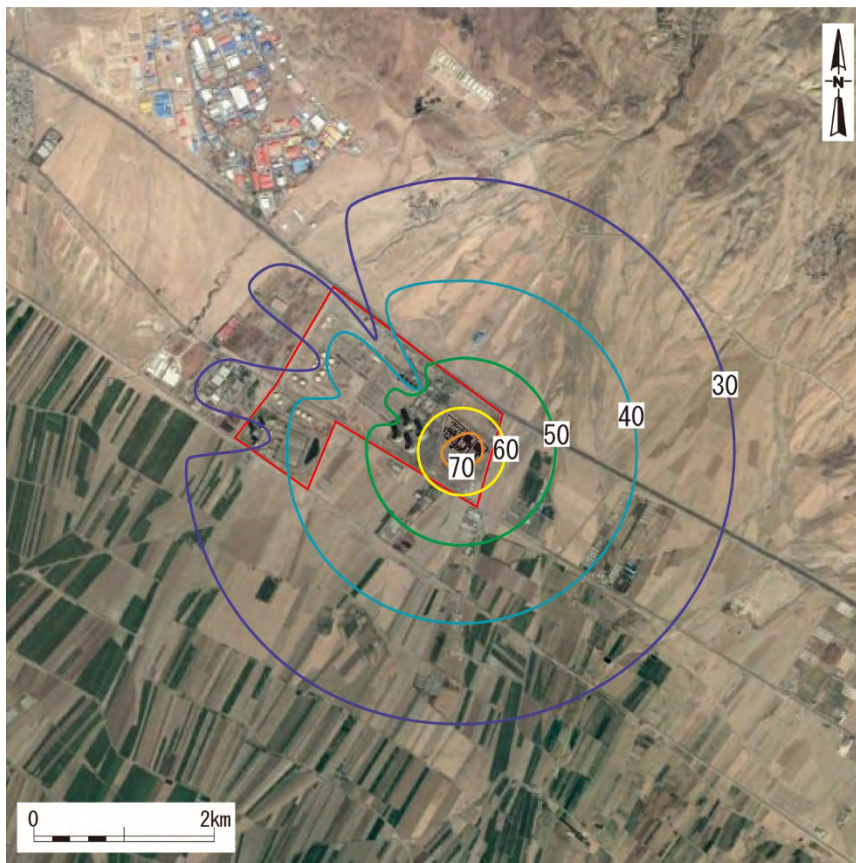
建設スケジュールを管理して、工事量及び工事規模を平準化する必要がある。

使用する機械は低騒音型とし、定期的な点検による維持管理を行う。

資器材等の運搬に使用する大型車両は、騒音の発生抑制するため、住居地周辺ではできる限り低速度で通行するよう制限を行う。

また、できる限り工事は昼間に実施することとし、特に地盤の支持力が高いことから、騒音影響が大きい杭打ち工事は実施しない計画である。

工事中の騒音は、緩和策により抑制されるが、工事量が多い期間について騒音のモニタリングが必要である。



出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-31 建設機械の稼働に伴う騒音レベルの分布予測図

＜振動＞

建設スケジュールを管理して、工事量及び工事規模を平準化する。使用する機械は低振動型とし、定期的な点検による維持管理を行う。

資器材等の搬入に使用する大型車両は、振動の発生抑制するため、住居地周辺ではできる限り低速度で通行するよう制限を行う。

また、できる限り工事は昼間に実施すること、特に地盤の支持力が高いことから、振動影響が大きい杭打ち工事は実施しない計画である。

想定される振動の発生源としては、トレーラーやトラックがあり、日本の事例では発生振動レベルは 75 dB 程度であるが、500 m 離れると約 10 dB に減衰する。これは日本の振動の基準値 55 dB と比較して極めて低いレベルであり、最寄りの住居はさらに約 1.5 km 離れており、さらに振動レベル影響は無視できるレベルとなる。

(6) 地盤沈下及び水象（地下水）

工事中は、一時的に既設で使用している許可済みの井戸から取水するが、許認可水量の範囲内で取水し、排水の再利用により、取水量をできる限り抑制する。

既設の井戸では、地下水位の低下はみられず、発電所周辺でも特に地盤沈下はみられていない。今後とも地下水の水位レベルはモニタリングする計画である。

以上のことから、工事中の取水による大きな地下水の低下及び地盤沈下は生じないと想定される。

(7) 悪臭

労働者の生活系廃棄物の取扱いが不適切である場合は悪臭が発生する可能性がある。

建設作業開始前に、労働者にゴミの分別と収集について指導を徹底し、不法投棄は禁止する。

また、生ごみについては、悪臭防止のため蓋付き容器で収集・保管し、定期的にコンポスト化して肥料として利用する。

こうした緩和策を実施することにより、悪臭の発生は防止される。

(8) 陸上生態系及び貴重種

サイトは開発済みの既設発電所敷地内で、動植物としては草本類や齧歯類等が確認されたが、周囲に広く生息する種であり、絶滅危惧種となる動植物ではない。周辺の地域は乾燥性の生態系であるが、裸地や農地としての利用が進んでおりそういった土地利用に特化した生態系となっている場所であり、特に注意を要する絶滅危惧種は見あたらない。

サイト内の改変により動植物の生息場所が一部消失し、工事中の大気汚染、騒音及び振動等により、付近の植物の生育や動物の行動に影響する可能性はあるが、これらの種の生息場所はプロジェクトサイト周囲に広がっており、生物相への影響は少ない。

工事中の大気汚染、騒音及び振動については、「大気汚染」及び「騒音・振動」で示した緩和策を講じることにしており、陸上の動植物への影響は少ない。

なお、爬虫類については、調査データがすくないことから、念のためサイト及び付近で絶滅危惧種となるカメやトカゲ類の有無を目視観察する。

(9) 雇用や生計手段等の地域経済

サイトは開発済みの既設発電所用地であり、新たな土地収用及び住民移転は発生しない。地元住民は労働者として雇用され、地域で物資や機器が購入されるため地域経済が活発になる可能性がある。

できる限り地元住民を労働者として雇用するとともに、地域のマーケット、レストラン及びケータリングサービスを利用し、地域で物資や機器が購入することで、少ないながらも地域経済への貢献が期待される。

(10) 水利用

地下水を取水するため、周辺の地下水利用への一時的な影響の可能性はあるが、「地盤沈

下及び水象（地下水）」で記載したとおり、緩和策を講じており、取水による地下水利用への影響は大きくはない。

また、工事中にコンクリート排水及び含油排水が発生し、水質汚濁による灌漑用水への影響の可能性があるが、「水質汚染」で示した緩和策が講じられており、水質汚濁による灌漑用水への影響は少ない。

(11) 被害と便益の偏在

サイトは開発済みの既設発電所用地であり、新たな土地収用及び住民移転は発生せず、補償による被害と便益の偏在はない。

地元住民の雇用が、建設事業者の私的な縁故等で行われると、一部の住民だけが雇用され便益が偏在することになり、不公平感が生じる。

地元住民の雇用に当たっては、雇用条件を明示した公募を行うことで、不公平な雇用を防止する。

(12) 地域内の利害対立

サイトは開発済みの既設発電所用地であり、新たな土地収用及び住民移転は発生せず、地域内の利害対立は想定されない。

工事中は外国人など外部からの労働者が多く、地域の慣習を理解しないと、地域住民と外部からの労働者間で争いが起きる可能性がある。

できる限り地元住民を労働者として雇用することで、地域外からの労働者等の流入を抑制する。外部からの労働者には、住民との関係の円滑化を図るため、地域の慣習を尊重するよう教育するとともに、地域のイベントへの労働者の参加など地域住民との交流の場を設ける。

これらの緩和策により、住民住民との共生を図り不要な争いがないようにする。

(13) 子どもの権利

サイトは開発済みの既設発電所用地であり、新たな土地収用及び住民移転は発生せず、子供の権利についての注意すべき影響は想定されない。

工事現場では、児童労働により、学校を中退する子供が増える可能性もあるが、「イ」国の労働法により、15 歳未満の未成年者の雇用が禁止されており、TPPH も EPC コントラクターを含め、児童労働を厳格に禁止する。

(14) HIV/AIDS 等の感染症

外国人等の外部の労働者の流入により、感染症が広がる可能性が考えられる。

できるだけ地域住民を雇用し、外部労働者からの伝染病感染リスクを避ける。

また、労働者への感染症及び衛生に関する教育・訓練の実施、医療設備及びスタッフの配置、定期的な健康診断を実施する。

(15) 労働環境（労働安全も含む）

工事作業では、事故の危険性が高い。建設業者は、安全教育や訓練を含む労働安全計画

を作成し、TPPH の承認を得る。また、労働安全計画に基づき、ヘルメット、安全靴、耳栓等の安全保護具を配備する。このほか、危険物・有害物の保管場所での標識を設置し、クレーン等機械の適切な使用についてもマニュアルを作成して、TPPH の承認を得る。

事故発生時には、モニタリングを行う必要がある。

(16) 事故

工事車両の運転による交通事故が発生する可能性がある。交通事故の対策として、適切な運行ルート及び時間を検討し、労働者には交通規則の順守、安全運転教育と訓練を実施する。

6.7.2 供用時

(1) 大気汚染

a. 排ガス基準への適合

発電所では燃料として、通常はガスを使用するが、ガスが不足する冬季を中心に軽油を使用する場合も想定され、影響は広範囲となる。

ガスを燃料とする場合は、窒素酸化物（NO_x）が発生するが、硫黄酸化物（SO_x）及び粒子状物質（PM）は発生しない。

NO_x については、燃料中に窒素（N₂）がほとんど含まれないことから、空気中の N₂ が酸素（O₂）と反応して、一酸化窒素（NO）及び二酸化窒素（NO₂）が発生する。排出された直後の排ガス中では大部分が NO であり、拡散する段階で大気中のオゾン（O₃）と光化学反応を起こして NO₂ に変換される。

また、軽油を燃料とする場合は、NO_x については、ガスと同様であるが、SO_x は、燃料中に含まれる硫黄分（S）から、二酸化硫黄（SO₂）として発生し、粒子状物質（PM）は、軽油及び重油中に含まれる金属や未燃成分から発生し、大部分が直径 10μm 以下の PM₁₀ である。

本プロジェクトでは、ガスタービンには、NO_x 対策として、乾式の低 NO_x バーナーを採用する。

これらの対策により、排出ガス中の大気汚染物質濃度は、表 6-35 に示すとおり。「イ」国の排ガス基準又は IFC/WB EHS ガイドラインのガイドライン値（火力発電, 2008）に適合する。

本プロジェクトでは、基本的に緊急時以外はガスを使用し、SO_x 及び NO_x の発生を抑制する。また、高効率のコンバインドサイクルを採用することにより燃料の使用量を抑制することで、発電所からの SO_x、NO_x 及び PM の排出量を低減する。

表 6-35 排出ガス中の大気汚染物質濃度と基準値

燃料	項目	単位	計画濃度	イラン国排ガス基準値	IFC/WB EHS guidelines (火力発電; 2008)
ガス	SO _x	mg/Nm ³	0	200	-
	NO _x	mg/Nm ³	51	300	51
	PM	mg/Nm ³	0	-	-
軽油	SO _x	mg/Nm ³	150	150	-（燃料中の硫黄分 1%以下）
	NO _x	mg/Nm ³	150	200	152
	PM	mg/Nm ³	50	150	50

注：値は O₂=15%

出典：調査団により作成

b. 周辺の大気質への影響予測

周辺の集落の大気質測定結果によれば、既設発電所発が運転中であっても、SO₂、NO₂ 及び PM₁₀ の濃度は、「イ」国の環境基準を下回る状況であるが、将来ともその基準が遵守できることを確認し、適切な措置を行う必要がある。

拡散計算については、新設の寄与濃度をシミュレーションで確認するほか、既設の寄与濃度を含めた累積的影響を確認する。

これらの計算では、以下の高濃度となる条件を考慮することが重要である。

地形の影響

煙突から排出された排ガスは、上空を拡散しながら地上に到達する。排出ガスの濃度の高い部分は上空にあるため、予測対象域内で標高の高い場所があると、地上と比べて高くなる。

簡単な模式図は下記の通りであり、地形を考慮しないと、ほとんど煙の影響は受けないケースでも、高い標高では影響が大きくなる可能性もある。

① 地形を考慮する場合



② 地形を考慮しない場



図 6-32 地形影響の考え方

出典：調査団により作成

日本の経済産業省発行の「発電所の環境影響評価の手引」（2016 年）によれば、過去の数多くの地形モデルによる拡散実験による予測結果をもとに、煙突から以下の条件を満たす標高の地形がある場合、これを考慮した予測を実施することが求められている。

- ・ 5km 範囲内：標高差／有効煙突高さ（実高さ+上昇高さ） ≥ 0.6
- ・ 20km 範囲内：標高差／有効煙突高さ（実高さ+上昇高さ） ≥ 1.0

注：上記の有効煙突高さは、日本の大気汚染防止法の SOx の排出規制で使用されている式で算出

また、「USERS GUIDE FOR THE AERMOD TERRAIN PREPROCESSOR (AERMAP)」(2004、米国 EPA) によれば、地形影響に関して、その適用はケースバイケースであると断ったうえで、予測対象との距離や標高に基づき、傾斜角 10 度以上であれば、地形影響を考慮すべ

きであると明記している。

これは、排出源から 1km 離れた地点で標高差が約 200m 以上の場合に相当する。

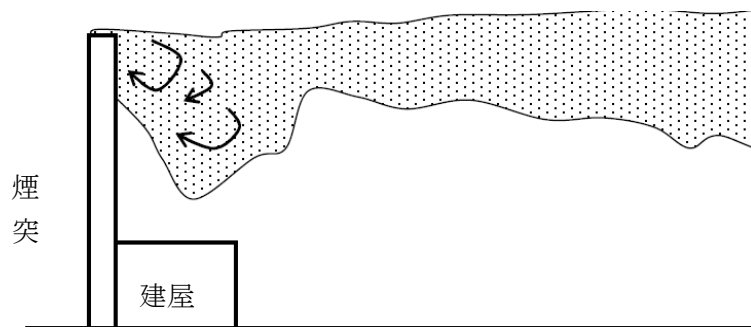
本プロジェクトの有効煙突さは約 200m と想定されるが、上記の日本や米国の知見に基づき以下の点から、平地だけでなく、地形の影響を考慮した予測を実施した。

- ・発電所周辺の北側の 3km 以内には、サイトに比べて 200m 以上標高が高い地域がある
- ・北側に向かう南系の風が多い

ダウンウォッシュとダウンドラフト

排ガス速度が、風速の 1.5 倍以下となると、ダウンウォッシュが発生する可能性がある。本プロジェクトの排ガス速度は 25m/s 以上で計画しており、ダウンウォッシュが発生するには、煙突出口の風速は約 17m/s 以上となる場合である。

周辺の気象観測結果によれば、上記の風速の発生頻度は極めて少なく、ダウンウォッシュの発生もほとんどないと判断される。



出典：日本の「窒素酸化物総量規制マニュアル」（環境省、2000 年）

図 6-33 ダウンウォッシュの概要

煙突高さが低いと、周辺の構造物の影響で、ダウンドラフトが発生する可能性がある。これについては、下記の式で算出された HG の値が、煙突高さより大きな値となる場合、ダウンドラフトの影響を考慮する必要がある。

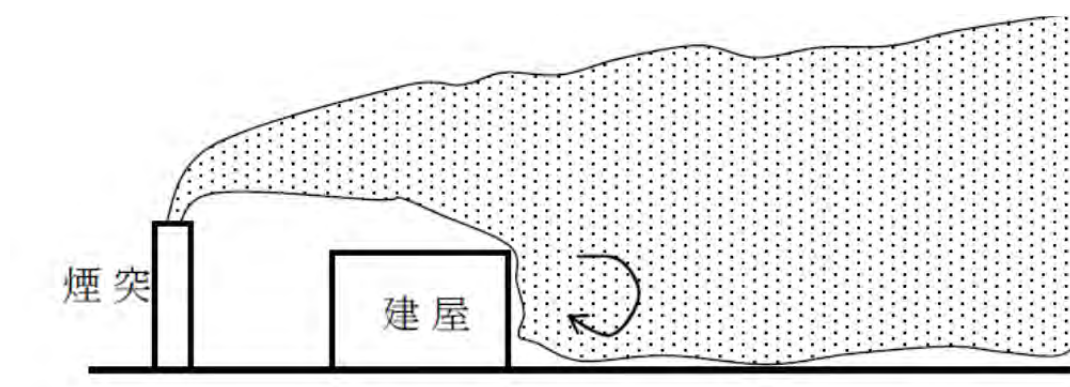
$$HG = H + 1.5L$$

H = 構造物の高さ(m)

L = 構造物の高さ又は幅の小さいほうの数値(m)

本プロジェクトでは、タービン建屋及び HRSG も高さは約 23m 及び約 28m であり、ダウンドラフトが生じないようにするためには、70m 以上の煙突高さが必要であるが、余裕をもって煙突高さを 80m と計画する。

また、本プロジェクトの西側に既設発電設備の冷却塔（高さ 150m）があるが、冷却塔の上部では、温かい空気の上昇があるためダウンドラフトは発生する可能性はないと判断し、ダウンドラフトを考慮した予測は実施していない。



出典：日本の「窒素酸化物総量規制マニュアル」（環境省、2000 年）

図 6-34 ダウンドラフトの概要

<予測方法の選定>

予測モデルは、欧米諸国や我が国の環境アセスメントで多用されているプルーム式を基本とし、プロジェクトサイト北側に標高が高い地形があることから、この影響を検討できる米国環境保護庁（US-EPA）の推奨モデルである AERMOD を採用した。

また、AERMOD ではダウンウォッシュについても、標準的に予測で考慮されている。海外の EPA でも多数採用されており、IFC/WB の EHS がガイドラインの参照モデルとなっている。AERMOD は、米国連邦規則の 40CFR の Part 51 添付 - W として公表されている。

<気象条件>

AERMOD の拡散予測では、気温、風向及び風速といった気象データの 1 時間ごとの値を最低でも 1 年間程度なければ、十分な予測は実施できない。

サイト周辺では、6.6 章に示したように、Qazvin 気象台で気象観測が実施されているが、最も重要な気象条件である風向・風速は、1 日 3 回しか観測されていないため、本予測で使用するには不十分である。

このため、気象モデル（MM5（The Mesoscale Model））による、2015 年から 2017 年の 3 年間の 1 時間ごとの気象データを収集した。

この MM5 は、ペンシルベニア州立大学と米国大気研究センターで開発した第 5 世代 NCAR/Penn State メソスケールモデル*で、各地の既存データを組み込み、世界中を網羅しているため、大気質のシミュレーションには、極めて有用である。

*メソスケールの気象モデルは、数 km～数 10km が対象であり、本プロジェクトの大気質の予測をする上で妥当である。

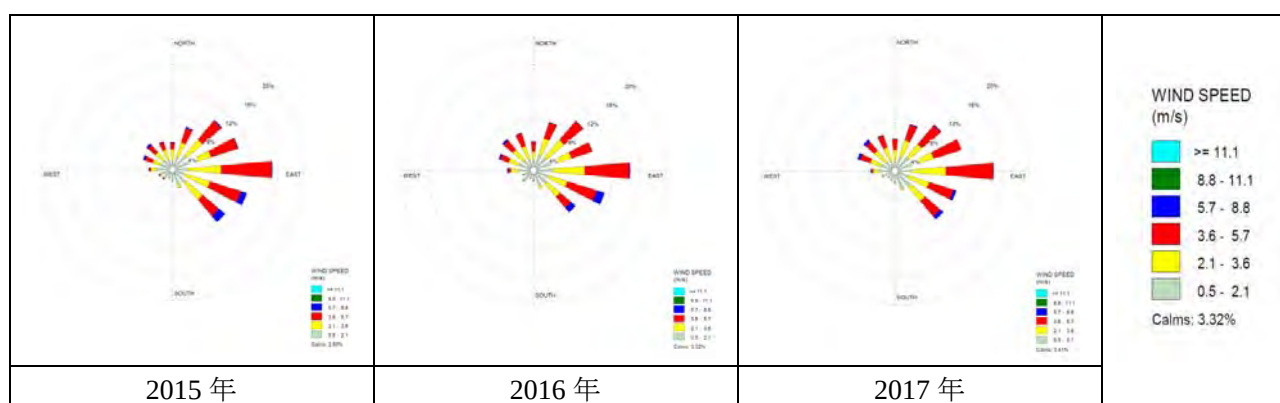
MM5 による風向風速の出現頻度は図 6-35～図 6-36 のとおりであり、東風が最も多く、次いで南南東及び北北東の東系の風が主要な風となっている。

風速については、1～6m/s の風速がほとんど、6m/s 以上の風速の出現頻度は低くなっており、6.6.1 章の気象データと同様の結果になっている。

風向出現頻度については、6.6 章の Qazvin 気象台の測定が、1 日の 3 回だけであり、風向

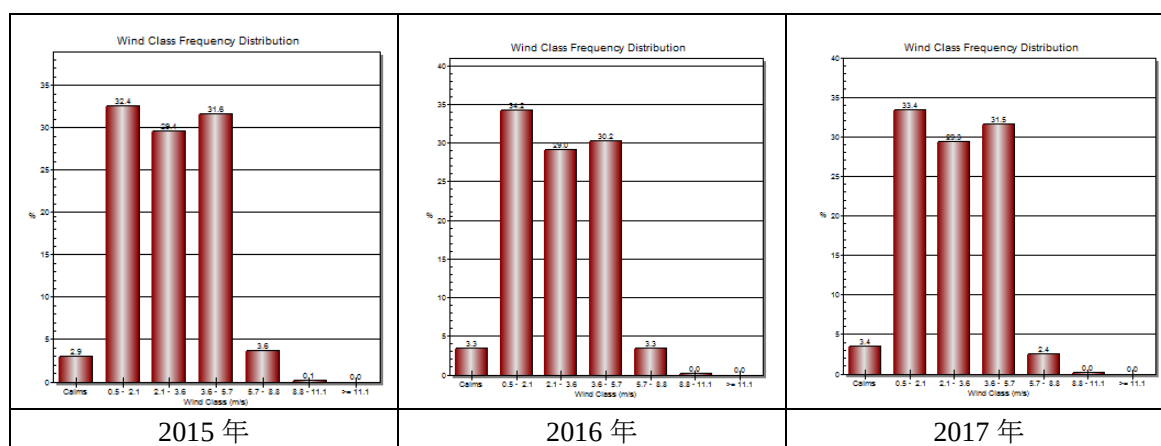
も 8 方位で集計されているため、結果が異なるように見えるが、MM5 については 1 時間ごとのデータとなるため、計算に使用している。

燃料をガスとし、NO_x 濃度を 2015 年、2016 年及び 2017 年で算出した場合、殆ど結果に差が見られなかったが、1 時間値を条件として 1 番 NO_x 濃度が高い 2017 年で全ての計算を実施した。



出典：調査団により作成

図 6-35 MM5 による風向・風速階級別出現状況（16;方位、2015～2017 年）



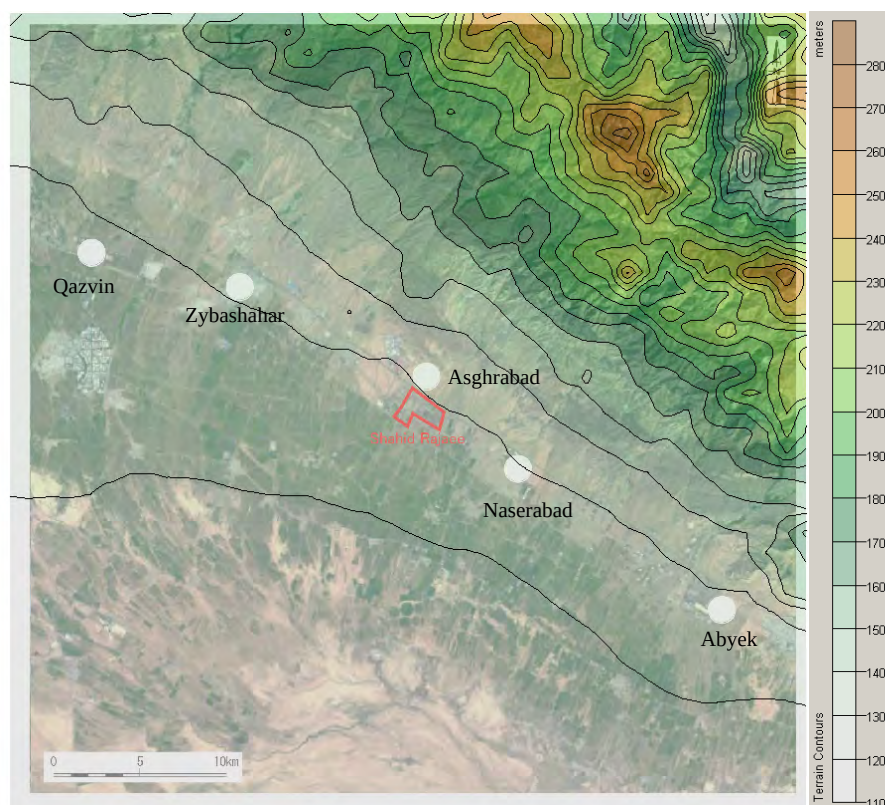
出典：調査団により作成

図 6-36 MM5 による風速の出現状況（16;方位、2015～2017 年）

＜予測計算範囲及び地形＞

日本も含め各国の EIA では、発電所から排ガスの拡散予測は煙突から周囲 20km～30km の範囲で実施されている。本プロジェクトでは既設の影響も考慮して、より広い周囲 40km の範囲を対象とした。

予測で使用した地形は、図 6-37 に示すとおりである。



注：白丸はプロジェクトサイト周辺の大気質の測定地点

出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-37 予測で使用した地形の概要

<排出諸元>

表 6-36～38 に、新設及び既設発電設備の使用する燃料別の排ガス量、温度及び速度と排ガスによる NO_x、SO_x 及び PM の排出量を示す。排ガス中の全ての NO_x、SO_x 及び PM は、それぞれ SO₂、NO₂、PM₁₀ になるものとした。

イランの発電所では基本的にガスが使用されるが、冬季などにガスの供給が不足した際には重油や軽油が使用されることが多い。

このため、既設及び新設の累積的影響については、両発電設備がガスを使用した場合及び軽油・重油を使用した場合で予測を行い、片方がガスでもう一方が重油・軽油を使用するケースは予測していない。

表 6-36 新設ガスタービンプラントの排出諸元

項目	単位	新設 Unit1		新設 Unit2	
出力	MW	560MW		560MW	
燃料	-	ガス	軽油	ガス	軽油
排ガス温度	°C	90	164.5	90	164.5
排ガス速度	m/s	25.1	30.5	25.1	30.5
煙突口径 (直径)	m	6.3		6.3	
煙突実高さ	m	80		80	
SOx 排出量	g/s	0	81	0	81
NOx 排出量	g/s	27	81	27	81
PM 排出量	g/s	0	27	0	27

注：上記のデータは、燃料性状をもとに算出した設計条件である。

出典：調査団により作成

表 6-37 既設火力発電プラントの排出諸元

項目	単位	Unit1		Unit 2		Unit.3		Unit.4	
出力	MW	250		250		250		250	
燃料	-	ガス	重油	ガス	重油	ガス	重油	ガス	重油
排ガス温度	°C	123	143	123	143	123	143	123	143
排ガス速度	m/s	27	27	27	27	27	27	27	27
煙突口径 (直径)	m	4		4		4		4	
煙突実高さ	m	220		220		220		220	
SOx 排出量	g/s	0	142	0	89	0	169	0	148
NOx 排出量	g/s	102	82	127	34	131	78	127	71
PM 排出量	g/s	0	72.1	0	72.1	0	72.1	0	72.1

注：1.煙突口径及び排ガス速度は設計条件とした。

2. 汚染物質の排出量は、過去のモニタリング結果の排出濃度の平均値を使用し、設計排出ガス量を基に算出した。PM の排出量は、排出濃度の測定結果がないことから、日本の重油火力発電所の測定結果をベースに 100 mg/Nm³とした。

出典：調査団により作成

表 6-38 既設コンバインド発電プラントの排出諸元

項目	Unit	GT No1		GT No2		GT No3		GT No4		GT No5		GT No6	
出力	MW	123.4		123.4		123.4		123.4		123.4		123.4	
燃料	-	ガス	軽油	ガス	軽油	ガス	軽油	ガス	軽油	ガス	軽油	ガス	軽油
排ガス温度	°C	125	110	125	110	125	110	125	110	125	110	125	110
排ガス速度	m/s	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
煙突口径 (直径)	m	4.5		4.5		4.5		4.5		4.5		4.5	
煙突実高さ	m	45		45		45		45		45		45	
SOx 排出量	g/s	0	23	0	8	0	20	0	26	0	4	0	4
NOx 排出量	g/s	56	51	38	59	57	62	58	79	36	106	34	56
PM 排出量	g/s	0	13	0	13	0	13	0	13	0	13	0	13

注：1.排出ガス量（湿ガス）は、煙突口径及び排ガス速度は設計条件とした。

2. 汚染物質の排出量は、過去のモニタリング結果の排出濃度の平均値を使用し、設計排出ガス量を基に算出した。

PM の排出量は、排出濃度の測定結果がないことから、新設のガスタービンと同じ値とした。

出典：調査団により作成

<予測結果>

新設設備及び既設設備が全体稼働する条件で、二酸化硫黄（SO₂）、二酸化窒素（NO₂）及び浮遊粒子状物質（PM₁₀）の1時間値及び24時間値の99%値※及び年平均値に相当する着地濃度を予測した。

※99%値：「イ」国の法律で規制されている環境基準値は、極端な高濃度となる上位 1%を除いた値で適合状況が評価される。この評価方法は、日本、EU、米国でも同様の方法で適合状況が評価される。

a 新設発電設備による影響

本プロジェクトでは、基本的には、燃料としてガスが使用されることから、ガス炊きの場合に発生する NO₂ の拡散を予測した。また、ガスが不足する冬季等では、軽油が使用される可能性があり、この場合 NO₂ 以外に SO₂ 及び PM₁₀ も排出されるため、これら 3 物質の拡散を予測した。

新設発電設備の寄与による着地濃度の予測結果は、図 6-38～6-49 及び表 6-39 に示すとおりである、その概要は下記に示すとおりである。

着地濃度分布をみると、大気質の現地調査を実施した周囲で最も高くなっており、標高の高い地域での寄与濃度は比較的低くなっている、各物質の影響評価の概要は以下のとおりである。

二酸化硫黄 (SO₂)

軽油を使用した場合、最大着地濃度は1時間値で 30.16 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、24 時間値で 11.58 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、年平均で 3.39 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ であり、「イ」国の環境基準値(1 時間値:196 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、24 時間値:395 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)の 15.4%(1 時間値)及び 2.9%(24 時間値)程度、EU の環境基準値及び IFC/WB のガイドライン値 (24 時間値 : 125 $\mu\text{g}/\text{m}^3$) の 9.3%程度となっている。

IFC/WB のガイドラインでは、プロジェクトからの寄与は当該国の環境基準値の 25%以下とすることを求めており、これに比べて本プロジェクトの寄与率は約 9.3%と極めて低くなっている。

また、予測値に現況濃度を加えて将来濃度とした場合、現況の一番高い数値を考慮しても、将来濃度の最大は1時間値で 145.06 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、24 時間値で 102.78 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ となり、「イ」国の環境基準値及び IFC/WB のガイドライン値と比べて十分低くなっている。

二酸化窒素 (NO₂)

ガスを使用した場合、最大着地濃度は1時間値で 15.18 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、24 時間値で 5.18 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、年平均で 1.88 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ であり、「イ」国の環境基準値(1 時間値:200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、年平均値:100 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)の 7.6%(1 時間値)及び 1.9% (年平均値) 程度、IFC/WB のガイドライン値(1 時間値:200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、年平均値:40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)の 7.6 (1 時間値) 及び 4.7% (年平均) 程度となっている。

軽油を利用した場合の最大着地濃度は1時間値で 30.16 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、24 時間値で 11.58 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、年平均で 3.39 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ であり、「イ」国の環境基準値の 15.1% (1 時間値) 及び 3.4% (年平均) 程度、IFC/WB のガイドライン値の 15.1% (1 時間値) 及び 8.5% (年平均) 程度となっている。

IFC/WB のガイドライン (General) では、プロジェクトからの寄与は当該国の環境基準値の 25%以下とすることを求めており、これに比べて本プロジェクトの寄与率は極めて低くなっている。

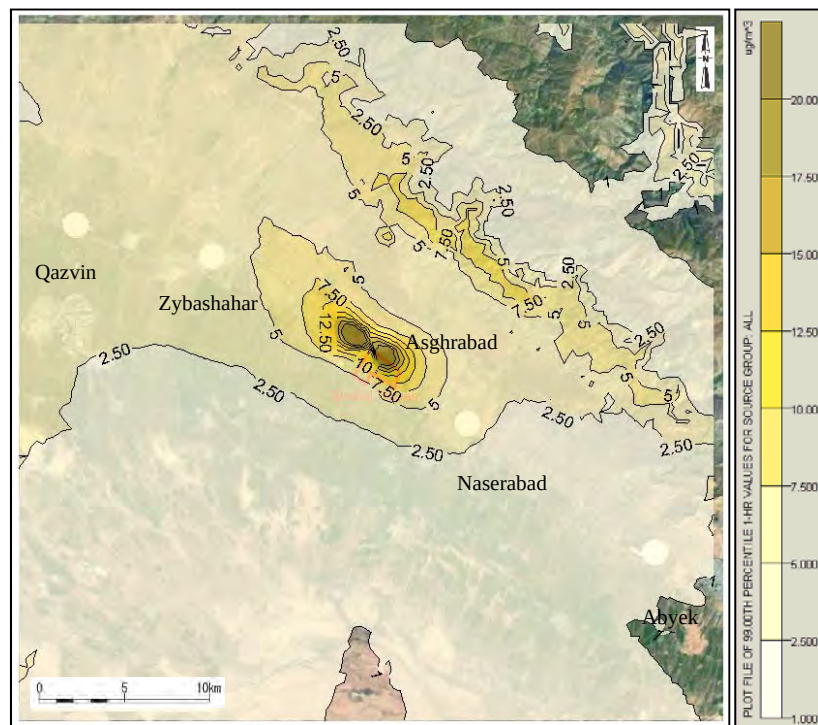
また、予測値に現況濃度を加えて将来濃度とした場合、現況の一番高い数値を考慮しても、将来濃度の最大は、ガスを使用した場合は1時間値で 48.28 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ で、軽油を使用した場合は1時間値で 63.26 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ となり、「イ」国の環境基準値及び IFC/WB のガイドライン値と比べて十分低くなっている。

浮遊粒子状物質 (PM₁₀)

軽油を使用した場合、最大着地濃度は 3.86 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (24 時間値)、1.12 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (年平均値) で「イ」国の環境基準値(24 時間値:150 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)の 2.6%程度、IFC/WB のガイドライン値(24 時間値:150 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、年平均値 70 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)の 2.6%程度(24 時間値)及び 1.6%程度 (年平均値) となっている。

IFC/WB のガイドラインでは、プロジェクトからの寄与は当該国の環境基準値の 25%以下とすることを求めており、これに比べて本プロジェクトの寄与率は極めて低くなっている。

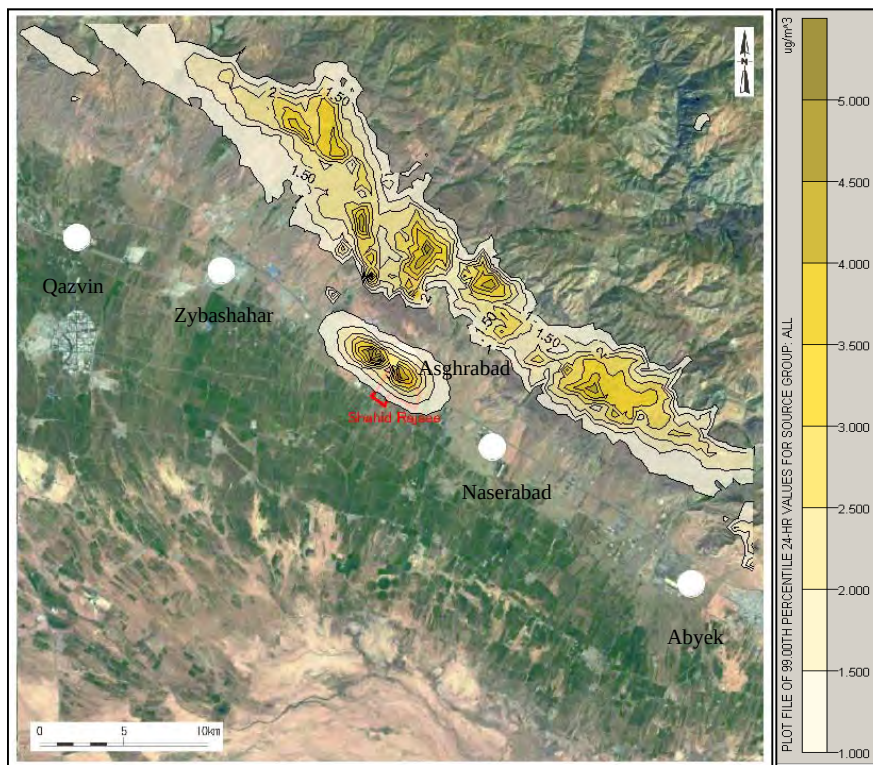
また、予測値に現況濃度を加えて将来濃度とした場合、現況濃度の一番高い数値を加えた場合でも、将来濃度の最大は 66.96 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ で、「イ」国の環境基準値及び IFC/WB のガイドライン値と比べて十分低くなっている。



注：図中の白丸印は、大気質の現地調査地点を示す

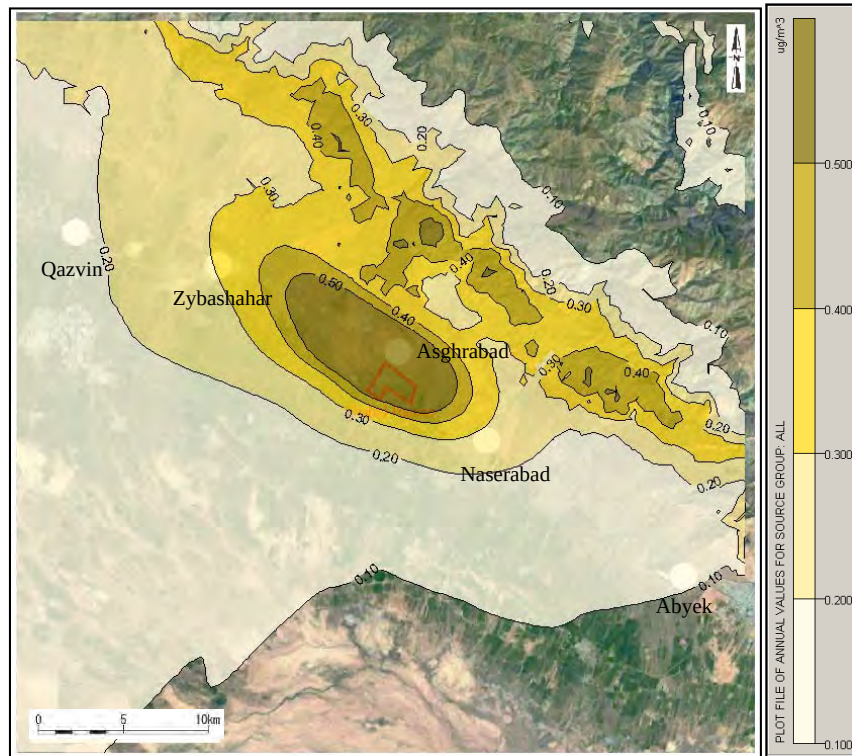
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-38 新設による SO₂ の着地濃度分布図（1 時間値）（軽油使用時）



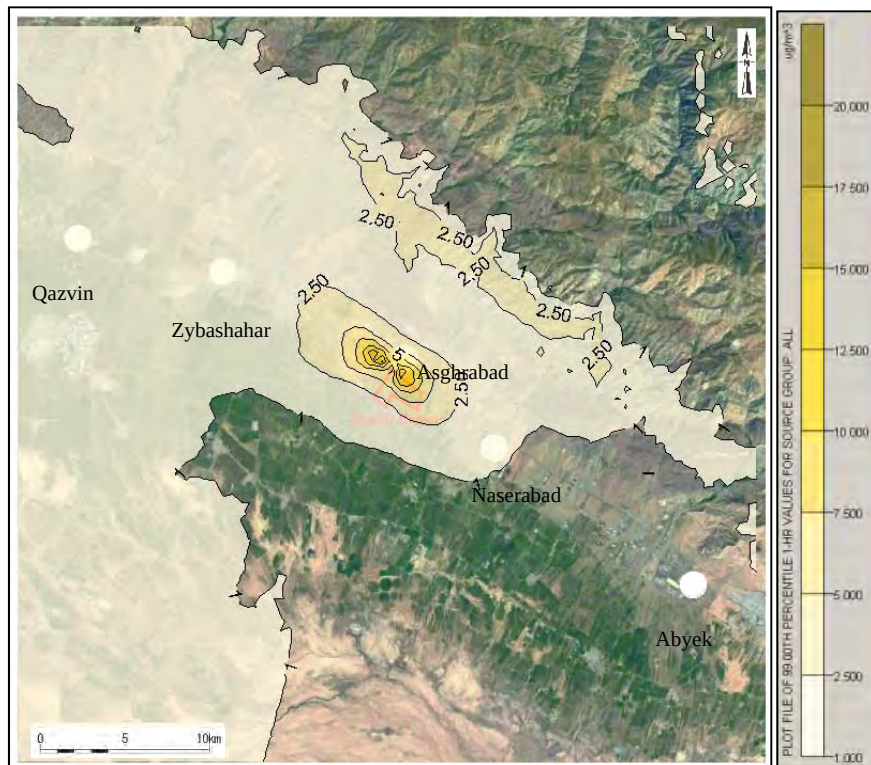
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-39 新設による SO₂ の着地濃度分布図（24 時間値）（軽油使用時）



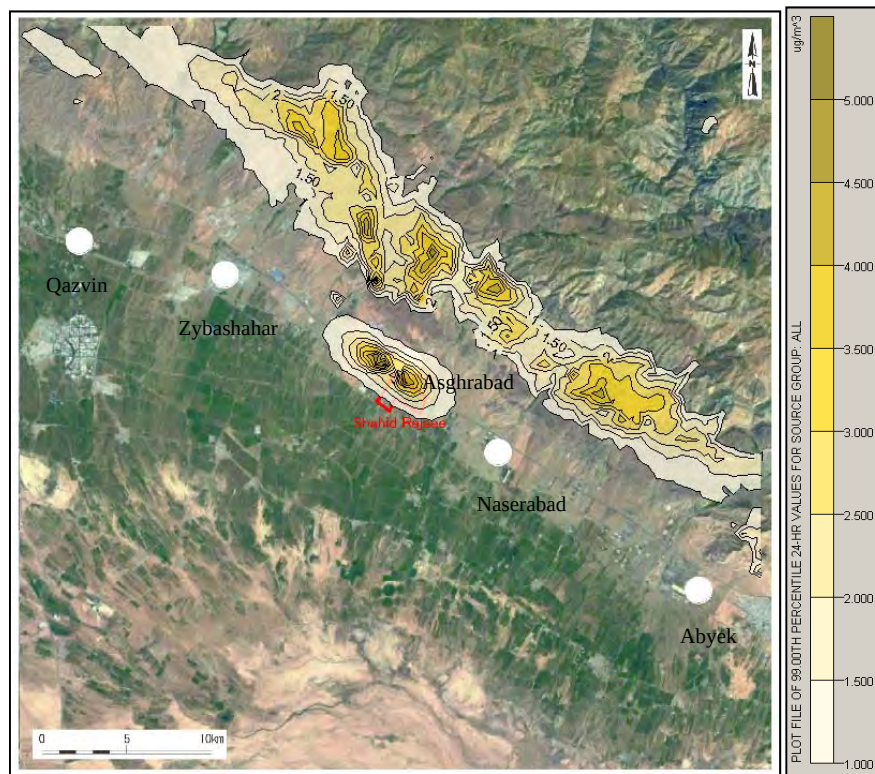
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-40 新設による SO₂ の着地濃度分布図（年平均値）（軽油使用時）



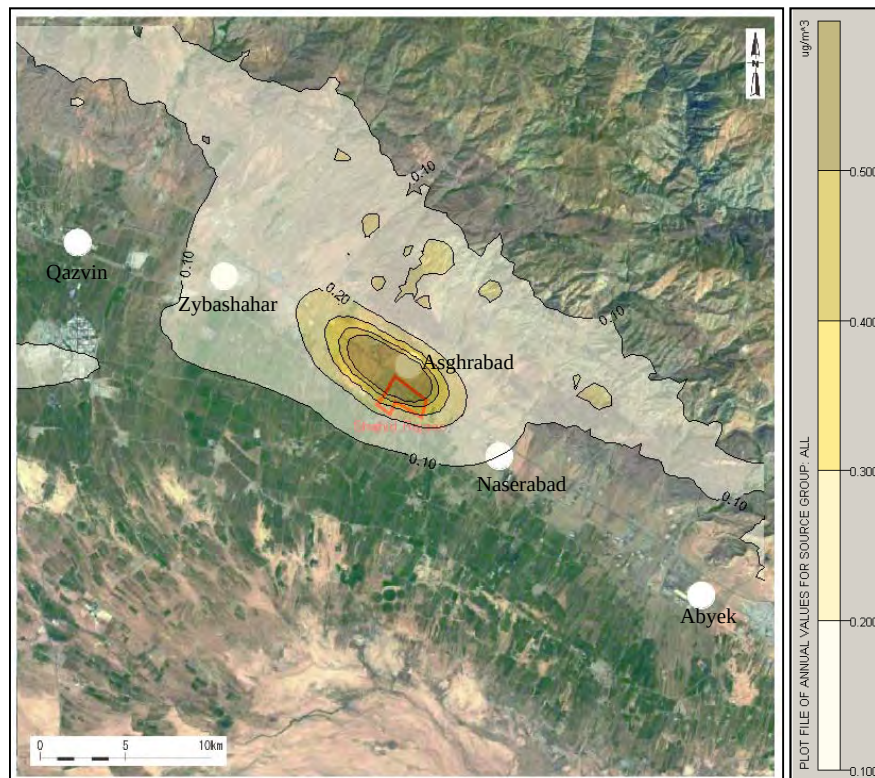
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-41 新設による NO₂ の着地濃度分布図（1 時間値）（ガス使用時）



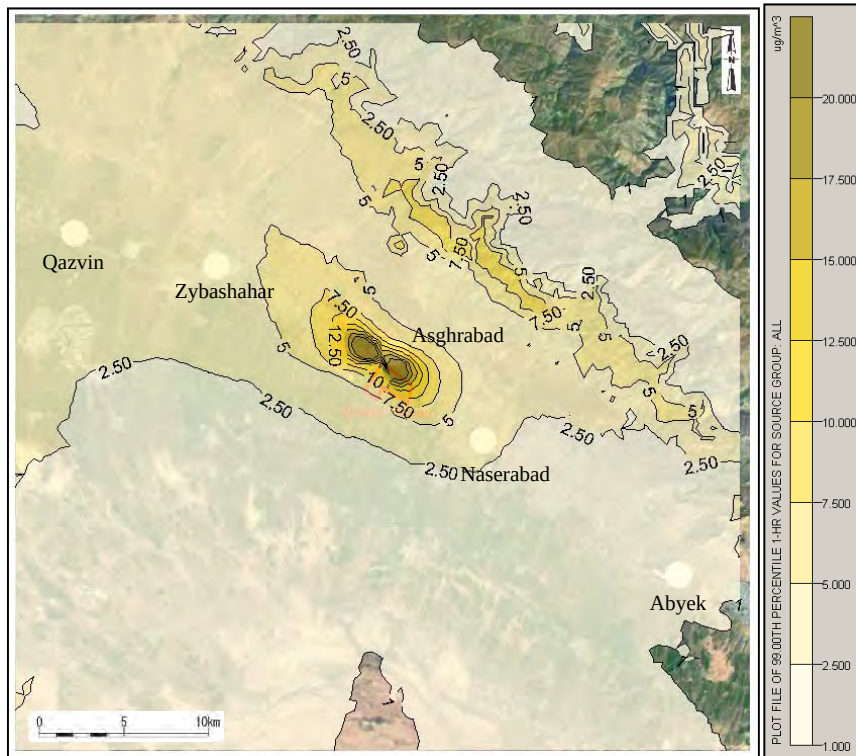
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-42 新設による NO₂ の着地濃度分布図（24 時間値）（ガス使用時）



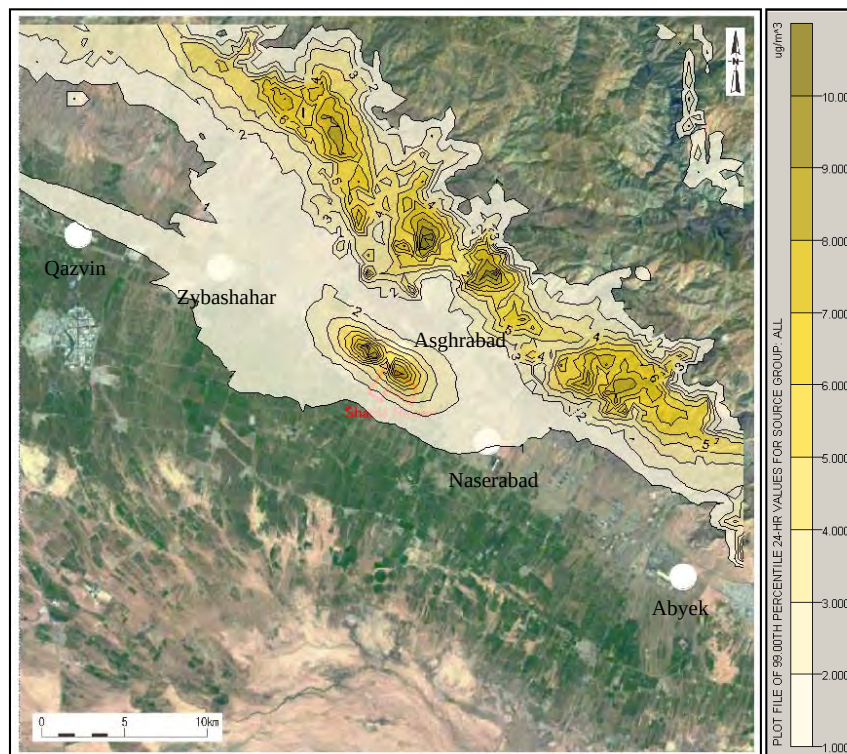
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-43 新設による NO₂ の着地濃度分布図（年平均値）（ガス使用時）



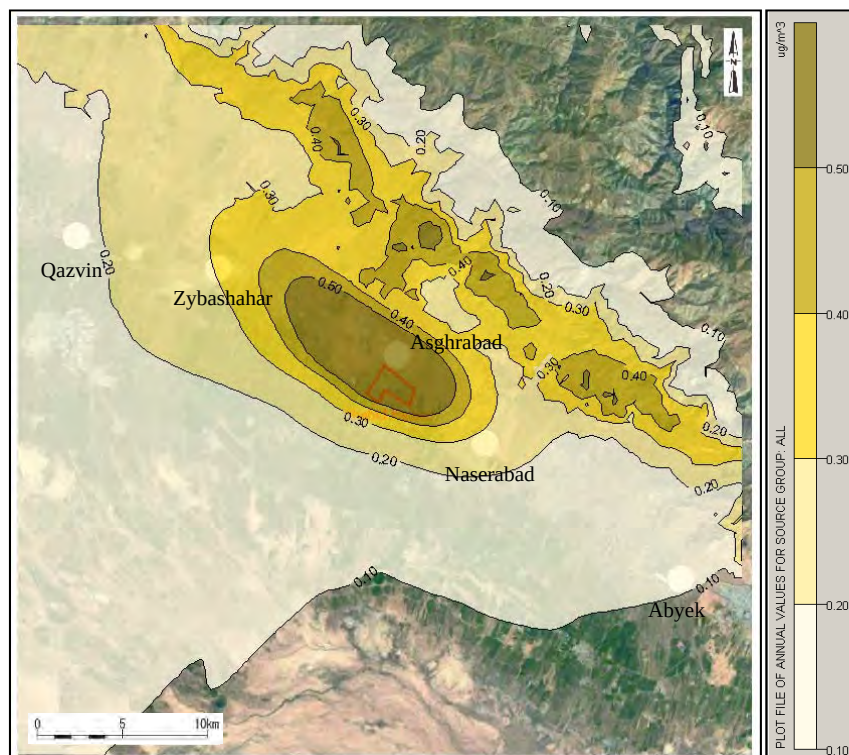
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-44 新設による NO₂ の着地濃度分布図（1 時間値）（軽油使用時）



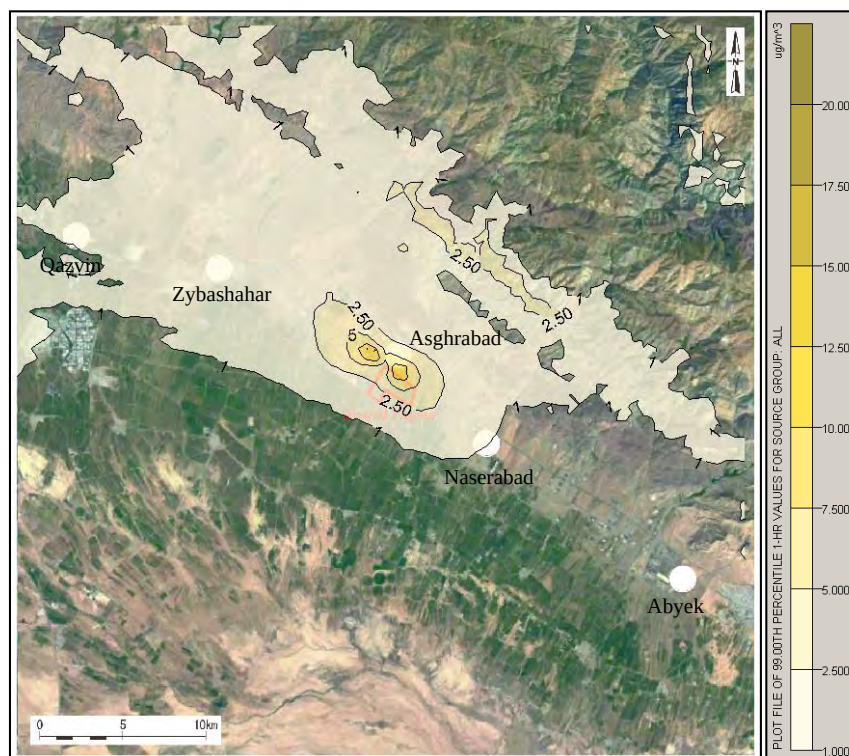
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-45 新設による NO₂ の着地濃度分布図（24 時間値）（軽油使用時）



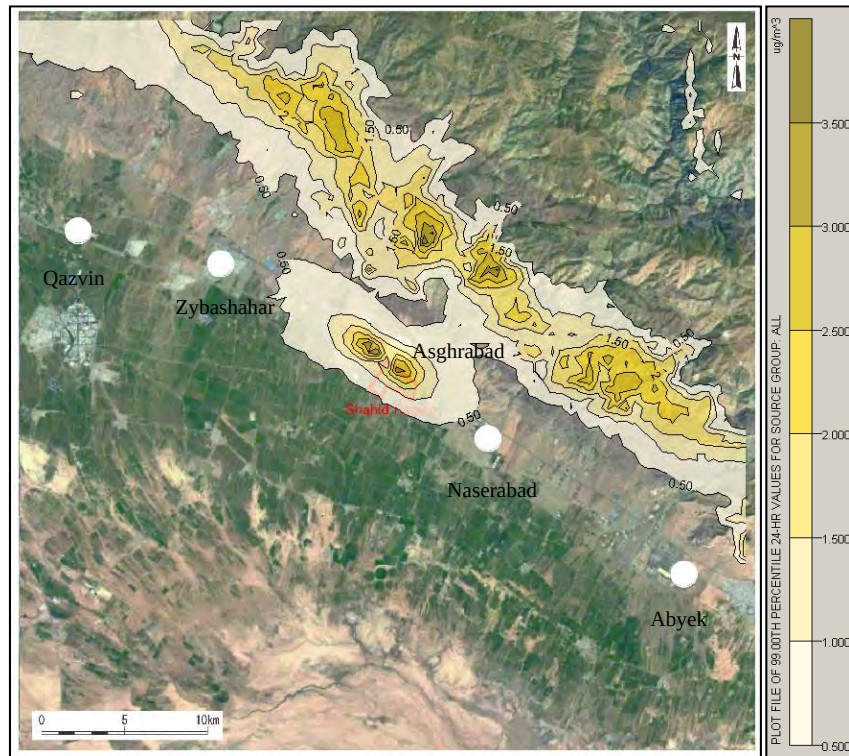
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-46 新設による NO_2 の着地濃度分布図（年平均値）（軽油使用時）



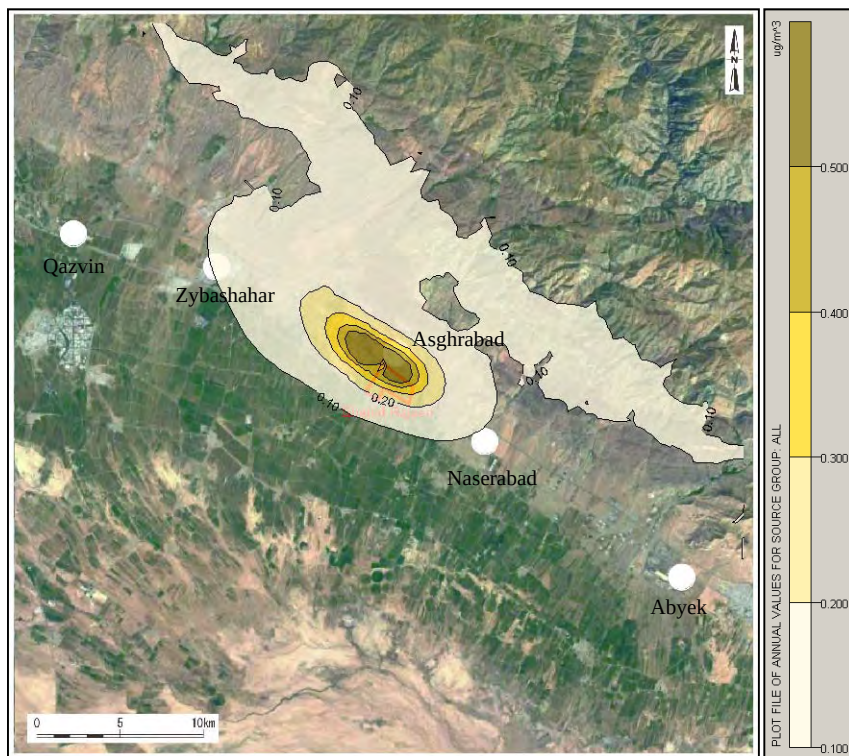
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-47 新設による PM_{10} の着地濃度分布図（1 時間値）（軽油使用時）



出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-48 新設による PM_{10} の着地濃度分布図（24 時間値）（軽油使用時）



出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-49 新設による PM_{10} の着地濃度分布図（年平均値）（軽油使用時）

表 6-39 新設発電設備に稼働に伴う寄与濃度の予測結果

汚染物質	燃料	時間区分	最大着地濃度 a (μg/m ³)	現況濃度の 最大値 b (μg/m ³)	現況 + 最大 着地濃度 a+b (μg/m ³)	「イ」国 大気環境 基準 (μg/m ³)	国際基準及び 各国基準 (IFC/EU/ 日 本) (μg/m ³)
SO ₂	軽油	1 時間値	30.16	114.9	145.06	196	-/350/350
		24 時時間	11.58	91.2	102.78	395	125/125/114
		年平均値	3.39	-	-	-	-
NO ₂	ガス	1 時間値	15.18	33.1	48.28	200	200/200/-
		24 時時間	5.18	27.7	32.88	-	-/-/113
		年平均値	1.88	-	-	100	40/40/40
	軽油	1 時間値	30.16	33.1	63.26	200	200/200/-
		24 時時間	11.58	27.7	39.28	-	-/-/113
		年平均値	3.39	-	-	100	40/40/40
PM ₁₀	軽油	1 時間値	10.05	74	84.05	-	-/-/200
		24 時時間	3.86	63.1	66.96	150	150/50/100
		年平均値	1.12	-	-	-	70/40/40

注：表中の現況濃度 (b)の測定時には、既設発電設備が全て運転しており、既設の寄与を含んだ結果である。

出典：調査団により作成

B 既設設備及び新設設備の累積的影響

現状の既設設備による寄与濃度及び将来の新設設備がさらに追加された場合の寄与濃度の予測結果は、下記に示すとおりであり、その概要は以下のとおりである。

現状の発電設備からの寄与による、二酸化硫黄 (SO_2)、二酸化窒素 (NO_2) 及び浮遊粒子状物質 (PM_{10}) の着地濃度の分布状況をみると大気質の現地調査を実施した周囲で最も高くなっており、標高の高い地域での寄与濃度は比較的低くなっている。

新設設備が追加された将来の二酸化硫黄 (SO_2)、二酸化窒素 (NO_2) 及び浮遊粒子状物質 (PM_{10}) の着地濃度の分布状況をみると、現状の予測濃度分布との差は、軽油燃料使用時の SO_2 の 1 時間値においては若干みられるものの、他の物質においては濃度の上昇は殆どないと考えられる。

各汚染物質の現状及び将来での寄与濃度及び環境基準との比較については、以下のとおりである。

二酸化硫黄 (SO_2)

重油及び軽油を使用した場合の既設の最大着地濃度は 1 時間値で $76.38\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、24 時間値で $26.67\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、年平均で $9.72\mu\text{g}/\text{m}^3$ で、「イ」国の環境基準値(1 時間値: $196\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、24 時間値: $395\mu\text{g}/\text{m}^3$)の 39.0% (1 時間値) 及び 6.8% (24 時間値) 程度、EU の環境基準値 (1 時間値 $350\mu\text{g}/\text{m}^3$) 及び IFC/WB のガイドライン値 (24 時間値 : $125\mu\text{g}/\text{m}^3$) の 21.8%(1 時間値)及び 21.3%(24 時間値)程度となっている。

将来、新設で軽油を使用した場合については、既設及び新設による最大着地濃度は 1 時間値で $100.85\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、24 時間値で $35.25\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、年平均で $12.07\mu\text{g}/\text{m}^3$ で、「イ」国の環境基準値の 51.5% (1 時間値) 及び 8.9% (24 時間値) 程度、EU の環境基準値 (1 時間値) 及び IFC/WB のガイドライン値 (24 時間値) の 28.8%(1 時間値)及び 28.2% (24 時間値) 程度となっており、大きな変化はない。

また、既設及び新設による予測値に、バックグラウンド濃度³を加えて将来濃度とした場合、将来濃度は 1 時間値で $143.25\mu\text{g}/\text{m}^3$ 及び 24 時間値で $77.65\mu\text{g}/\text{m}^3$ で、「イ」国の環境基準値、EU の環境基準値及び IFC/WB のガイドライン値と比べて十分低くなっている。

二酸化窒素 (NO_2)

既設ではガスを使用した場合、軽油使用時に比べ寄与濃度が高くなり、最大着地濃度は 1 時間値で $168.83\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、24 時間値で $59.73\mu\text{g}/\text{m}^3$ 及び年平均で $25.15\mu\text{g}/\text{m}^3$ で、「イ」国の環境基準値(1 時間値: $200\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、年平均値: $100\mu\text{g}/\text{m}^3$)の 84.4% (1 時間値) 及び 25.2% (年平均値) 程度、IFC/WB のガイドライン値 (1 時間値: $200\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、年平均値: $40\mu\text{g}/\text{m}^3$) の 84.4% (1 時

³既設発電所から一定程度影響を受けている Naserabad、Asghrabad 及び Zybashahar の 3 地点では、北からの風が卓越し、発電所の排煙がこれらの地点に拡散しない朝方に、現況調査での SO_2 、 NO_2 及び PM_{10} の測定値が最小となっているため、最小値をバックグラウンド濃度とした。

間値) 及び 62.9% (年平均値) 程度である。

将来、新設でガスを使用した場合については、最大着地濃度は 1 時間値で $168.93\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、年平均で $25.36\mu\text{g}/\text{m}^3$ で、「イ」国の環境基準値の 84.5% (1 時間値) 及び 25.4% (年平均値)、IFC/WB のガイドライン値の 84.4% (1 時間値) 及び 63.4% (年平均値) となっており、変化は極めて少ない。

また、既設及び新設による予測値に、バックグラウンド濃度を加えて、将来濃度とした場合、影響が大きいガスを使用した場合でも、1 時間値で $181.10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、24 時間値で $71.98\mu\text{g}/\text{m}^3$ であり、「イ」国の環境基準値及び IFC や EU 等の基準を満たしている。

浮遊粒子状物質 (PM_{10})

軽油を使用した場合の、既設の最大着地濃度は 1 時間値で $34.02\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、24 時間値で $11.92\mu\text{g}/\text{m}^3$ 及び年平均で $5.02\mu\text{g}/\text{m}^3$ で、「イ」国の環境基準値(24 時間値: $150\mu\text{g}/\text{m}^3$)の 7.9% 程度、IFC/WB のガイドライン値(24 時間値: $150\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、年平均値 $70\mu\text{g}/\text{m}^3$)の 7.9% (24 時間値)、7.2%(年平均値)程度となっている。

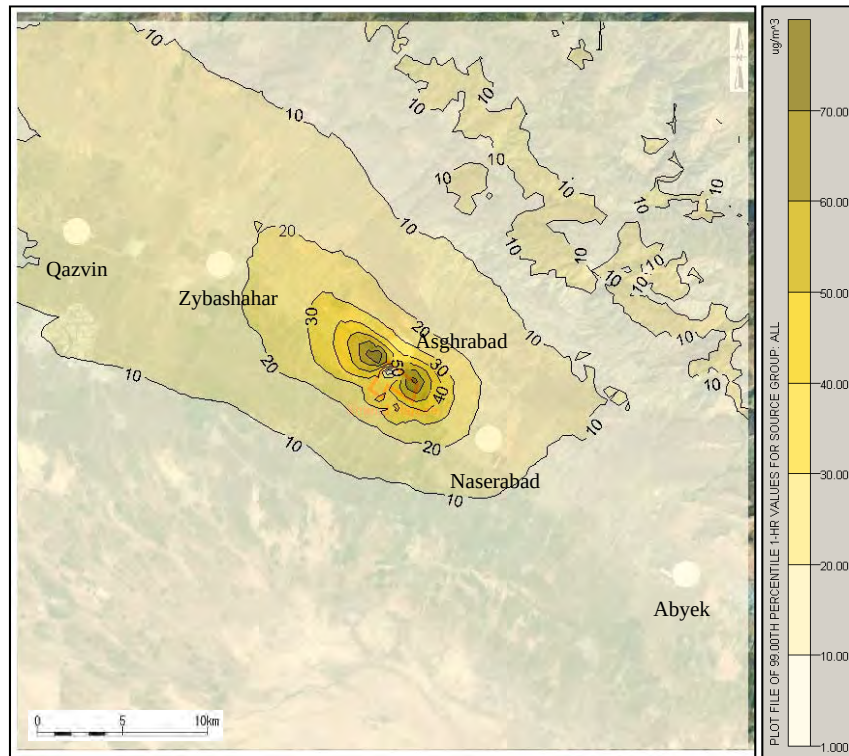
将来、新設で軽油使用した場合については、最大着地濃度は 1 時間値で $34.16\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、24 時間値で $12.03\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、年平均で $5.16\mu\text{g}/\text{m}^3$ で、「イ」国の環境基準値の 8% (24 時間値) 程度、IFC/WB のガイドライン値の 8%(24 時間値)及び 7.4%(年平均値)程度となっており、変化は極めて少ない。

また、予測値にバックグラウンド濃度を加えて将来濃度とした場合、将来濃度の最大は 1 時間値で $87.13\mu\text{g}/\text{m}^3$ 及び 24 時間値で $65\mu\text{g}/\text{m}^3$ で、「イ」国の環境基準値及び IFC/WB のガイドライン値等を満たすことになっている。

以上のことから、既設の影響を考慮しても、「イ」国及び IFC/WB のガイドライン値は満たされると想定される。

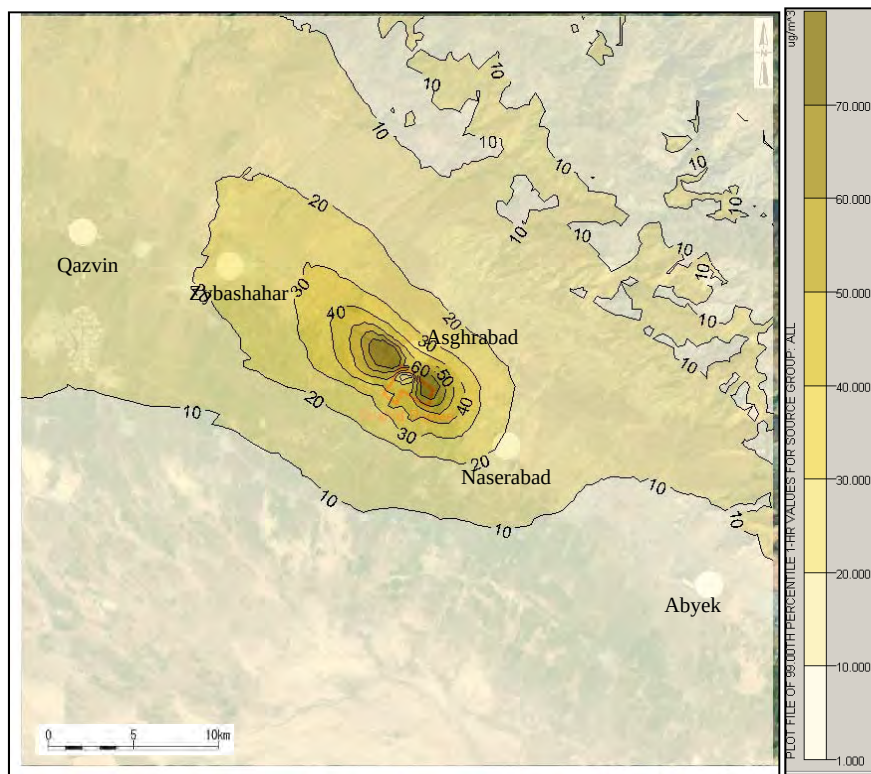
また、本プロジェクトにおける新発電所による周辺環境への影響については、比較的少ないと結果づけられる。

今後、大気質の影響を改善に向けて、新設設備を優先的に運転し、モニタリングの結果を踏まえながら、可能な限り効率の低い既設発電設備については、必要な時期だけの運転、設備の交換/改装又は段階的な停止を、今後検討することも必要である。



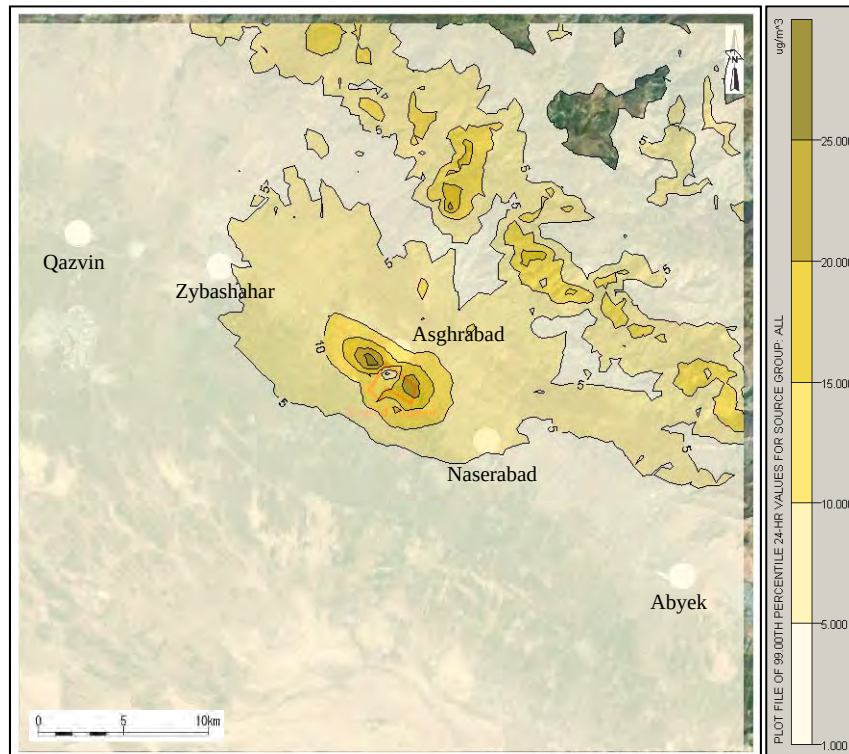
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-50 SO₂ の着地濃度分布図（1 時間値）（現状（既設：軽油・重油使用時））



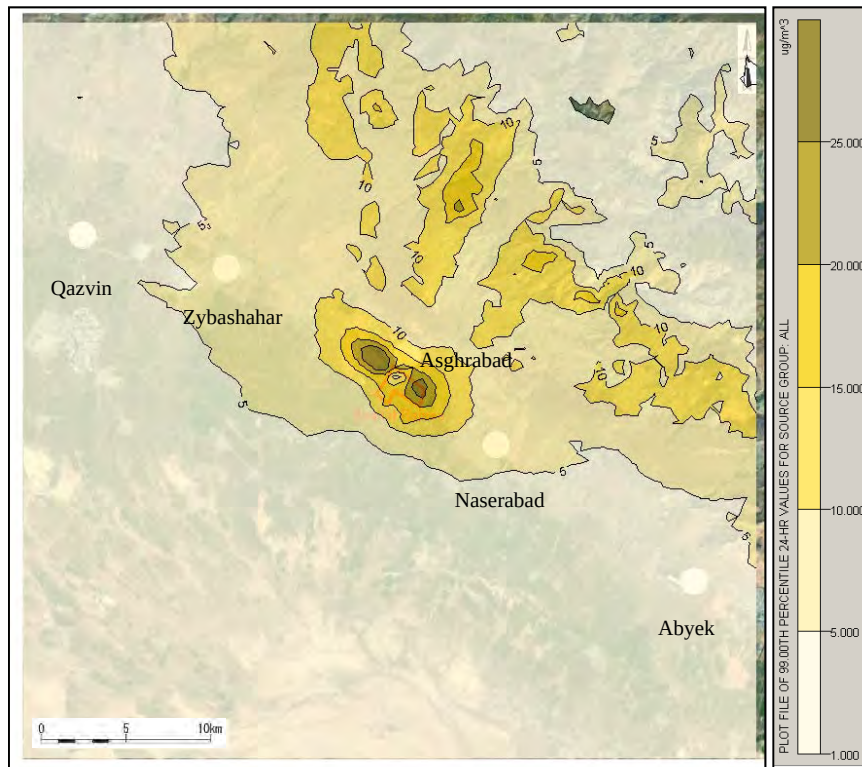
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-51 SO₂ の着地濃度分布図（1 時間値）（将来（既設：重油・軽油使用時+新設：軽油使用時））



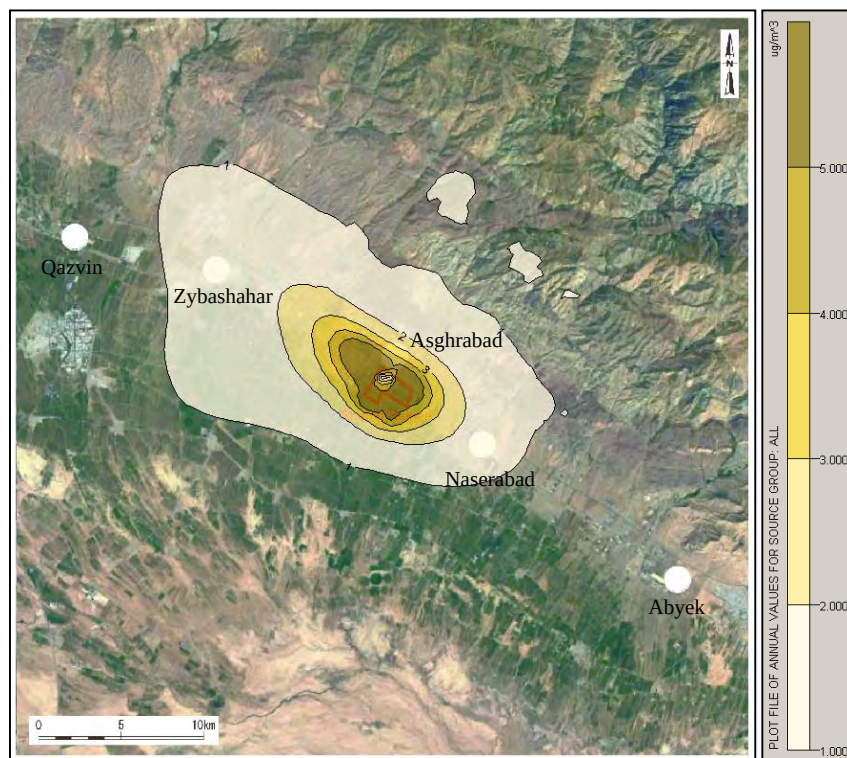
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-52 SO₂ の着地濃度分布図（24 時間値）（現状（既設：軽油・重油使用時））



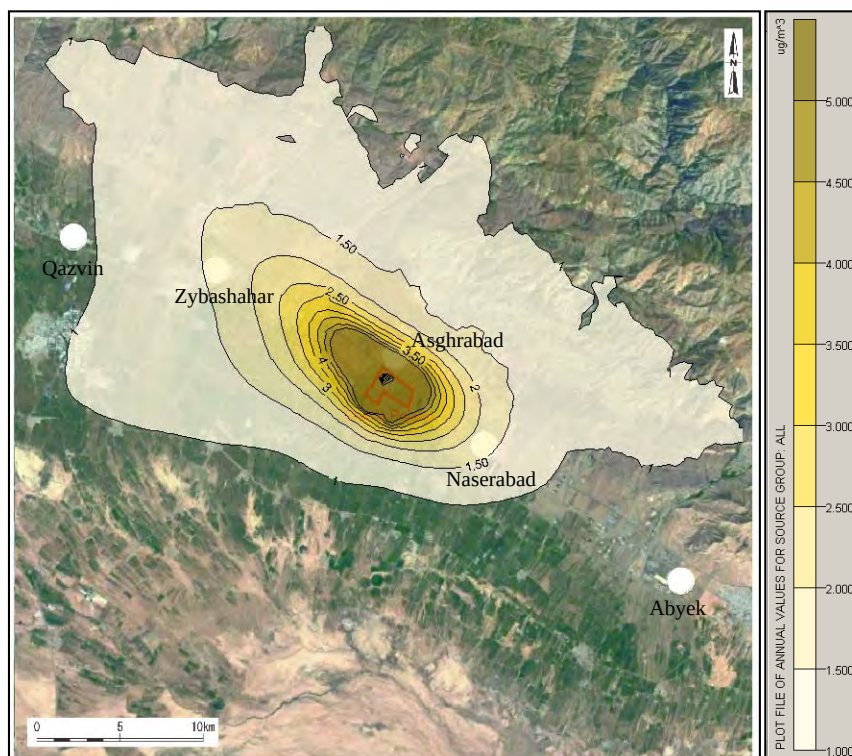
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-53 SO₂ の着地濃度分布図（24 時間値）（将来（既設：重油・軽油使用時+新設：軽油使用時））



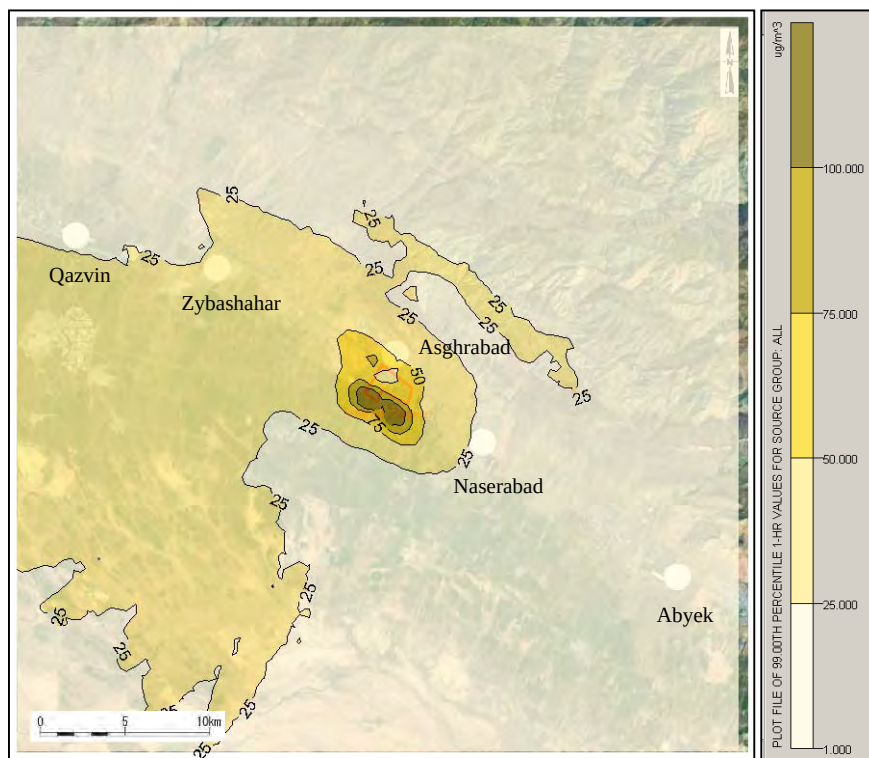
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-54 SO₂ の着地濃度分布図（年平均値）（現状（既設：軽油・重油使用時））



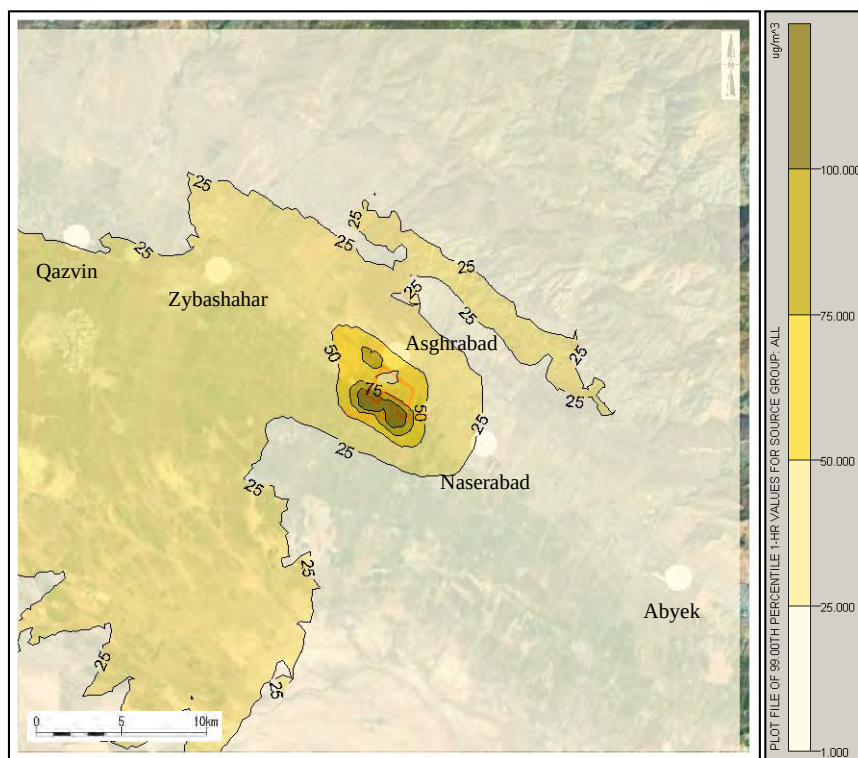
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-55 SO₂ の着地濃度分布図（年平均値）（将来（既設：重油・軽油使用時+新設：軽油使用時））



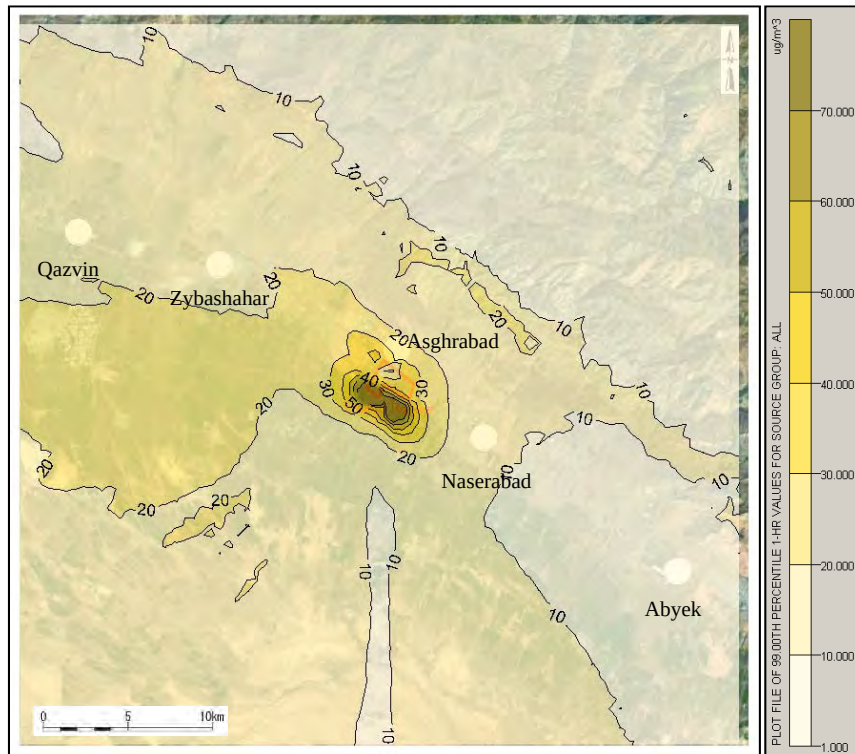
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-56 NO₂ の着地濃度分布図（1 時間値）（現状（既設：ガス使用時））



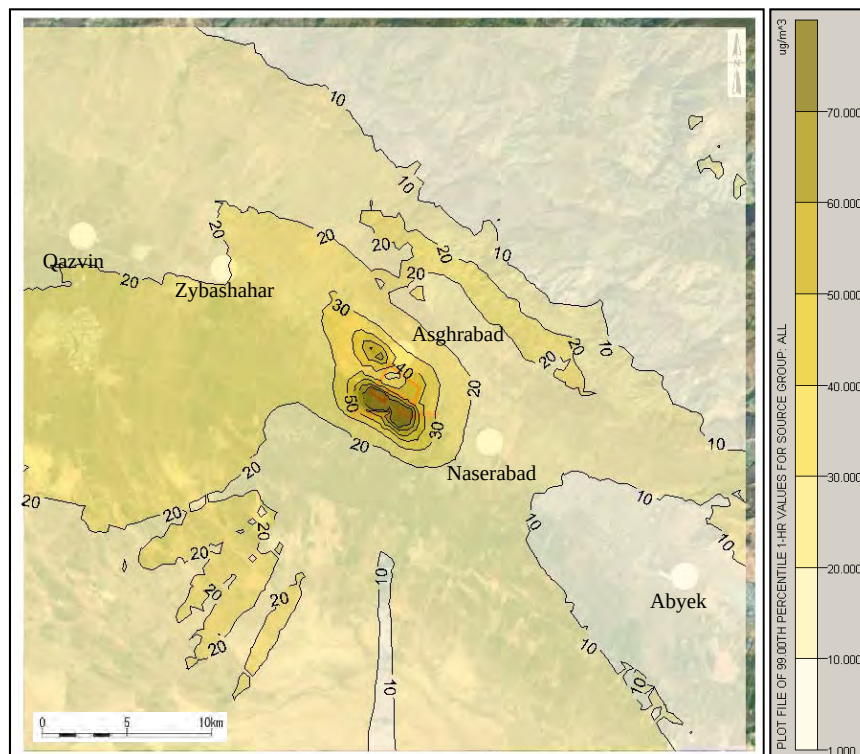
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-57 NO₂ の着地濃度分布図（1 時間値）（将来（既設：ガス使用時+新設：ガス使用時））



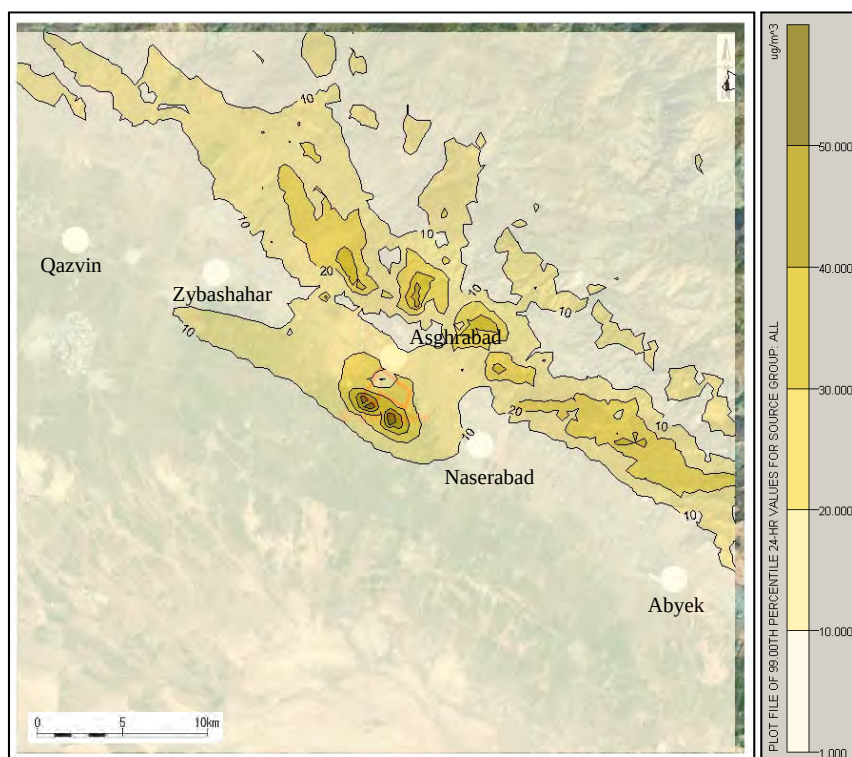
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-58 NO₂ の着地濃度分布図（1 時間値）（現状（既設：軽油・重油使用時））



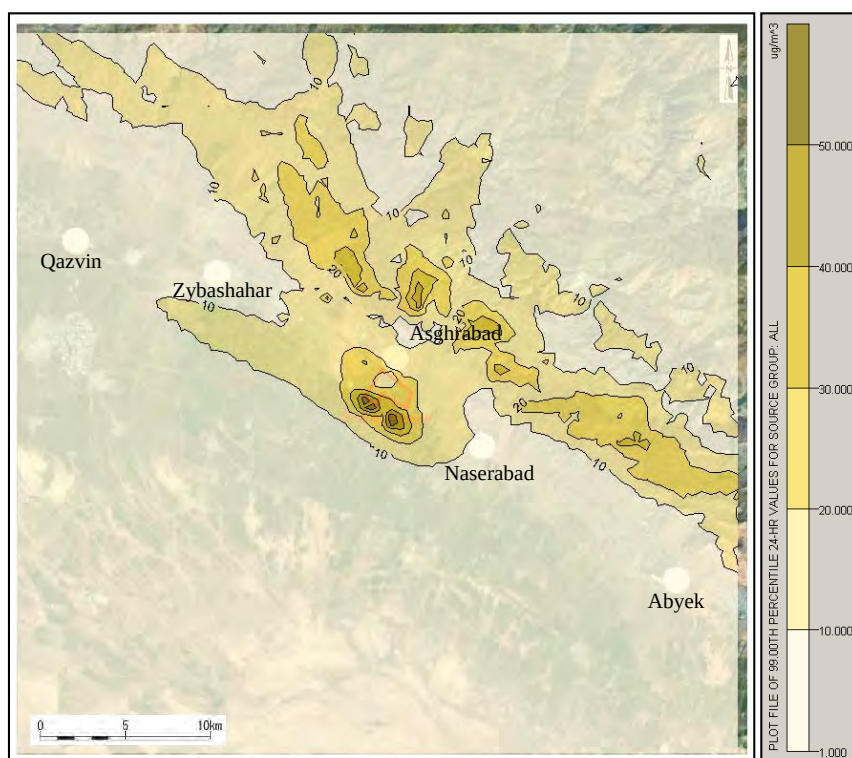
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-59 NO₂ の着地濃度分布図（1 時間値）（将来（既設：重油・軽油使用時+新設：軽油使用時））



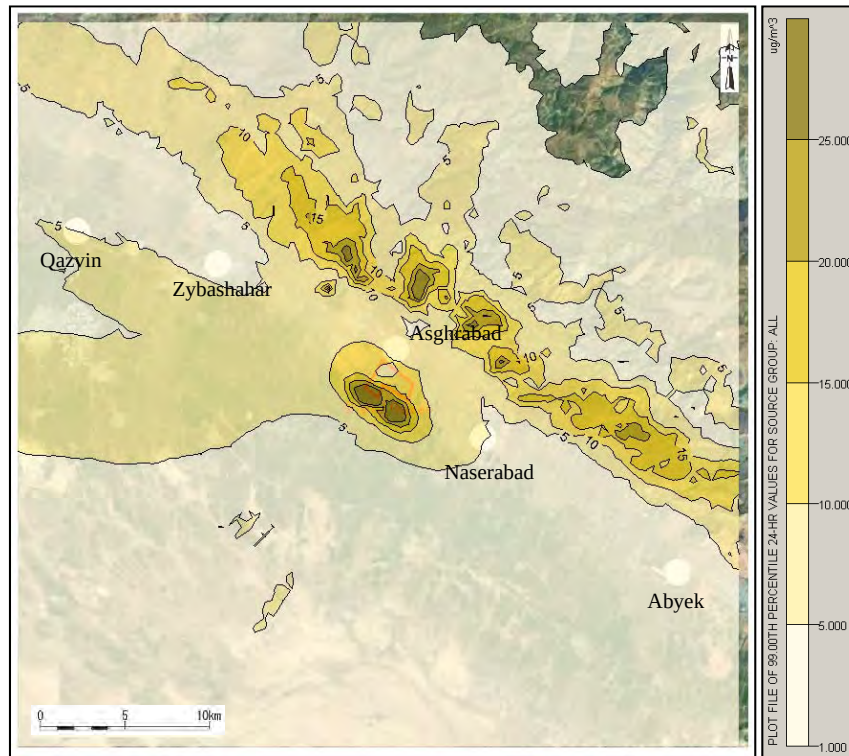
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-60 NO₂ の着地濃度分布図（24 時間値）（現状（既設：ガス使用時））



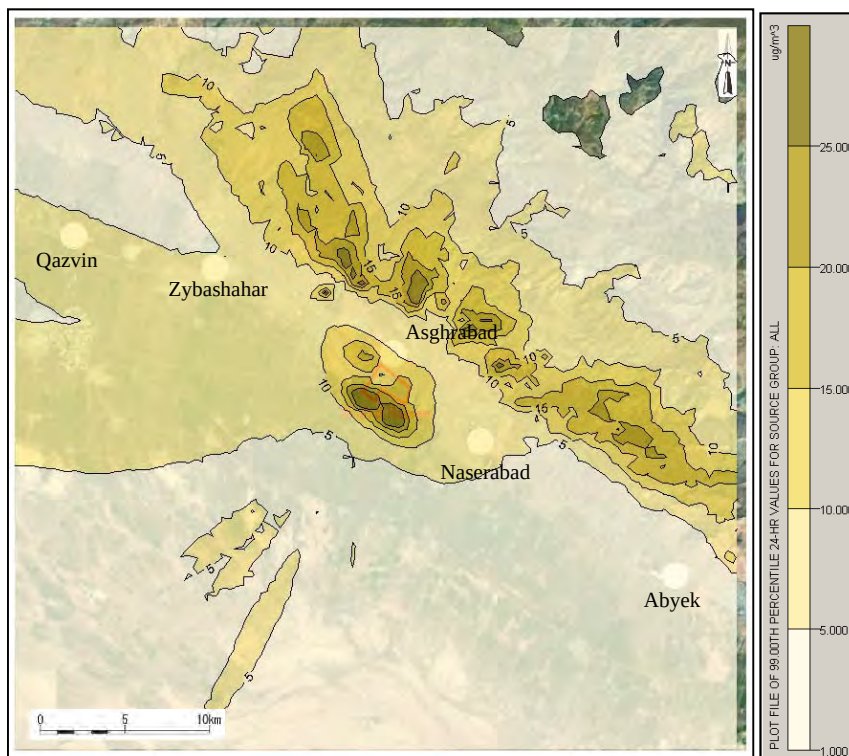
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-61 NO₂ の着地濃度分布図（24 時間値）（将来（既設：ガス使用時+新設：ガス使用時））



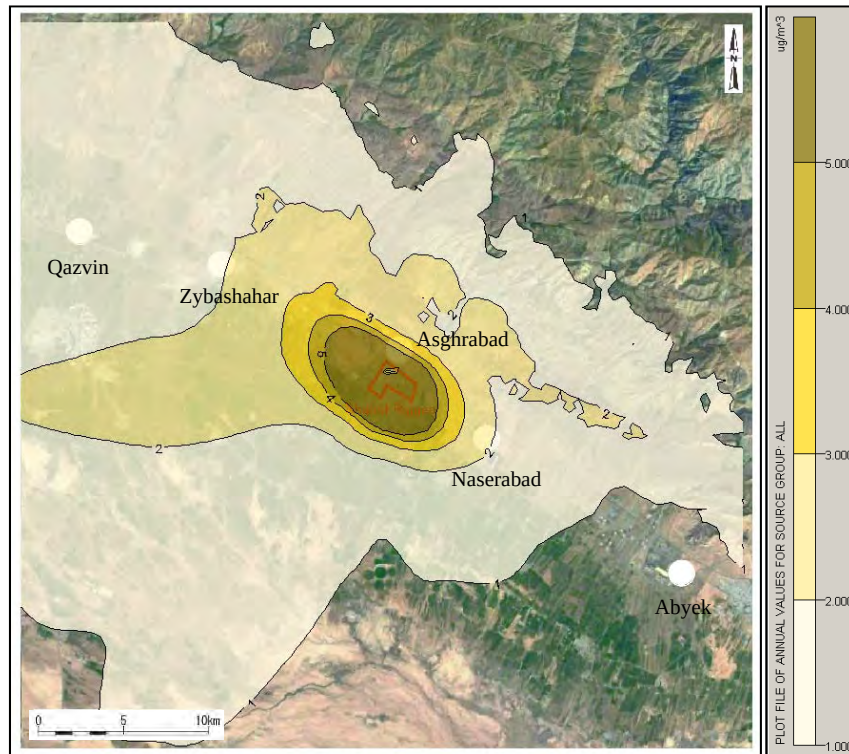
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-62 NO₂ の着地濃度分布図（24 時間値）（現状（既設：軽油・重油使用時））



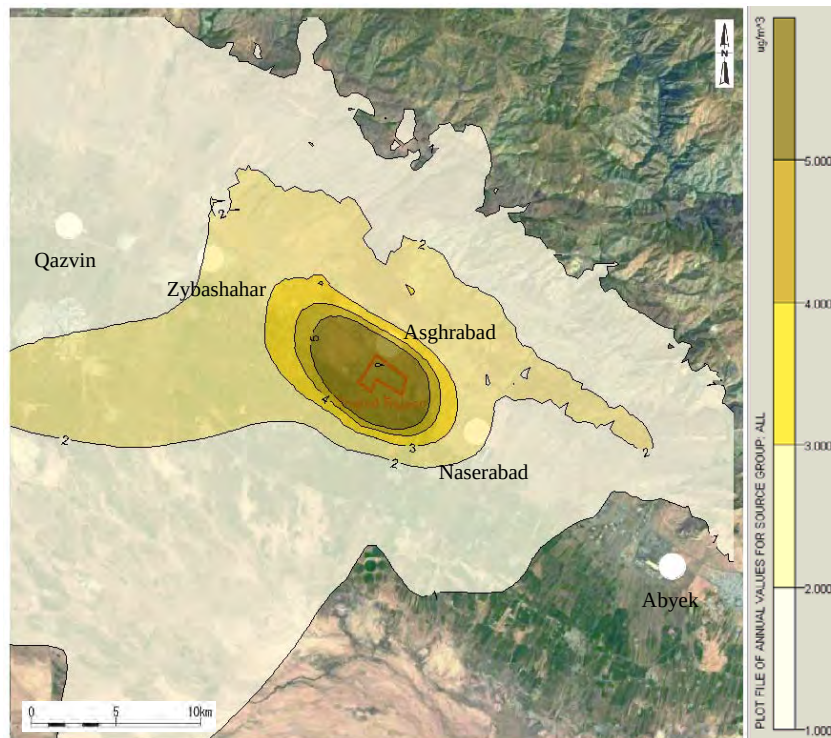
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-63 NO₂ の着地濃度分布図（24 時間値）（将来（既設：重油・軽油使用時+新設：軽油使用時））



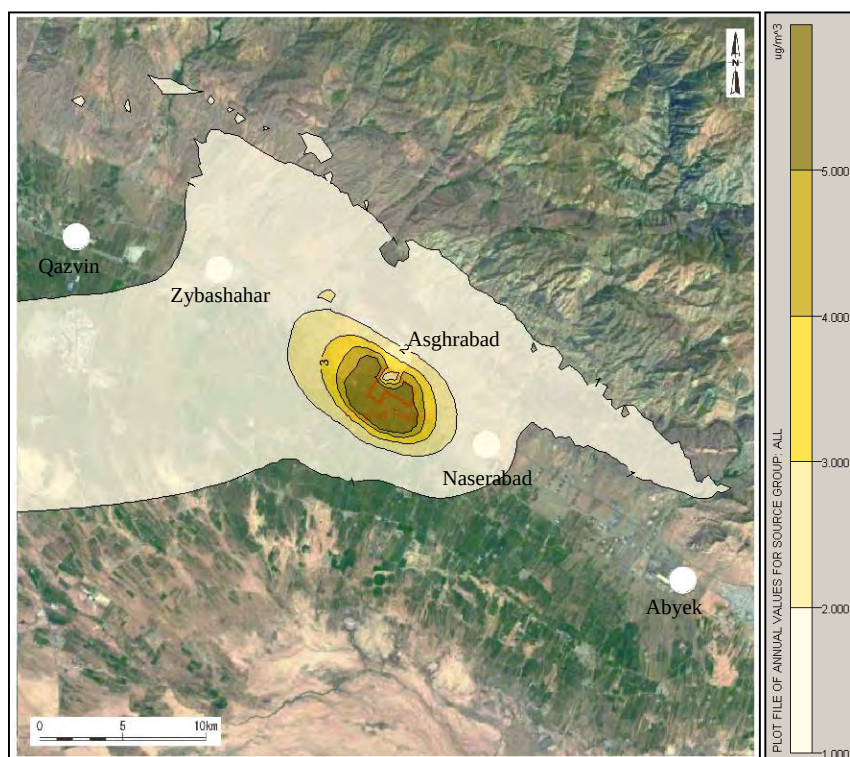
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-64 NO₂ の着地濃度分布図（年平均値）（現状（既設：ガス使用時））



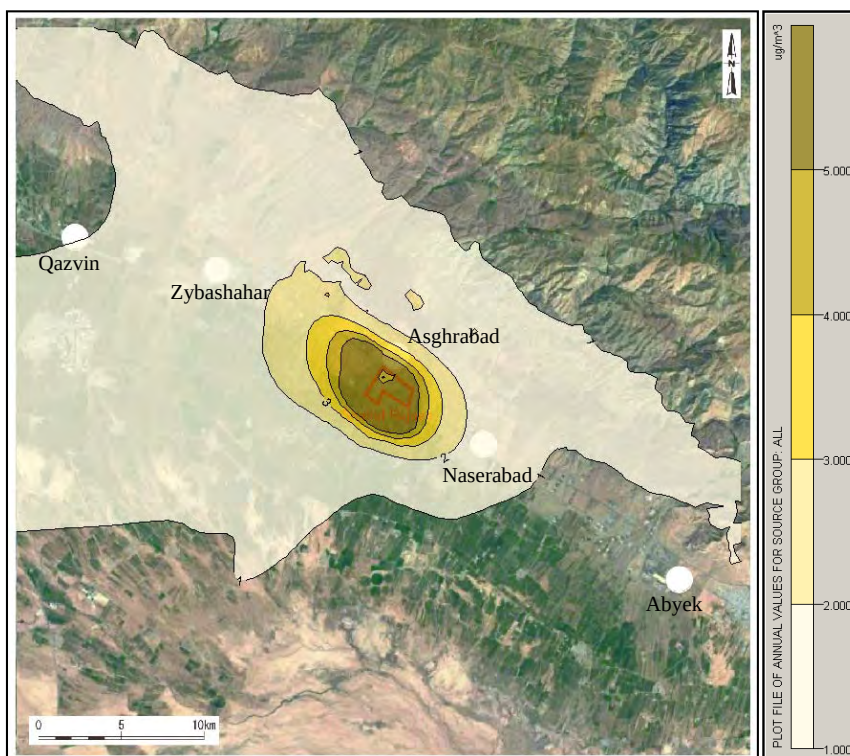
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-65 NO₂ の着地濃度分布図（年平均値）（将来（既設：ガス使用時+新設：ガス使用時））



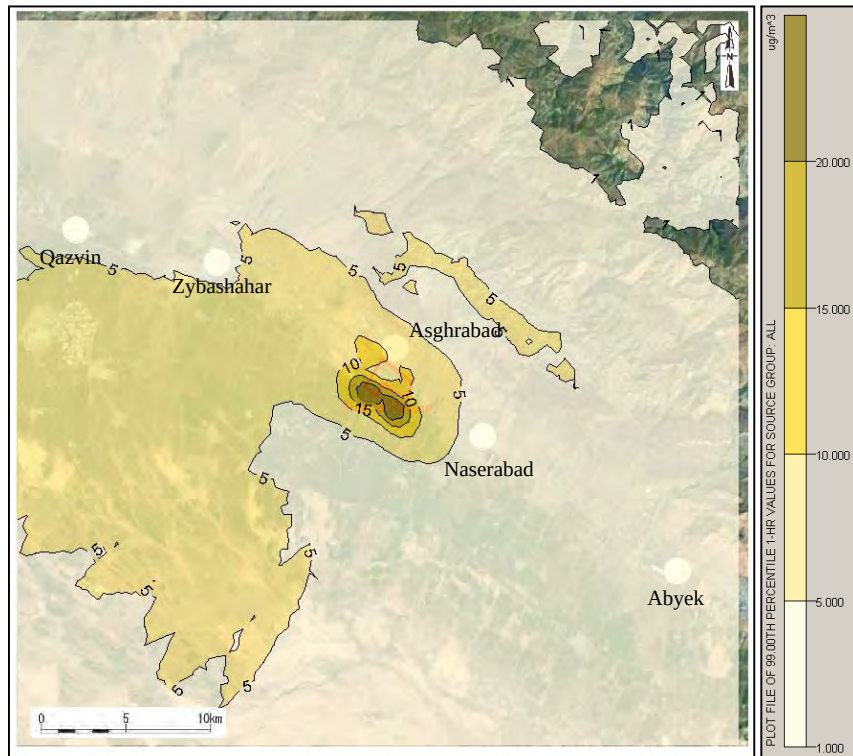
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-66 NO₂の着地濃度分布図（年平均値）（現状（既設：軽油・重油使用時））



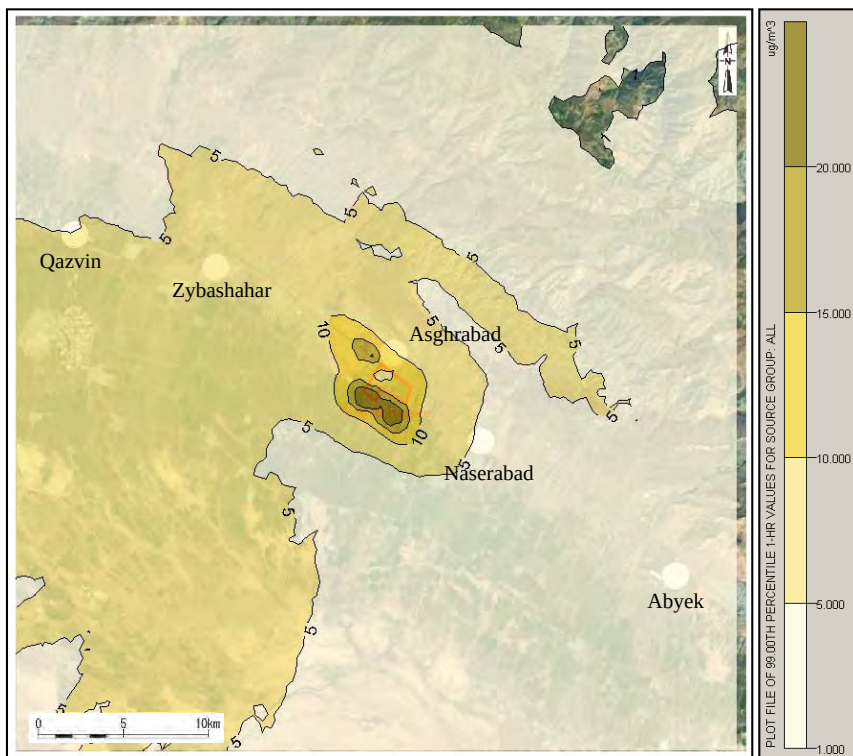
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-67 NO₂の着地濃度分布図（年平均値）（将来（既設：重油・軽油使用時+新設：軽油・重油使用時））



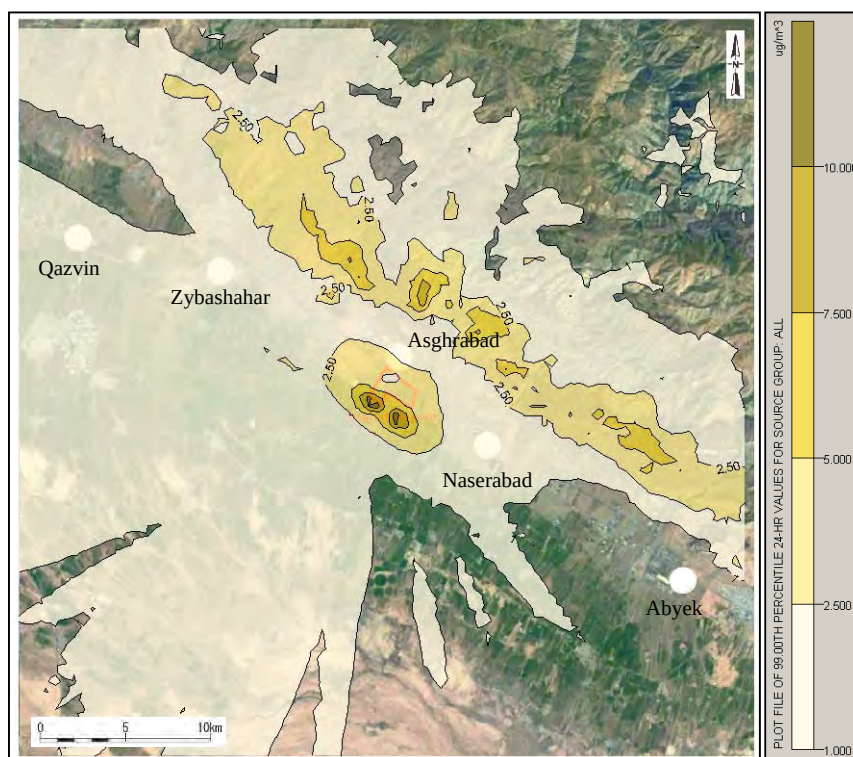
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-68 PM₁₀ の着地濃度分布図（1 時間値）（現状（既設：軽油・重油使用時））



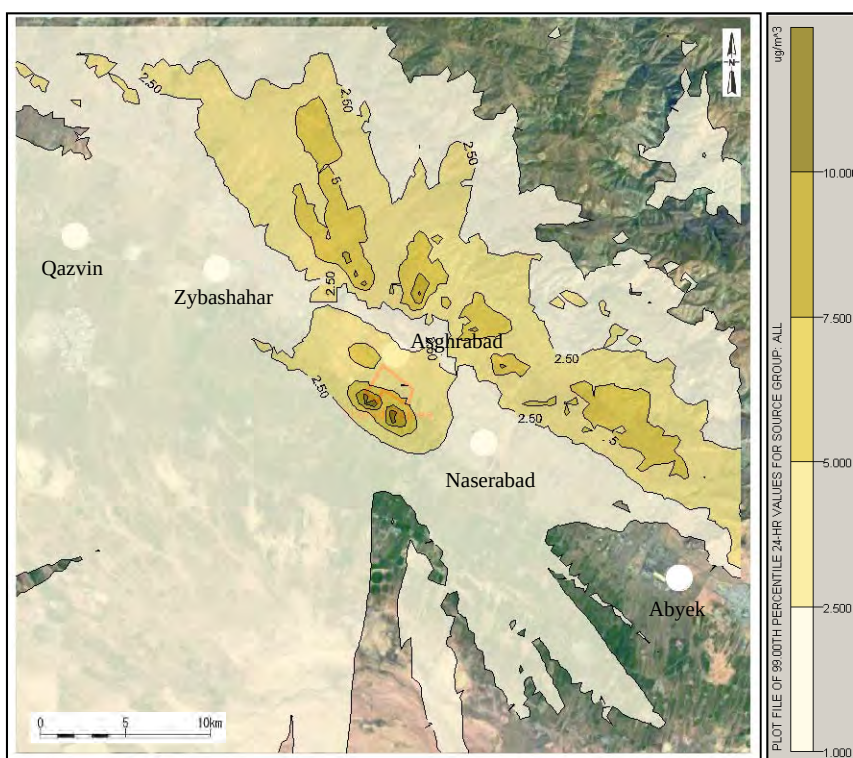
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-69 PM₁₀ の着地濃度分布図（1 時間値）（将来（既設：重油・軽油使用時+新設：軽油使用時））



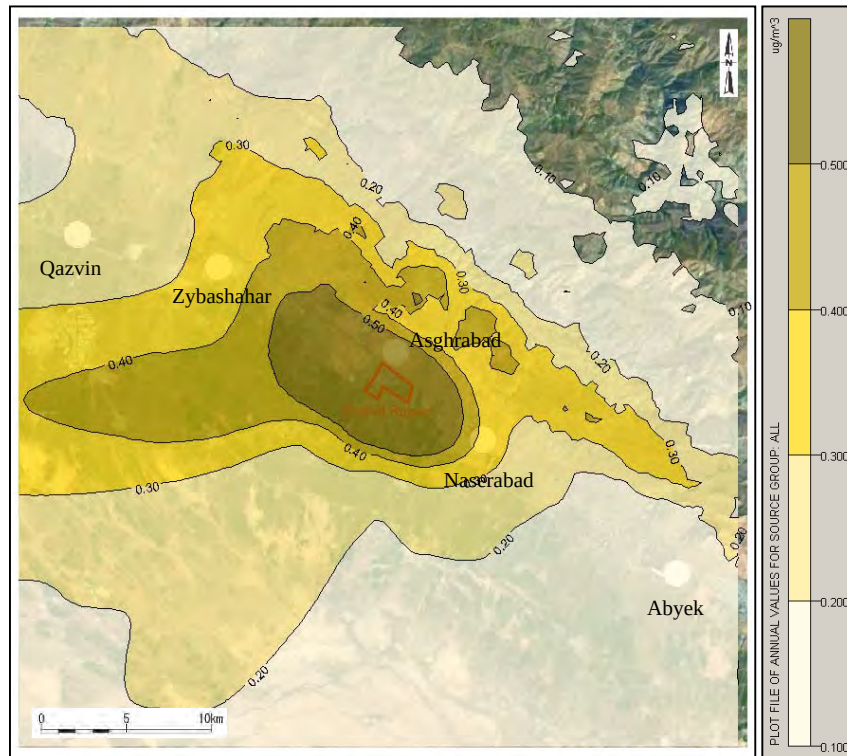
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-70 PM₁₀ の着地濃度分布図（24 時間値）（現状（既設：軽油・重油使用時））



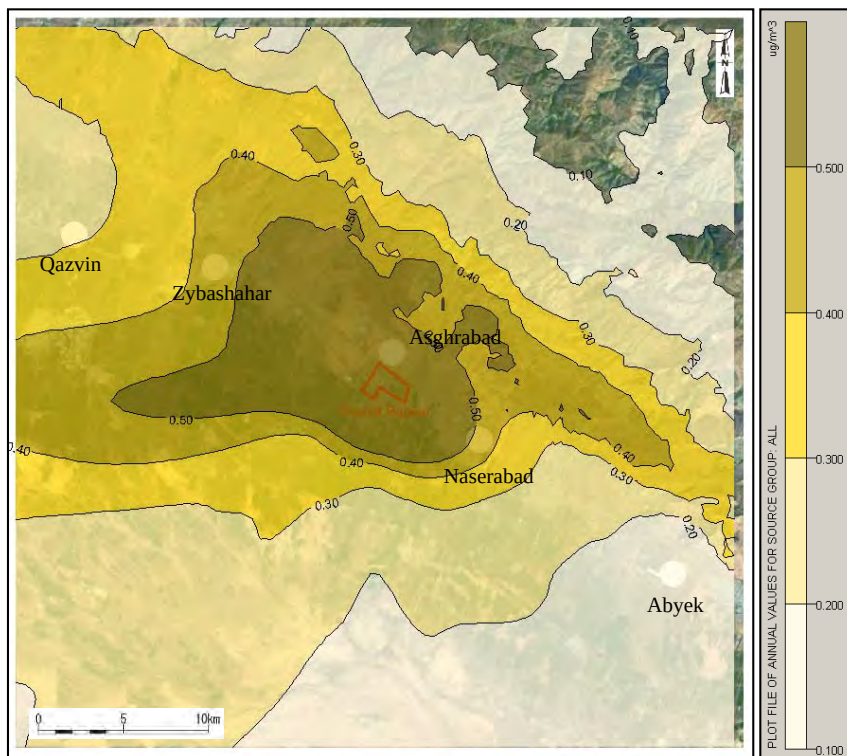
出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-71 PM₁₀ の着地濃度分布図（24 時間値）（将来（既設：重油・軽油使用時+新設：軽油使用時））



出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-72 PM₁₀ の着地濃度分布図（年平均値）（現状（既設：軽油・重油使用時））



出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-73 PM₁₀ の着地濃度分布図（年平均値）（将来（既設：重油・軽油使用時+新設：軽油使用時））

表 6-40 既設及び新設発電設備による寄与濃度の予測結果

汚 染 物 質	燃 料 (既 設・新 設)	時 間 区 分	既 設 に よ る 最 大 着 地 濃 度 a (μg/m ³)	既 設 及 び 新 設 に よ る 最 大 着 地 濃 度 b. (μg/m ³)	バ ッ ク グ ラ ウ ン ド 濃 度 c (μg/m ³)	将 来 最 大 濃 度 b+c (μg/m ³)	「イ」国 大 気 環 境 基 準 (μg/m ³)	国 際 基 準 及 び 各 国 基 準 (IFC/EU/ 日 本) (μg/m ³)
SO ₂	軽油	1 時 間 値	76.38	100.85	42.4	143.25	196	-/350/350
		24 時 時 間	26.67	35.25	42.4	77.65	395	125/125/114
		年 平 均 値	9.72	12.07	-	-	-	-
NO ₂	ガス	1 時 間 値	168.83	168.93	12.2	181.10	200	200/200/-
		24 時 時 間	59.73	59.81	12.2	71.98	-	-/-/113
		年 平 均 値	25.15	25.36	-	-	100	40/40/40
	軽油	1 時 間 値	126.56	126.76	12.2	138.93	200	200/200/-
		24 時 時 間	43.50	43.72	12.2	55.89	-	-/-/113
		年 平 均 値	17.97	18.44	-	-	100	40/40/40
PM ₁₀	軽油	1 時 間 値	34.02	34.16	53.0	87.13	-	-/-/200
		24 時 時 間	11.92	12.03	53.0	65.00	150	150/50/100
		年 平 均 値	5.02	5.16	-	-	-	70/40/40

注：既設発電所から一定程度影響を受けている Naserabad、Asghrabad 及び Zybashahar の 3 地点では、北からの風が卓越し、発電所の排煙がこれらの地点に拡散しない朝方に、現況調査での SO₂、NO₂ 及び PM₁₀ の測定値が最小となっているため、最小値をバックグラウンド濃度とした。

出典：調査団により作成

また、含油排水は油分離装置で処理し、「イ」国の排水基準値及び IFC/WB EHS ガイドラインの基準値（火力発電, 2008）に適合することを、従業員の生活排水は浄化槽で処理した後、「イ」国の排水基準値及び IFC/WB EHS ガイドラインの基準値（一般, 2007）に適合することを確認する。

これらの排水は、既設発電所と排水槽に排水し、できる限り発電所で再利用し、再利用できない緑化等で再利用することを基本とする。定期点検時で排水量が多く、再利用量が困難な場合は、周辺の農業で再利用ができるよう灌漑用水路に排水する。

以上のことから、発電所の稼働による水質への影響は、最小化されている。

(3) 廃棄物

一般廃棄物と有害廃棄物が生成される。一般廃棄物は発電所内の作業員の生活ゴミで、有害廃棄物として、施設の稼働とメンテナンスによる廃油及び排水処理設備の沈殿処理に伴う汚泥がそれぞれ発生する。

基本的には、廃棄物の削減やリサイクルの促進及び不適切な廃棄物の投棄を防止するための労働者への教育を含む廃棄物の管理・処分計画を策定する。廃棄物は分別収集と適切な場所・適切方法で保管する。

既設と同様に紙、鉄クズ及び油等はリサイクルし、食物残差はコンポスト化して、緑化等に肥料として再利用する。

リサイクルできない全ての有害廃棄物は、サイト内の地下浸透対策が講じられ、DOE から許可を取得済みの埋立場所に運搬して処分を行う。これらの緩和策により、廃棄物による水質汚濁、土壌汚染、悪臭及び衛生問題の発生は抑制されることから、影響は最小化されており、大きな影響ない。今後、廃棄物の種類、発生量及び処分方法については、モニタリングを行う計画である。

(4) 土壌汚染

施設の運転に用いる潤滑油及び燃料油等の漏洩による土壌汚染の可能性がある。油のタンクはコンクリート舗装した場所に設置し、周囲には防油堤を設置する。こうした方策の実施により、土壌汚染の可能背性は抑制されている。

(5) 騒音・振動

発電所の運転による騒音と振動の影響が予想される。サイト近傍には住居はないものの、発電所北側約 1.5 km のところに住居があり、影響を最小化する配慮が必要である。

<騒音>

発電所の主な機器の運転による騒音レベルで、以下の予測モデルで予測した。

騒音レベル予測モデル

騒音レベルの予測式は、6.7.1 の工事中と同じである

＜騒音源の騒音レベルのデータ＞

発電所の運転に関わる主な騒音発生機器は、煙突、エアフィルター、ガスタービン、ポンプ類、変圧器、冷却ファン、ダクトなどである。

表 6-41 に、それぞれの装置の騒音レベルと台数を示す。

表 6-41 主な機器の騒音レベル

機器	騒音レベル(dB)
ガスタービン（インクロジャータ イブ）	87
ガスタービン発電機（インクロ ジャータイブ）	83
吸気ダクト	87
吸気フィルタ	94
GT 排気ダクト	91
主変圧器	95
所内変圧器	93
煙突	89
冷却ファン	88
冷却水ポンプ	98
空気圧縮設備	85
燃料油ポンプ	86

出典：調査団により作成

＜計算条件＞

予測地点は、6.7.1 の工事中の騒音の予測と同じ地点とし、敷地境界の 10 地点（No.1 ～ No.10）と、発電所近隣の工場及び住居の 3 地点（No.11 ～ No.13）とした。

＜シミュレーション結果＞

施設の稼動に伴う予測地点における寄与・現況・将来騒音レベルは、表 6-42 に、騒音レベルの分布は図 6-75 に示すとおりである。

寄与騒音レベルについて、敷地境界で 27 ～ 57 dB(A) であり、近隣の作業所及び住居地域で 27 ～ 32 dB(A) であった。

予測地点の現況騒音レベルについては、6.7.1 の工事中の現況騒音レベルと同様とした。現況騒音レベルと寄与騒音レベルに基づいて、予測地点の将来騒音レベルを予測した。

将来騒音レベルは、敷地境界で 58 ～ 63 dB(A) であり、近隣の作業所及び住居地域で 46 ～ 65 dB(A) であり、敷地境界で現況に比べ、騒音レベルが増加しているのは 1 地点だけであり、それ以外はいずれも現況と変わらない。

敷地境界、近隣作業所での将来騒音レベルの予測値は、すべての予測地点で「イ」国及び IFC/WB の EHS ガイドラインの基準値（工業地域：昼間）に適合している。

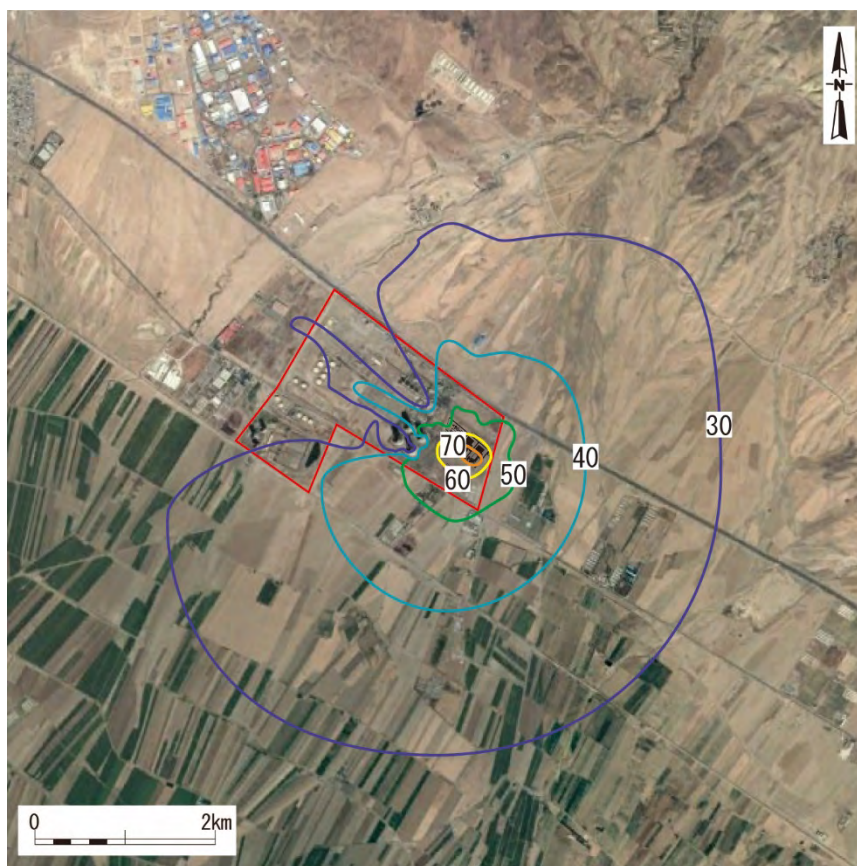
また、住居地での将来騒音レベルの予測値は、イラン及び IFC/WB EHS ガイドラインの基準値（住居地域：昼間）を満たしている。夜間については、現況騒音レベルが、既に基準を超えているため適合しないが、上記のように現況の騒音レベルと変わらない。

騒音を発生する機器については、できる限り密閉するとともに低騒音型を採用し、定期点検による維持管理を行う。

表 6-42 発電所からの騒音レベルシミュレーション結果

場所	地点	騒音レベル (dBA)	現況騒音 レベル (dBA)	将来騒音 レベル (dBA)	イランの 騒音基準	IFC/WB EHS ガイドライン 一般
プロジェクト サイト境界	No. 1	32	62	62	工業地域： 昼間 70 夜間 65	工業地域： 昼間 70 夜間 70
	No. 2	40	62	62		
	No. 3	38	61	61		
	No. 4	52	61	62		
	No. 5	51	61	61		
	No. 6	57	61	63		
	No. 7	50	61	61		
	No. 8	47	59	59		
	No.9	27	58	58		
	No.10	33	62	62		
最寄りの住居 地域	No.11	32	46	46	住居地域： 昼間 55 夜間 45	住居地域： 昼間 55 夜間 45
発電所隣接工 場	No.12	27	63	63	工業地域： 昼間 70 夜間 65	工業地域： 昼間 70 夜間 70
	No.13	27	65	65		

出典：調査団により作成



出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-75 発電所の運転に伴う騒音レベルの分布予測図（単位：dBA）

<振動>

発電所の運転による振動の影響が予想されるが、振動レベルはそれほど大きくはない。振動の発生源となる機器としては、ガスタービン、発電機及びポンプ類があるが、これらの機器は強固な基礎の上に設置する。また、低振動型の機器を採用し、定期的な点検による維持管理を行う。

日本の事例では発生振動レベルは65dB程度であるが、500m 離れると約0dB に減衰する。最寄りの住居はさらに約1.5km 離れており、振動の影響は無視できるレベルとなる。

(6) 地盤沈下及び水象（地下水）

供用時は、既設で使用している許可済みの井戸から最大 300m³/日で取水するが、許認可水量の範囲内で取水し、排水の再利用により、取水量をできる限り抑制する。

既設の井戸では、地下水位の低下はみられず、発電所周辺でも特に地盤沈下はみられていない。今後とも地下水の水位レベルはモニタリングする計画である。

以上のことから、供用時の取水による大きな地下水の低下及びそれに伴う大きな影響は想定されない。

(7) 悪臭

従業員の生活系廃棄物の取扱が不適切である場合は悪臭が発生する可能性がある。

従業員にゴミの分別と収集について指導を徹底し、不法投棄は禁止する。

また、生ごみについては、悪臭防止のため蓋付き容器で収集・保管し、定期的にコンポスト化して肥料として利用する。

こうした緩和策を実施することにより、悪臭の発生は防止される。

(8) 陸上生態系及び貴重種

発電所の運転による大気汚染、騒音及び振動等により、付近の植物の生育や動物の行動に影響する可能性はある。

周辺の地域は乾燥性の生態系であるが、裸地や農地としての利用が進んでおりそういった土地利用に特化した生態系となっている場所であり、特に注意を要する絶滅危惧種は見当たらない。

運転中の大気汚染、騒音及び振動については、「大気汚染」及び「騒音・振動」で示した緩和策を講じることにしており、陸上の動植物への影響は少ない。

なお、爬虫類については、調査データがすくないことから、念のためサイト及び付近で絶滅危惧種となるカメやトカゲ類の有無を目視観察する。

(9) 雇用や生計手段等の地域経済

サイトは開発済みの既設発電所用地であり、新たな土地収用及び住民移転は発生しない。地元住民は労働者として雇用され、地域で物資や機器が購入されるため地域経済が活発になる可能性がある。

できる限り地元住民を労働者として雇用するとともに、地域のマーケット、レストラン食堂及びケータリングサービスを利用し、地域で物資や機器が購入することで、少ないながらも地域経済への貢献が期待される。

(10) 水利用

地下水を取水するため、周辺の地下水利用への一時的な影響の可能性があるが、「地盤沈下及び水象（地下水）」で記載したとおり、緩和策を講じており、取水による大きくはない。

発電所の運転に伴い、含油排水及び生活排水が発生するため、水質汚濁による灌漑用水への影響の可能性があるが、水質汚濁については、「水質汚染」で示した緩和策が講じられており、水質汚濁による灌漑用水への影響は少ない。

(11) 被害と便益の偏在

サイトは開発済みの既設発電所用地であり、新たな土地収用及び住民移転は発生せず、補償による被害と便益の偏在はない。

地元住民の雇用が、事業者の私的な縁故等で行われると、一部の住民だけが雇用され便益が偏在することになり、不公平感が生じる。

地元住民の雇用に当たっては、雇用条件を明示した公募を行うことで、不公平な雇用を

防止する。

(12) 労働環境（労働安全を含む）

運転中は、高所や高い騒音の場所での作業があり、労働災害の可能性がある。安全教育や訓練を含む労働安全計画を作成する。また、労働安全計画に基づき、ヘルメット、安全靴、耳栓、感電防具等の安全保護具を配備する。このほか、危険物・有害物の保管場所での標識を設置する。

(13) 事故

施設の運転や車両により火災や交通事故の可能性はある。

火災対策として、燃料油の漏えい等の管理計画の作成、消火器や警報システムの消防施設の設置、消防チームの組織化や消防訓練などを実施する。

交通事故の対策として、適切な運行ルート及び時間を検討し、労働者には交通規則の順守、安全運転教育と訓練を実施する。特に車両が多くなる定期点検時は、点検業者を監督・指導する必要がある。

(14) 国境を超える環境影響と気候変動

本プロジェクトの発電所の運転で CO₂ が発生するが、熱効率の高いガスタービンを設置しており、排出量 2,896,000 t-CO₂/年となる。また、従来型のベースライン排出量 5,678,527 t-CO₂/年に比べると排出削減量は 2,782,527t-CO₂/年となる。

また、イラン国での火力発電による 2015 年ベースの総排出量は約 1.6 億 t-CO₂/年であり、この総排出量に比べ、本プロジェクトによる排出量の割合は約 1.8%と小さく、影響は少ないと想定される。

6.7.3 環境及び社会影響評価結果の要約

環境及び社会影響評価結果の要約は、表 6-43 に示すとおりである。

表 6-43 発電所における環境及び社会影響評価の結果

番号	項目	スコーピング時の評価		環境影響評価時の評価		評価の理由
		工 事 前・工 事中	供用時	工 事 前・工 事中	供用時	
		正 負	正 負	正 負	正 負	
【汚染対策】						
1	大気汚染	D B	D A	D B	D B	工事中: -土地造成等の土木工事で粉塵が発生するため、粉塵の飛散による工事エリア近傍の大気質への影響の可能性はある。一般的に風速が 6m/s を超えると地上の粉塵が舞い上がるが、サイト周辺では、6m/s を超える風が年間 1% 未満である。 - 建設機械や車両の排ガスによる大気汚染物質（SOx、NOx、PM 等）の排出により、工事エリア近傍の大気質への影響がある。 供用時: - 発電所では燃料としてガスや軽油を使用することにしており、ガスタービンの稼動により、SOx、NOx、PM が排出され、影響は広範囲となる。現地実査の結果では、発電所の北側は標高が高い地域があり、風向によっては煤煙により高濃度が一定期間生じる可能性がある。 本プロジェクトでは、ガスタービンを採用することにしており、NOx 対策として、乾式の低 NOx バーナーを採用するため、排出ガス中の大気汚染物質濃度は、「イ」国の排ガス基準又は IFC/WB EHS ガイドラインのガイドライン値（火力発電, 2008）に適合す

番号	項目	スコーピング時の評価		環境影響評価時の評価		評価の理由
		工 事 前・工 事中	供用時	工 事 前・工 事中	供用時	
		正 負	正 負	正 負	正 負	
						る。 -風速 10m/s 以上の風は極めて少なく、ダウンウォッシュはほとんど発生しない。 -煙突周辺には、主風向側には、ダウンドラフトが発生するような建物は無い。 -本プロジェクトからの汚染物質の最大着地濃度は、「イ」国及び IFC/WB のガイドライン値と比べても極めて低くなっている。 -既設の寄与と新設を加味した将来の寄与による最大着地濃度でも、変化は極めて小さく、「イ」国の環境基準値及び IFC/WB のガイドライン値に適合する値となっている。 また、既設及び新設による予測値に、バックグラウンド濃度を加えた将来濃度も、「イ」国の環境基準値及び IFC/WB のガイドラインや EU 等の国際基準を満足している。
2	水質汚濁	D B	D B	D B	D B	工事中: - 労働者の糞尿や生活排水、コンクリート由来の排水及び含油排水が発生するため、付近の灌漑用水路の水質に影響を及ぼす可能性がある。 これらの排水は「イ」国の基準及び IFC/WB EHS ガイドラインの基準値に適合することを確認する。 供用時: -発電所の運用により、発電所からのプラント排水、含油排水、生活排水に

番号	項目	スコーピング時の評価		環境影響評価時の評価		評価の理由
		工 事 前・工 事中	供用時	工 事 前・工 事中	供用時	
		正負	正負	正負	正負	
						よる影響が予測される。 -発電所では、蒸気タービンを使用するが、復水器の冷却水は、乾式の強制通風式冷却ファンを用いて再利用することにしており、温排水は排出されない。 -主な排水は、定期点検時の純水装置の再生排水及び廃熱回収ボイラー（HRSG）の再生排水であり、通常時の排水量は少なく、この他に、事務所での従業員の生活排水や雨水等に伴い変圧器、軽油タンク周りからの含油排水やが発生する。 -これらの排水は、油分離装置、中和処理及び沈殿処理装置で処理した後、「イ」国の排水基準値及び IFC/WB EHS ガイドラインの基準値（火力発電, 2008）に適合することを確認する。
3	廃棄物	D B	D B	D B	D B	工事中： -建設工事により、梱包材や生活系ごみ等の一般廃棄物や廃油、廃バッテリー等の有害廃棄物が発生する。 供用時： -一般廃棄物と有害廃棄物が生成される。一般廃棄物としては発電所内の作業員の生活ゴミで、有害廃棄物として、施設の稼働とメンテナンスによる廃油及び排水処理設備の沈殿処理に伴う汚泥がそれぞれ発生する。
4	土壌汚染	D B	D B	D B	D B	工事中： - 潤滑油、燃料油及び化学物質の漏洩

番号	項目	スコーピング時の評価		環境影響評価時の評価		評価の理由
		工 事 前・工 事中	供用時	工 事 前・工 事中	供用時	
		正 負	正 負	正 負	正 負	
						による土壌汚染の可能性がある。 供用時： - 施設の運転に用いる潤滑油及び燃料油漏洩による土壌汚染の可能性がある。
5	騒音及び振動	D B	D B	D B	D B	工事中： -建設機械や資機材等運搬車両の運転により騒音及び振動が発生する。サイト近傍には住居はないものの、発電所北側約 1.5 kmのところに住居があり、影響を最小化する配慮が必要である。 -敷地境界で 58 ～ 65 dB(A) で、近隣の作業所及び住居地で 46～ 63 dB(A) であった。 敷地境界、近隣の作業所での予測値は全て「イ」国及び IFC/WB の EHS ガイドラインの基準値（工業地域：昼間）に適合している。 また、住居地での予測値は IFC/WB の EHS ガイドラインの基準値（住居地域：昼間）に適合している。 -想定される振動の発生源としては、トレーラーやトラックがあり、500m 離れると約 10dB に減衰し、日本の振動の基準値 45dB と比較して極めて低いレベルであり、最寄りの住居はさらに約 1.5 km離れており、さらに振動レベル影響は無視できるレベルとなる。 供用時： -敷地境界で 58～63 dB(A) で、隣の作業所及び住居地で 46～65 dB(A) であ

番号	項目	スコーピング時の評価		環境影響評価時の評価		評価の理由				
		工 事 前・工 事中	供用時	工 事 前・工 事中	供用時					
		正負	正負	正負	正負					
						った。敷地境界、近隣の作業所での の予測値はすべての地点で IFC/WB の EHS ガイドラインの基準値（工業 地域：昼間）に適合している。 -住居地での予測値は IFC/WB EHS ガ イドラインの基準値（住居地域：昼間） を満たしている。 -発電所の運転による振動の影響が予 想されるが、振動レベルはそれほど大 きくはない。 -日本の事例では発生振動レベルは 65dB 程度であるが、500m 離れると約 0dB に減衰する。最寄りの住居はさら に約 1.5 km 離れており、振動の影響は 無視できるレベルとなる。				
6	地盤沈下	D	C	D	C	D	B	D	B	工事中及び供用時： -既設で使用している許可済みの井戸 から取水するが、許認可水量の範囲内 で取水するが、既設の井戸では、地下 水位の低下はみられず、発電所周辺で も特に地盤沈下はみられておらず、取 水による大きな地盤沈下は生じないと 想定される。
7	悪臭	D	B	D	B	D	B	D	B	工事中及び供用時： - 労働者及び従業員のの生活系廃棄 物の取扱が不適切である場合は悪臭 が発生する可能性がある。
【自然環境】										
1	野生生物保護 区	D	D	D	D	D	D	D	D	工事中及び供用時： サイトは保護区内には位置せず、また

番号	項目	スコーピング時の評価				環境影響評価時の評価				評価の理由
		工 事 前・工 事中		供用時		工 事 前・工 事中		供用時		
		正	負	正	負	正	負	正	負	
										近傍にも保護区はない。
2	陸上生態系及び貴重種	D	B	D	B	D	B	D	B	工事中及び供用時: - サイトは開発済みの既設発電所敷地内で、動植物としては草本類や齧歯類等が確認されたが、周囲に広く生息する種であり、絶滅危惧種となる動植物ではない。 -周辺の地域は乾燥性の生態系であるが、裸地や農地としての利用が進んでおりそういった土地利用に特化した生態系となっている場所であり、特に注意を要する絶滅危惧種は見あたらない。 サイト内の改変でこれらの生息場所が一部消失するが、工事中及び運転中の大気汚染、騒音及び振動等により、付近の植物の生育や動物の行動に影響する可能性はあるが、これらの種の生息場所はプロジェクトサイト周囲に広がっており、生物相への影響は少ない。
3	河川生態系及び貴重種	D	D	D	D	D	D	D	D	工事中・供用時: 本事業では、河川からの取水はせず、また、河川への排水も予定されていない。
4	水象（河川）	D	D	D	D	D	D	D	D	工事中及び供用時: -本事業では、河川からの取水は行わない。
5	水象(地下水)	D	C	D	C	D	B	D	B	工事中及び供用時： -既設で使用している許可済みの井戸から取水するが、許認可水量の範囲内で取水し、既設の井戸では、地下水位

番号	項目	スコーピング時の評価				環境影響評価時の評価				評価の理由
		工 事 前・工 事中		供用時		工 事 前・工 事中		供用時		
		正	負	正	負	正	負	正	負	
										の低下はみられず、取水による大きな地下水の低下は生じないと想定される。
6	地形・地質	D	D	D	D	D	D	D	D	工事中・供用時： -本プロジェクトは既設の発電所敷地内にて実施されるため、影響は想定されない。
【社会環境】										
1	住民移転及び土地収用	D	D	D	D	D	D	D	D	工事前・工事中及び供用時： - サイトは開発済みの既設発電所用地であり、新たな土地収用及び住民移転は発生しない。
2	貧困層	D	D	D	D	D	D	D	D	工事前： - サイトは、開発済みの既設発電所用地であり、貧困層への影響は生じない。 - 工事中・供用時： 特に貧困層に影響を与える要因は想定されない。
3	少数民族	D	C	D	C	D	D	D	D	工事前・工事中及び供用時： - サイトは開発済みの既設発電所用地であり、少数民族への影響は生じない - サイト周辺は、少数民族による利用がないことを調査で確認している。
4	雇用や生計手段等の地域経済	B	D	B	D	B	D	B	D	工事前： - サイトは開発済みの既設発電所用地であり、雇用や生計手段等への影響は生じない。 工事中及び供用時： - 地元住民が労働者として雇用され、地域で物資や機器が購入されるため

番号	項目	スコーピング時の評価				環境影響評価時の評価				評価の理由
		工 事 前・工 事中		供用時		工 事 前・工 事中		供用時		
		正	負	正	負	正	負	正	負	
										地域経済が活発になる可能性がある。
5	土地利用や地域の資源利用	D	D	D	D	D	D	D	D	工事前・工事中及び供用時: - サイトは開発済みの既設発電所用地であり、土地利用や地域の資源利用への影響は生じない。
6	水利用	D	C	D	C	D	B	D	B	工事中及び供用時: -地下水を取水するため、周辺の地下水利用への一時的な影響の可能性はあるが、「水象（地下水）」で記載したとおり、大きな地下水位の低下はない。 -排水は発生するが、「水質汚濁」に記載したとおり排水基準に適合するため、灌漑用水への影響は少ない。
7	既存の社会インフラや社会サービス	D	D	D	D	D	D	D	D	工事中及び供用時: サイト近くには人口 40 万人の Qazvin 市があり、工事作業員や発電所運転員の流入があっても、住宅、医療施設、学校、下水、道路等の社会インフラ・サービスは十分整っているため、影響は想定されない。
8	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	D	D	D	D	D	D	D	工事前: -サイトは、開発済みの既設発電所用地であり、社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織への影響は生じない。 工事中及び供用時: -特に周辺の社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織に影響を与える要因は想定されない。
9	被害と便益の	D	B	D	B	D	B	D	B	工事前:

番号	項目	スコーピング時の評価				環境影響評価時の評価				評価の理由
		工 事 前・工 事中		供用時		工 事 前・工 事中		供用時		
		正	負	正	負	正	負	正	負	
	偏在									-サイトは、開発済みの既設発電所用地であり、被害と便益の偏在が生じることはない。工事中及び供用時: -地元住民の雇用や外注が不公平に行われれば、便益が遍在することになる。
10	地域内の利害 対立	D	B	D	D	D	B	D	D	工事前： -サイトは、開発済みの既設発電所用地であり、地域内の利害対立が生じることはない。工事中: -工事中は外国人など外部からの労働者が多く、地域の慣習を理解しないと、地域住民と外部からの労働者間で争いが起きる可能性がある。 供用時: -外国人等の外部からの労働者の流入は少なく、慣習の違いによる地域住民と外部からの労働者間での争いは想定されない。
11	文化遺産	D	D	D	D	D	D	D	D	工事中及び供用時: - サイトは開発済みの既設発電所用地であり、サイト内には歴史的、文化的、考古学的遺産は存在しない。
12	景観	D	C	D	C	D	D	D	D	工事中及び供用時: - サイトは開発済みの既設発電所用地であり、周辺には景観地はないことを確認している。
13	ジェンダー	D	D	D	D	D	D	D	D	工事前： -サイトは、開発済みの既設発電所用地であり、女性が不利益を被ることはない。 工事中及び供用時:

番号	項目	スコーピング時の評価				環境影響評価時の評価				評価の理由
		工 事 前・工 事中		供用時		工 事 前・工 事中		供用時		
		正	負	正	負	正	負	正	負	
										-特にジェンダーに影響を与えるような要因は想定されない。
14	子どもの権利	D	B	D	D	D	B	D	D	工事前: - サイトは開発済みの既設発電所用地であり、子供の権利に影響を生じることはない。 工事中: -工事現場では、多くの労働者を必要とするため、児童労働により、学校を中退する子供が増える可能性もある。 供用時： - 運転中に児童を単純労働者として募集することはない。
15	HIV/AIDS 等の感染症	D	B	D	D	D	B	D	D	工事中: - 外国人等の外部の労働者の流入により、感染症が拡大する可能性が考えられる。 供用時： - 外国人等の外部からの労働者の流入は少なく、感染症が広がる可能性は想定されない。
16	労働環境(労働安全を含む)	D	B	D	B	D	B	D	B	工事中： - 工事作業では、事故の危険性が高い。 供用時： - 作業員の労働災害の可能性はある。 - 運転中は、高所や高い騒音の場所での作業があり、労働災害の可能性はある。
【その他】										
1	事故	D	B	D	B	D	B	D	B	工事中: - 工事車両の運転による交通事故が発生する可能性がある。

番号	項目	スコーピング時の評価				環境影響評価時の評価				評価の理由
		工 事 前・工 事中		供用時		工 事 前・工 事中		供用時		
		正	負	正	負	正	負	正	負	
									供用時: - 施設の運転や車両により火災や交通事故の可能性はある。	
2	越境の影響及び気候変動	D	D	D	B	D	D	D	B	工事中: - 工事中に CO ₂ が発生するが、影響は一時的の限定的なものであり、越境及び気候変動への影響は想定されない。 供用時: -本プロジェクトの発電所の運転で CO ₂ が発生するが、熱効率の高いガスタービンを設置しており、排出量 2,896,000 t-CO ₂ /年となる。また、従来型のベースライン排出量 5,678,527 t-CO ₂ /年に比べると排出削減量は 2,782,527t-CO ₂ /年となる。また、イラン国での火力発電による 2015 年ベースの総排出量は約 1.6 億 t-CO ₂ /年であり、この総排出量に比べ、本プロジェクトによる排出量の割合は約 1.8%と小さく、影響は少ないと想定される。

注) カテゴリーは以下のように分類した:

- A: 重大な影響が予想される。
- B: ある程度の影響が予想される。
- C: 影響の程度は不明である（更なる調査が必要で、その過程で影響をはっきりさせることが可能である）。
- D: 影響はほとんど予想されない。

出典：調査団により作成

6.8 環境管理計画

6.8.1 実施体制

(1) 工事中

工事中は、TPPH の発電部門は監督コンサルタントと共に、工事活動の内容を十分考慮し、EPC コントラクターに必要となる緩和策について十分理解させ、それを実施することを促進する。

このため、工事開始前から、プロジェクト管理チーム（PMT：Project Management Team）を組織し、専門知識を持った環境管理責任者が PMT 内に配置される。このユニットが、工事開始前に監督コンサルタントや EPC コントラクターとの間で、緩和策について協議し、計画を策定する。

工事開始により作業員が流入する。PMT は工事中の地域住民からの苦情を理解し処理するための苦情処理組織として機能するとともに、適切な緩和策を実施する。

PMT は、周辺の地域コミュニティに工事内容や工事スケジュール及び緩和策について理解を促進し、住民からの意見を把握して、必要な緩和策を随時変更する。

実施した環境管理の実施の確認や更なる緩和策を検討するため、コントラクターには管理計画の実施状況について、PMT と監督コンサルタントに定期的に報告書を提出する。

PMT の責任者は、定期的に地域のコミュニティへの説明会を開催し、継続的な苦情を聞き、環境管理計画および後述する環境モニタリングの実施状況とともにこれらの苦情について、JICA 及び関連機関への報告をする。

もし、建設活動により環境問題が生じた場合は、PMT はできる限り速やかにコントラクターに原因を確認する。

これらの問題を解決するために、PMT の責任者は、必要な緩和策について説明・指示すべきであり、もし重大な問題がある場合は、TPPH は問題が解決するまで工事を停止するようコントラクターに命令する。

工事中の報告の流れも含めた、環境管理とモニタリングの実施体制の概要は、図 6-76 に示すとおりである。

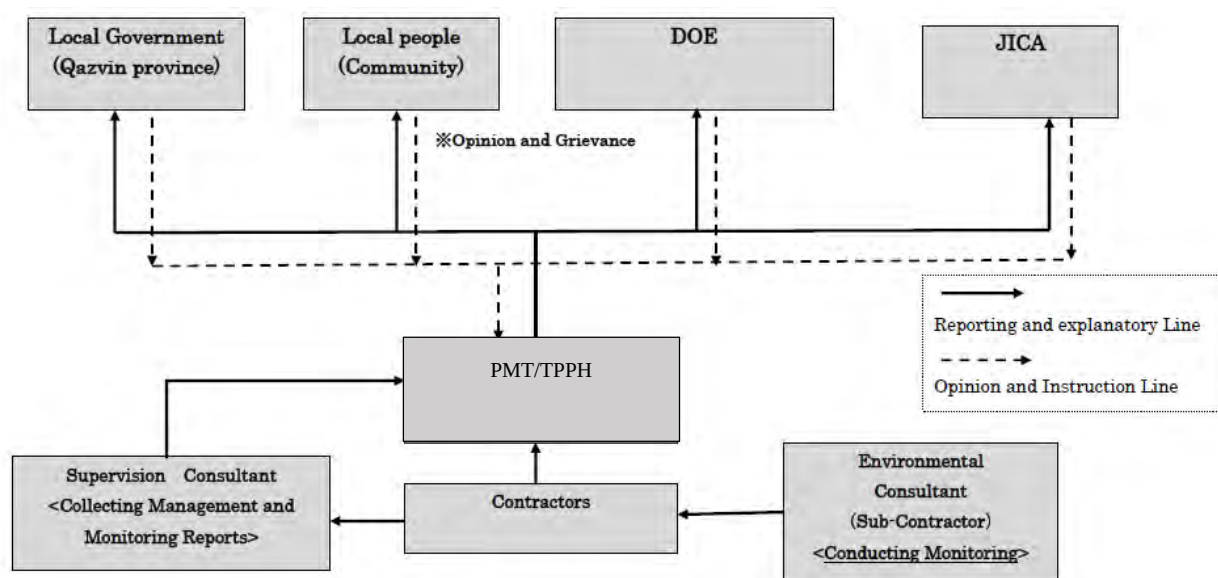


図 6-76 発電所の環境管理計画とモニタリングを実施する体制（工事中）

出典：調査団により作成

(2) 供用時

TPPH 及び発電所は、緩和策を含む環境管理計画を策定し実施する責任がある。適切な環境管理計画を確実に実施するために、専門知識を持った環境管理責任者が、TPPH 及び発電所内に配置される。

環境管理責任者は、供用開始前までに環境管理計画の内容について、職員に教育を実施し、運転中も定期的に再教育を行う。

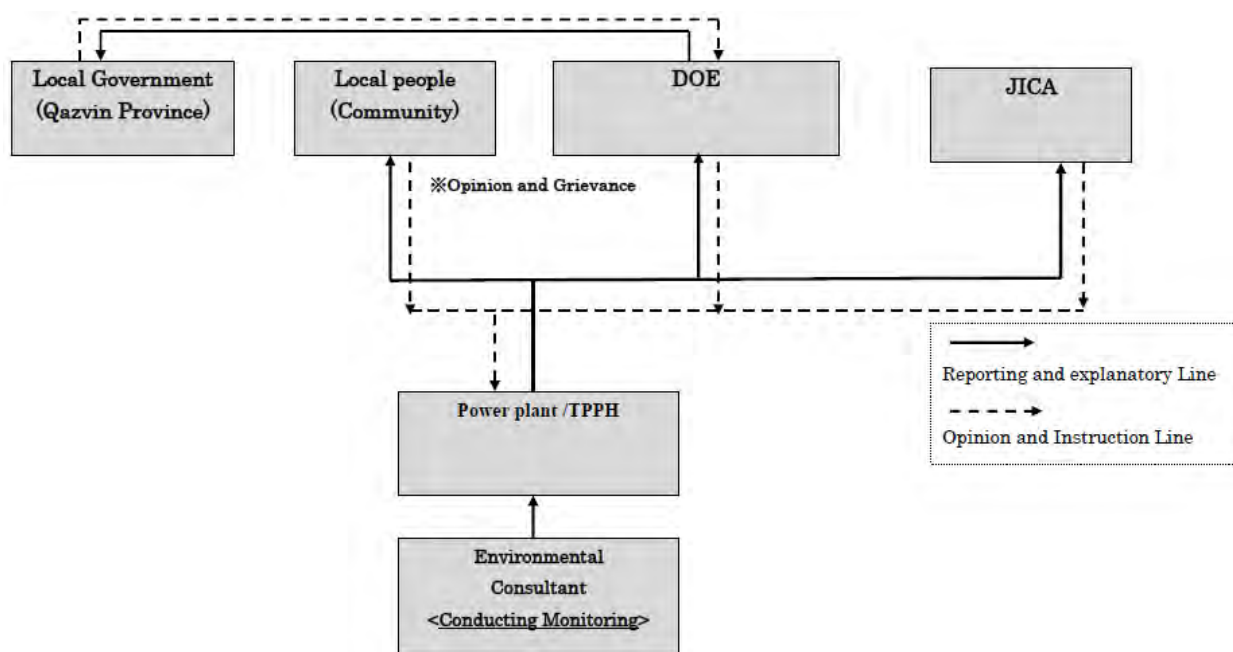
また、管理責任者は運転中の地域住民からの苦情を理解し処理するための苦情処理を行い、適切な緩和策を実施する。

環境管理計画では、地域のコミュニティと連携することを基本とし、積極的な緩和策の十分な説明は重要である。

環境管理責任者は、環境管理計画や後述する環境モニタリングの計画や実施した内容について、担当部局長及び発電所長に報告し、発電所長が最終的にこれらに責任を持つ。

環境管理責任者は、定期的に地域のコミュニティへの説明会を開催し、継続的な苦情を聞き、環境管理計画及び後述する環境モニタリングの実施状況ともにこれらの苦情について、JICA 及び関係機関へ報告する。

供用時の報告書の流れも含めた環境管理とモニタリングの実施体制の概要は、図 6-77 に示すとおりである。



出典：調査団により作成

図 6-77 発電所の環境管理計画とモニタリングを実施する体制（供用時）

6.8.2 環境管理計画

発電所の工事中及び供用時の環境項目ごとの主な環境影響、緩和策、責任組織、費用負担は表 6-44 のとおりである。

表 6-44 環境管理計画（発電所）

No	項目	影響要因	影響の基準	目的	緩和策	場所	実施機関	費用負担先
工事中								
1	大気汚染	1) 土地造成等の土木工事による粉塵 2) 建設機械や資材運搬車両の排ガス 3) 廃棄物の野焼きによるばい煙	1) -2) - イランの大気環境基準 - IFC/WB の EHS ガイドラインの大気環境基準 (General/ 2007)	1) - 3) - 付近の大気汚染の抑制	1) 粉塵 - 強風時に粉塵の発生を確認しながら、定期的に道路や工事現場での散水（特に乾季） - 定期的に機械や車両の洗浄 2) 排ガスの抑制 - 建設機械や車両の定期的な点検による維持管理 - 待機時はエンジンの停止 - できる限り工事スケジュールの平準化を検討 3) - 廃棄物の野焼きの禁止	1) - 2) - 工事区域	- 実施：建設業者と環境コンサルタント - 監督：TPPH と監督するコンサルタント	TPPH と建設業者の契約に含まれる
2	水質汚濁	1) コンクリート排水 2) 含油排水 3) 労働者からの生活排水	1), 2) - イラン国の排水基準 - IFC/WB の EHS ガイドラインの排水基準 (Thermal/ 2008)	1) - 3) - 付近の灌漑用水路の水質汚濁の抑制	1) - 仮設の中和槽の設置 2) - 仮設の油分離槽の設置 3) - 労働者キャンプや管理事務所では浄化槽や仮設トイレの設置	1) - 4) - 工事区域	- 実施：建設業者と環境コンサルタント - 監督：TPPH と監督するコンサルタント	TPPH と建設業者の契約に含まれる
3	廃棄物	1) 建設工事によ	1) - 2)	1) - 23)	1) - 2)	1) - 2)	- 実施：建設業	TPPH と建設業者

No	項目	影響要因	影響の基準	目的	緩和策	場所	実施機関	費用負担先
		る一般廃棄物 (梱包材、生活系ごみ) 2) 建設工事による有害廃棄物 (廃バッテリー)	- 廃棄物管理規則	水質汚濁、土壌汚染、悪臭及び衛生問題の防止	- 廃棄物の削減やリサイクルの促進及び不適切な廃棄物投棄の防止するための労働者のへの教育を含む廃棄物の管理・処分計画の策定 - 廃棄物の分別収集と適切な場所・適切な方法での保管 - 一般廃棄物及び有害廃棄物の関係法令を遵守し、既設と同様に、DOE から許可された場所に運搬・処分	- 工事区域	者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	の契約に含まれる
4	土壌汚染	工事車両、建設機械等で回収した潤滑油、燃料油の漏洩	- 危険物の規則	- サイトでの土壌汚染の防止	- 油類は地下浸透防止策が講じられた場所で保管	- 工事区域	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	TPPH と建設業者の契約に含まれる
5	騒音・振動	1) 建設機械による騒音・振動 2) 資機材や労働者を輸送する車両からの騒音・振動	1), 2) - IFC/WB の EHS ガイドラインの騒音基準 (General; 2007)	1), 2) - 工事作業による騒音の抑制	1) 建設機械 - 低騒音／低振動型の機械の使用 - できる限り工事は昼間実施 2) 大型車両の速度制限 1)、2) - 建設機械や車両の定期的な点検による維持管理-できる限り建設スケジュールの平準化により使用する工事機械及び資材運搬車両の集中を避ける	1), 2) - 工事区域	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	TPPH と建設業者の契約に含まれる
6	地盤沈下	地下水の取水	- 取水許可	- 地下水位の	- 排水の再利用により、取水量の抑制	- 工事区域	- 実施: 建設業	TPPH と建設業者

No	項目	影響要因	影響の基準	目的	緩和策	場所	実施機関	費用負担先
				低下及び地盤沈下の防止			者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	の契約に含まれる
7	悪臭	- 労働者の生活系廃棄物（生ごみ）	- 廃棄物処理規則	- 悪臭発生の防止	- ゴミの分別と収集について指導を徹底し違法投棄の禁止 - 生ごみについては、悪臭防止のため蓋付き容器で収集・保管する。	- 工事区域	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	TPPH と建設業者の契約に含まれる
8	陸上生態系及び貴重種	1) 建設用重機や資材運搬車両の排ガス 2) 建設機械による騒音・振動 3) 資機材や労働者を輸送する車両からの騒音	1)-2) 「大気汚染」と同じ 3) 「騒音・振動」と同じ	1)-2) 「大気汚染」と同じ 3) 「騒音・振動」と同じ	1) -2) 「大気汚染」と同じ 3) 「騒音・振動」と同じ	1)-3) 工事区域	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	TPPH と建設業者の契約に含まれる
9	水 象 (地下水)	地下水の取水	-取水許可	-地下水位の低下の防止	-排水の再利用により、取水量の抑制	- 工事区域	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサ	TPPH と建設業者の契約に含まれる

No	項目	影響要因	影響の基準	目的	緩和策	場所	実施機関	費用負担先
							ルタント	
10	雇用や生計手段等の地域経済	- 地元住民の雇用 - 地域の物資や機器の購入	-	- 地域経済の活発化 - 地域住民の生活レベルの向上	- 地元住民の可能な範囲での雇用 - 地域の商店（マーケット、レストランやケータリングサービスなど）の利用	- 工事区域	- 実施：建設業者と環境コンサルタント - 監督：TPPH と監督するコンサルタント	TPPH と建設業者の契約に含まれる
11	水利用	1) 地下水の取水 2) コンクリート排水 3) 含油排水 4) 労働者の生活排水	1) 取水許可 2) -4) - 「水質汚濁」と同じ	1) 地下水位の低下の防止 2) -4) - 水質汚濁防止による漁業への影響の最小化	1) 排水の再利用により、取水量の抑制 2) -4) - 「水質汚濁」と同じ	1) - 4) - 工事区域	- 実施：建設業者と環境コンサルタント - 監督：TPPH と監督するコンサルタント	TPPH と建設業者の契約に含まれる
12	被害と便益の偏在	-地元住民の雇用が不公平	-	-地元住民の不公平な雇用の防止	-雇用条件を明示した公募	- 工事区域	- 実施：建設業者と環境コンサルタント - 監督：TPPH と監督するコンサルタント	TPPH と建設業者の契約に含まれる
13	地域内の利害対立	- 地域住民と外部労働者間での	-	- 地元住民との協調	- できる限り地元住民の雇用 - 地域の慣習の尊重	- 工事区域及び周辺地域	- 実施：建設業者と環境コンサ	TPPH と建設業者の契約に含まれる

No	項目	影響要因	影響の基準	目的	緩和策	場所	実施機関	費用負担先
		争い			- 地域住民との交流の促進（例；地域のイベントへの参加）		ルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	
14	子どもの権利	- 児童労働学校を中退する子供が増える	-	- 児童労働の禁止	- 建設事業者に児童との労働契約の禁止 - 児童労働を定期的なパトロールで監視	- 工事区域	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	TPPH と建設業者の契約に含まれる
15	HIV/AIDS 等の感染症	-外国人等の外部の労働者の流入による感染症の拡大	-	- 地域住民の感染症への配慮	- できる限り地元住民の雇用 - 労働者への感染症及び衛生に関する教育・訓練の実施 - 医療設備及びスタッフの配置 -定期的な健康診断の実施	- 工事区域	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	TPPH と建設業者の契約に含まれる
16	労働環境（労働安全を含む）	工事作業では、事故の危険性が高い - 重機の操縦 - 高所作業 - 高騒音作業	-イランの労働安全基準 -IFC/WB の EHS ガイドライン（General/2007）	- 労働者の安全と健康被害の防止	- 安全教育や訓練を含む労働安全計画の作成 - ヘルメット、安全靴、安全ベルト、マスク、耳栓、感電防具などの安全保護具の支給 - 危険物・有害物の保管場所での標識の設置 - クレーン等の機械の使用マニュアル作	- 工事区域	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	TPPH と建設業者の契約に含まれる

No	項目	影響要因	影響の基準	目的	緩和策	場所	実施機関	費用負担先
					成			
17	事故	- 交通事故	-	- 交通事故の防止	- 適切な運行ルート及び時間の検討 - 交通規則の遵守、安全運転の教育と訓練	工事区域周辺の道路	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	TPPH と建設業者の契約に含まれる
供用時								
1	大気汚染	ガスタービンの稼動により、ガスを燃料とした場合はNO _x が、軽油を燃料とした場合は、SO _x 、NO _x 、PM が排出	- イラン国の排ガス基準 - IFC/WB のEHS ガイドライン排ガス基準 (Thermal power plant/ 2008) - 「イ」国の大気環境基準	- 周辺地域の大气汚染の防止	- NO ₂ の排出量削減のため低 NO _x 燃焼技術を導入 - ダクトには連続監視装置 (CEMS : Continuous Emission Monitoring System)を取り付け、イラン国の排ガス基準値に適合しているかを確認	- 発電所	- TPPH と環境コンサルタント	・ 設備費は TPPH と建設業者の契約に含まれる ・ 上記以外は、TPPH の運営・維持管理費用 (事業費の 2%/年) に含まれる。
2	水質汚濁	1) 雨水等の含油排水 2) 生活排水	1)-2) - IFC/WB のEHS ガイドラインの排水基準 (Thermal	1) - 2) - 灌漑用水路の水質汚濁の防止	1) - 排水の収集施設及び油分離の処理を行う排水処理施設の設置、必要に応じて中和処理・沈殿処理施設の設置及び処理後の排水がイラン国の排水基準及び IFC/WB の	1) - 2) - 発電所	- TPPH と環境コンサルタント	・ 設備費は TPPH と建設業者の契約に含まれる ・ 上記以外は、TPPH の運営・維持

No	項目	影響要因	影響の基準	目的	緩和策	場所	実施機関	費用負担先
			power plant/ 2008) -イラン国の排水基準 - IFC/WB の EHS ガイドラインの生活排水基準(General / 2007)		EHS ガイドラインの基準値に適合していることを定期的に確認 2) -生活排水処理装置の設置及び処理後の排水が排水基準値に適合していることを定期的に確認			管理費用（事業費の 2%/年）に含まれる。
3	廃棄物	1) 有害廃棄物として排水処理設備からの汚泥及び廃油等 2) 発電所職員の生活系の廃棄物	1) - 2) - 廃棄物処理規則	1) - 2) - 不適切な廃棄物投棄の防止	1) - 2) -廃棄物の削減やリサイクルの促進及び職員の教育を含む廃棄物の管理・処分計画の策定 - 廃棄物の分別収集と適切な場所・方法での保管 -一般廃棄物及び有害廃棄物の関係法令を遵守し、DOE から許可された場所に運搬・処分	1) - 2) - 発電所	- TPPH と環境コンサルタント	TPPH の運営・維持管理費用（事業費の 2%/年）に含まれる。
4	土壌汚染	潤滑油、燃料油の漏洩	-危険物の規則	-サイトでの土壌汚染の防止	- 油タンクはコンクリート舗装した場所に設置し、周囲には防油堤を設置	-発電所	- TPPH と環境コンサルタント	・設備費は TPPH と建設業者の契約に含まれる ・上記以外は、TPPH の運営・維持

No	項目	影響要因	影響の基準	目的	緩和策	場所	実施機関	費用負担先
								管理費用（事業費の 2%/年）に含まれる。
5	騒音・振動	1) 騒音発生機器の稼働 2) 振動発生機器の稼働	1) - IFC/WB の EHS ガイドラインの騒音基準 (General/ 2007)	1) - 発電所からの騒音の緩和 2) 発電所からの振動の緩和	1) -密閉式や低騒音型の機器の導入 -機器の定期的な点検による維持管理 2) - 低振動型の機器の導入 -機器の定期的な点検による維持管理 -強固な基礎による振動の低減	1) -2) - 発電所	- TPPH と環境コンサルタント	・設備費は TPPH と建設業者の契約に含まれる ・上記以外は、TPPH の運営・維持管理費用（事業費の 2%/年）に含まれる。
6	地盤沈下	地下水の取水	-取水許可	-地下水位の低下及び地盤沈下の防止	-排水の再利用により、取水量の抑制	- 発電所	- TPPH と環境コンサルタント	・TPPH の運営・維持管理費用（事業費の 2%/年）に含まれる。
7	悪臭	- 職員の生活系廃棄物（生ごみ）	- 廃棄物処理規則	- 悪臭発生の防止	- 生ごみについては、悪臭用の容器で収集・保管し、定期的に運搬・処分 - 違法投棄の禁止	- 発電所	- TPPH と環境コンサルタント	・上記以外は、TPPH の運営・維持管理費用（事業費の 2%/年）に含まれる。

No	項目	影響要因	影響の基準	目的	緩和策	場所	実施機関	費用負担先
8	陸上生態系及び貴重種	1) ガスタービンの稼働により、SOx、NOx、PMが排出 2) 騒音発生機器の稼働 3) 振動発生機器の稼働	1) 「大気汚染」と同じ 2) -3) 「騒音・振動」と同じ	1) 植物の生育条件の維持 2)-3) 動物の生息条件の維持	1) 「大気汚染」と同じ 2) -3) 「騒音・振動」と同じ	1)-3) -発電所	- TPPH と環境コンサルタント	・設備費は TPPH と建設業者の契約に含まれる ・上記以外は、TPPH の運営・維持管理費用（事業費の 2%/年）に含まれる。
9	水 象 (地下水)	地下水の取水	-取水許可	-地下水位の低下の防止	-排水の再利用により、取水量の抑制			・TPPH の運営・維持管理費用（事業費の 2%/年）に含まれる。
10	雇用や生計手段等の地域経済	- 地元住民の雇用 - 地域の物資や機器の購入	-	- 地域経済の発展 - 地域住民の生活レベルの向上	- 地域住民の可能な範囲での雇用 - 地域住民が経営する商店（ランドリーやケータリングサービスなど）の利用	- サイト周辺の村-発電所	- TPPH と環境コンサルタント	・TPPH の運営・維持管理費用（事業費の 2%/年）に含まれる。
11	水利用	1) 地下水の取水 2) プラント排水 3) 雨水等の含油排水	1) 取水許可 2)-4) - 「水質汚濁」と同じ	1) 地下水位の低下の防止 2) - 4)	1) 排水の再利用により、取水量の抑制 2) -4) - 「水質汚濁」と同じ	1)-4) -発電所	- TPPH と環境コンサルタント	・TPPH の運営・維持管理費用（事業費の 2%/年）に含まれる。

No	項目	影響要因	影響の基準	目的	緩和策	場所	実施機関	費用負担先
		4) 生活排水		- 水質汚濁防止による灌漑用水への影響の最小化				
12	被害と便益の偏在	-地元住民の雇用が不公平	-	-地元住民の雇用の促進と不公平感の解消	-雇用条件を明示した応募	-発電所	- TPPH と環境コンサルタント	・TPPH の運営・維持管理費用（事業費の 2%/年）に含まれる。
13	労働環境（労働安全を含む）	労働災害の可能性がある - 高所作業 - 高騒音場所での作業	-イランの労働安全基準 -IFC/WB の EHS ガイドライン（General/2007）	- 労働者の安全と健康被害の防止	- 安全教育や訓練を含む労働災害防止計画の作成 - ヘルメット、安全靴、安全ベルト、マスク、耳栓、感電防具などの安全防具の支給 - 危険物・有害物の保管場所での標識の設置	- 発電所	- TPPH と環境コンサルタント	・TPPH の運営・維持管理費用（事業費の 2%/年）に含まれる。
14	事故	1) 火災 2) 交通事故（特に定期点検）		1) 火災の防止及び消火 2) 交通事故の防止	1) 火災 -油漏洩対策の実施 -消火器の設置 - 警報システムの設置 - 消防チームの設置と消防訓練 2) 交通事故 - 適切な運行ルート及び時間の検討	1) - 発電所 2) 発電所周辺の道路	- TPPH と環境コンサルタント	・TPPH の運営・維持管理費用（事業費の 2%/年）に含まれる。

No	項目	影響要因	影響の基準	目的	緩和策	場所	実施機関	費用負担先
					-安全運転の教育			
15	越境の影響、及び 気候変動	- CO ₂ の発生	- CO ₂ の発生量	- 単位発電量 (kW) 当たり の CO ₂ 発生 量の削減	- 高効率のガスタービンの採用	- 発電所	- TPPH と環境コ ンサルタント	・設備費は TPPH と建設業者の契約 に含まれる ・上記以外は、 TPPH の運営・維持 管理費用（事業費 の 2%/年）に含ま れる。

出典：調査団により作成

6.9 モニタリング計画

環境モニタリング計画は、工事及び供用時の環境管理計画のための指針となるよう準備される。

モニタリングされる環境項目は、工事中及び供用時に負の影響として、緩和策の有効性の確認が必要と判断されたものである。

環境管理は、環境への影響の防止又は軽減し、天然資源の保護を維持するために、計画、準備、監督、体制、及び発展という持続的な方法である。

発電所の工事中及び供用時の環境項目ごとの主な環境影響、モニタリング方法、責任機関、及び費用負担は表 6-45 のとおりである。

表 6-45 環境モニタリング計画（発電所）

No	項目	モニタリング項目	方法			実施機関	費用負担先
			データ収集と分析の方法	場所	期間と頻度		
工事中							
1	大気汚染	周辺大気 -PM ₁₀ -SO ₂ ,NO ₂ - イラン国の大気環境基準 - IFC/WB の EHS ガイドラインの大気基準 (General/ 2007)	- 大気質分析	周辺大気 - 1 地点 発電所北側の住居地	- 建設工事活動が最大となる時期に 1 回 (1 週間)	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	・ TPPH と建設業者の契約に含まれる ・ 大気質の測定 : 6,000USD -
2	水質汚濁	-排水 TSS, pH, Oil, BOD, Coliforms, etc. -イラン国の排水基準 -- IFC/WB の EHS ガイドラインの排水基準 (Thermal power plant/ 2008)	- 水質汚染対策の効果の評価	1) 排水 - 1 地点	1) 排水 - 排水時	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	・ TPPH と建設業者の契約に含まれる ・ 水質の測定 : 2,000USD
3	廃棄物・悪臭	廃棄物の量と種類、及び処分方法	- 廃棄物の量と種類、及び	- 建設業者事務所	- 連続的	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント	・ TPPH と建設業者の契約に含まれる

No	項目	モニタリング項目	方法			実施機関	費用負担先
			データ収集と分析の方法	場所	期間と頻度		
		- 廃棄物管理規則	処分方法の記録			- 監督: TPPH と監督するコンサルタント	
4	土壌汚染	-油や化学物質の管理記録 ・漏えい事故	- 廃棄物の量と種類、及び処分方法の記録	- 建設業者事務所	-連続的	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	・ TPPH と建設業者の契約に含まれる
5	騒音・振動	騒音レベル - IFC/WB の EHS ガイドラインの騒音基準 (General; 2007)	- 騒音計による測定	- 5 地点 敷地境界 (4 地点)、発電所付近の住居地 (1 地点)	- 建設工事活動が最大となる時期に 1 回 (1 週間)	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	・ TPPH と建設業者の契約に含まれる ・ 騒音測定 : 5,000USD/年
6	地盤沈下・水象・水利用	井戸の地下水位	地下水位の測定	-既設井戸 7 地点	- 定期的	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	・ TPPH と建設業者の契約に含まれる
7	陸上生態系及び貴重種	-土地改変 -大気汚染及び騒音・振動の発生	貴重な爬虫類の記録	-敷地内及び付近	-定期的	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	・ TPPH と建設業者の契約に含まれる
8	雇用や生計手段等の地域経済・	- 雇用された地域住民の労働者の人数と、周辺	- 関係機関からの情報	- 建設業者の事務所	- 連続的	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント	・ TPPH と建設業者の契約に含まれる

No	項目	モニタリング項目	方法			実施機関	費用負担先
			データ収集と分析の方法	場所	期間と頻度		
	被害と便益の偏在・地域内の利害対立	地域での下請け企業の数	- 住民への面談	- 工事区域		- 監督: TPPH と監督するコンサルタント	
9	子どもの権利	- 児童労働の有無	- 下請け業者の労働契約の確認 - 定期的なパトロールの記録	- 建設業者の事務所 - 工事区域	- 連続的	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	・ TPPH と建設業者の契約に含まれる
10	HIV/AIDS 等の感染症	- 訓練の記録 - 健康診断の記録 - 医療記録	- 訓練の記録 - 健康診断の記録	- 建設業者の事務所	- 連続的	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	・ TPPH と建設業者の契約に含まれる
11	労働環境(労働安全を含む)	事故の記録 - 重機の操縦 - 高所作業 - 感電	- 事故記録	- 建設業者の事務所	- 連続的	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	・ TPPH と建設業者の契約に含まれる
12	事故	事故の記録 - 車両の運転	- 事故記録	- 建設業者の事務所	- 連続的	- 実施: 建設業者と環境コンサルタント - 監督: TPPH と監督するコンサルタント	・ TPPH と建設業者の契約に含まれる

No	項目	モニタリング項目	方法			実施機関	費用負担先
			データ収集と分析の方法	場所	期間と頻度		
供用時							
1	大気汚染	1) 排ガス SOx, NOx, PM -イラン国の排ガス基準 - IFC/WB の EHS ガイドラインの排ガス基準 (Thermal power plant/ 2008) 2)周辺大気 SO2, NO2, PM10 -イラン国の環境基準 - IFC/WB の EHS ガイドラインの排ガス基準 (General / 2006)	1) 排ガス - CEMS (Continuous Emission Monitoring System) 2)- 大気質分析	1) 排ガスダクト 2) 周辺集落 5 地点 (予測結果を踏まえ、現況の大気質の調査地点を参考)	1) 排ガス連続測定 2) 運転開始後 3 年間、年 4 回 (1 回:24 時間、1 週間)	- TPPH と環境コンサルタント	・ CEMS の設置費用は TPPH と建設業者の契約に含まれる。 ・ CEMS 管理及び測定は、TPPH の運営・維持管理費用(事業費の 2%/年)に含まれる。 ・ 大気質の測定 ; 40,000USD/年
2	水質汚濁	排水 TSS, pH, Oil, BOD, Coliforms, etc. -イラン国の排水基準 - IFC/WB の EHS ガイド	- 水質汚染対策の効果の評価	1) 排水 -1 地点 排水処理装置出口	1) 排水 - 年 4 回	- TPPH と環境コンサルタント	・ 水質の測定 : 8,000USD/年

No	項目	モニタリング項目	方法			実施機関	費用負担先
			データ収集と分析の方法	場所	期間と頻度		
		ラインの排水基準 (Thermal power plant/ 2008)					
3	廃棄物・悪臭	廃棄物の量と種類、及び 処分方法 - 廃棄物管理規則	- 廃棄物の量 と種類、及び 処分方法の 記録	-発電事務所	- 連続的	- TPPH	・ TPPH の運営・維持管理費用（事業費の2%/年）に含まれる。
4	土壌汚染	-油や化学物質の管理記録 ・漏えい事故	- 廃棄物の量 と種類、及び 処分方法の 記録	-発電事務所	-連続的	- TPPH	・ TPPH の運営・維持管理費用（事業費の2%/年）に含まれる。
5	騒音・振動	騒音レベル - IFC/WB の EHS ガイド ラインの騒音基準 (General; 2007)	- 騒音計による測定	- 5 地点 敷地境界（既設に4地点追加）、 発電所付近の 住居地(1 地点)	-年4回	- TPPH と環境コンサルタント	・ 騒音測定： 20,000USD/年
6	地盤沈下・水象・水利用	井戸の地下水位	地下水位の測定	-既設井戸7地点	- 定期的	- TPPH	・ TPPH の運営・維持管理費用（事業費の2%/年）に含まれる。

No	項目	モニタリング項目	方法			実施機関	費用負担先
			データ収集 と分析の方法	場所	期間と頻度		
							る。
7	陸上生態系及び貴重種	-大気汚染及び騒音・振動の発生	貴重な爬虫類の記録	-敷地内及び付近	-定期的	- TPPH	・ TPPH の運営・維持管理費用（事業費の2%/年）に含まれる。
8	雇用や生計手段等の地域経済、被害と便益の偏在	- 雇用された地域住民の労働者の人数	- 雇用記録	-発電事務所	-連続的	- TPPH	・ TPPH の運営・維持管理費用（事業費の2%/年）に含まれる。
9	労働環境(労働安全を含む)	事故の記録 - 重機の操縦 - 高所作業 - 感電	- 事故記録	-発電事務所	- 連続的	- TPPH	・ TPPH の運営・維持管理費用（事業費の2%/年）に含まれる。
10	事故	火災及び交通事故の記録	- 事故記録	-発電事務所	- 連続的	- TPPH	・ TPPH の運営・維持管理費用（事業費の2%/年）に含まれる。

No	項目	モニタリング項目	方法			実施機関	費用負担先
			データ収集と分析の方法	場所	期間と頻度		
11	越境の影響、及び気候変動	- CO ₂ の発生量	- 燃料消費量からの CO ₂ 発生量の計算	- 発電所事務所	- 年1回	- TPPH	・ TPPH の運営・維持管理費用（事業費の2%/年）に含まれる。

出典：調査団より作成

（工事中）

注：※大気汚染、陸上生態系及び貴重種については、影響要因及びモニタリング内容が共通するため、まとめて記載した。

※廃棄物、悪臭については、影響要因及びモニタリング内容が共通するため、まとめて記載した。

※地盤沈下、水象、水利用については、影響要因及びモニタリング内容が共通するため、まとめて記載した。

※雇用や生計手段等の地域経済、被害と便益の偏在、地域内の利害対立については、影響要因及びモニタリング内容が共通するため、まとめて記載した。

（供用時）

注：※大気汚染、陸上生態系及び貴重種については、影響要因及びモニタリング内容が共通するため、まとめて記載した。

※廃棄物、悪臭については、影響要因及びモニタリング内容が共通するため、まとめて記載した。

※地盤沈下、水象、水利用については、影響要因及びモニタリング内容が共通するため、まとめて記載した。

※雇用や生計手段等の地域経済、被害と便益の偏在については、影響要因及びモニタリング内容が共通するため、まとめて記載した。

6.10 ステークホルダー協議

6.10.1 スコーピング時

基本的には工事中の大気、騒音等の影響は 2～3k m程度と想定され、運転中でも騒音はこれ以内で十分な低さになること、運転中の影響は、大気質であっても最大濃度となる範囲は 10km 範囲内に収まると想定されること、その他の影響もこの範囲内で十分と考えられる。

このため、関係機関及び上記の範囲の各地区のリーダーに事前にプロジェクトの概要を説明し、招聘状を送付して開催した。リーダーには概要を事前配布し、住民の参加を要請した。

スコーピング時のステークホルダー協議の実施時期、対象者、説明内容及び質疑応答の概要に表 6-46 および表 6-47 に示す。

周辺自治体の環境部局の担当者や集落リーダーは周辺の住民や農業における水の消費や大気汚染への影響を懸念しており、今後、事業者側は冷却方式の強制通風式冷却塔の採用の検討と大気質の現地調査を、計画より多い 5 地点とすることなどを重要な検討することとした。

表 6-46 第 1 回ステークホルダー協議の実施概要

実施日時	平成 29 年 7 月 17 日
実施場所 (案)	シャヒード・ラジャーイー発電所会議室
対象者	集落リーダー (4 名)、周辺自治体環境部局 (DOE) 及び関係部署 (10 名)、周辺住民 (3 名：大学教授 (環境専門) を含む)
説明内容	添付資料-1 の現地語であるペルシア語で説明 ・事業概要 ・スコーピング案 ・調査項目・方法・評価方法等

出典：調査団により作成

表 6-47 第 1 回ステークホルダー協議での主な質問・意見及び回答

質問・意見 (発言者)	回答
最新の発電設備で、将来の環境汚染や水の消費が減少するか十分検討すること。(自治体環境部局)	Qazvin 州では、電力需要の伸び率は、年間約 10% である。本プロジェクトは、kwh 当たりの汚染物質の排出量を削減することになる。(TPPH)
今回の出力規模であれば、再生可能エネルギーがよりよいかどうかの意見を聞きたい。(住民)	この規模の発電設備は送電線網の電圧等の観点から安定性が最も重要であり、本プロジェクトが良いと思っている。(TPPH)
雇用の創出や農業への影響はどうか。(集落リーダー)	専門家以外については、できる限り地元住民を雇用することを計画している。

	また、農業への影響については、環境局の基準や指針を満たしていれば、影響はないと考えている。(TPPH)
今回のガスタービンの建設によってどのような技術移転があるのか（住民）	考慮すべき事項であり、建設に当たっては 30%程度を現地で調達することを見込んでいる。(TPPH)
シミュレーションの結果を有効に活用するために、5 地点程度で異なる時間での大気質の測定を行うことを提案する（大学環境専門家）	今後検討する。(TPPH)
新しい発電所でどのくらい水を消費するのか。影響が心配される（自治体水部局）	1 日当たり 280m ³ /day を計画している。強制通風式冷却塔を検討する。(TPPH)
今回の Qazvin 州のためにどれぐらいの MW が供給されるのか。（自治体関係部局）	これは関係機関で決められることになる。(TPPH)

出典：調査団により作成

6.10.2 アンケート調査

イランでは EIA の手続では、情報公開や住民説明は実施されず、また、第 1 回ステークホルダー協議では、出席メンバーは行政担当者及び集落のリーダーが主体で、一般住民の参加は少なく、女性の参加者はいなかった。

一般住民及び女性の参加について、この地域の宗教的・慣習的な状況から、ステークホルダー協議への参加がなかなか難しいこともあり、助言委員会からの助言を踏まえ、女性や一般住民の声をできる限り拾うことを目的としてこのアンケートを実施した。

発電所周辺の 10 集落を選定して、男女各 2 名ずつアンケート調査を実施することとした。

アンケートの実施に当たっては、集落のリーダーと調整が困難な場合もあった。一般住民の実際に実施できた集落は一般住民の男性及び女性で各 10 集落ずつであったが、9 集落については男性・女性ともアンケートを実施することができたのに対し、男性もしくは女性一方のみアンケートが実施できた集落が 2 つあった。

調査の実施時期及び調査対象集落は、表 6-48 および図 6-78 に示すとおりである。

表 6-48 調査の実施スケジュール

No.	Activity	2018											
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
1	Preliminary work for interviews such as translation in Farsi and coordination meeting with our experts	■	■										
2	Coordination meeting with local leaders, and residents	■	■										
3	Interview with the males residents	■	■										
4	Coordination meeting with local leaders, for females Interview		■										
5	Interview with the females residents		■										
6	Summary Report - Household Individual Interview Survey on Socio-Economic Aspects		■	■									

出典：調査団により作成



出典：Google Earth を用いて調査団により作成

図 6-78 アンケート調査の対象集落

調査では、アンケート票を用いて、職種、年齢、学歴、電気や燃料の利用状況、水利用、主な病気、医療機関、汚染についての問題意識、収入、支出、既設発電所及び新設発電所についての意見を聴取した。

住民からのアンケート調査によれば、現在の環境の状況については、全体的に大気中の粉塵について関心が高く、降水量が少なく強風時には土砂粉塵が発生しやすい地域の特徴があらわれている。

アンケート調査の対象とした男性及び女性とも、既設発電所での本プロジェクトの実施について、以下のような意見が大勢を占めていた。

- ・既設発電所は汚染について最新の技術で更新すべきである。
- ・地域の労働力を工事中及び供用時に活用すべきである。

6.10.3 EIA 作成時

事業サイト周辺は、重要な情報は地域リーダーを中心に住民間の口頭で伝えられる地域であるため、第 2 回ステークホルダー協議実施に当たっては、関係機関及び各地区のリーダーに事前にプロジェクトの概要を説明することで、リーダー以外の人々にも必要な情報がいきわたるようにし、女性を含んだ一般住民の参加も計画した。

また、ステークホルダー協議終了後、説明資料を TPPH の WEB サイトで一定期間公開して、意見を聴取することで計画している。

EIA 作成時のステークホルダー協議の実施時期、対象者、説明内容及び質疑応答の概要に表 6-49 および表 6-50 に示す。

周辺自治体の環境部局の担当者その他、女性を含む一般住民 15 名を招聘した。最新鋭のコンバインドサイクル発電所設備で、水消費量を抑制し、大気への環境負荷を低減することで理解を得られており、特段の事業に対する反対はなかった。

表 6-49 第 2 回ステークホルダー協議の実施概要

実施日時	平成 30 年 7 月 4 日
実施場所（案）	シャヒード・ラジャーイー発電所会議室
対象者	集落リーダー（2 名）、周辺自治体環境部局（DOE）及び関係部署（5 名）、周辺住民（15 名、女性 8 名を含む）
説明内容	添付資料-2 の現地語であるペルシア語で説明 ・ 事業概要（水利用、燃料使用等） ・ 調査結果（大気、騒音、地下水等） ・ 予測結果（大気、騒音、水利用等） ・ 緩和策・モニタリング計画

出典：調査団により作成

表 6-50 第 2 回ステークホルダー協議での主な質問・意見及び回答

質問・意見（発言者）	回答
平均で Qazvin 州の電力生産量は Qazvin 州の電力消費量の 5 倍以上である。また、ピーク時では消費量、Qazvin 州の電力消費量より 2 倍以上の電力を生産している。 Qazvin 州は良好な風力を有しており、古い発電所を 5 年から 15 年以内に処分し、新しい風力発電所を建設することが望ましい。 コンバインドサイクル発電所を建設するために使用された予算を、多くの環境問題を解決する風力発電所の建設に投資する方が良いのではないか。（自治体行政部局）	-イラン国全体で 2025 年までには少なくとも 12 万 MW の電力が必要である。 イラン国の要請による日本側からの協力は、ハイテク技術の新しい J クラス発電所の建設と現在の発電所の近代化が対象であり、風力発電所や太陽光発電所建設は対象外である。 (TPPH)
電源・電圧を維持する(防衛) のために、発電所は国に分散されなければならない。なぜさらに Qazvin 州の発電開発に投資されようとしているのか？ (自治体行政部局)	現在、政府は民間部門の投資家にコンバインド発電所の建設、分散型発電所の建設、風力発電所の建設を提示している。 風力発電所の最大出力は 1 日 8 時間で、残りの 16 時間は安定した電力を生産する必要がある、生産部門では、永続的電力を生み出す発電所が必要である。 再生可能エネルギープラントが、環境にまったく影響を与えないわけではない。発電所は広い面積を必要とし、多くの土地の改変が必要である。しかし、Shahid Rajaee 発電所は、わずか 350 ヘクタールの土地しか占めていない。 一部の国の再生可能な発電所の建設は、化石燃料の削減によるものだが、イランでは多くのガ

	スが生産されており、このようなエネルギーをより良く使う必要がある。 (TPPH)
日本は引き続き、本プロジェクトについて、イランに協力していけるか？（自治体行政部局）	世界の状況は変化しているが、日本側と我々は協力を図り、実現する努力をする必要がある。
建設と運営の際の地元の人材使用を希望している。（一般住民（女性））	発電所での雇用のために経験と訓練及び専門的な学習を取得する必要がある。学習を受けた人々をトレーニングコースに招待し、学校の授業終了の後、エネルギー省で行われる雇用試験にも参加することができる。 予定雇用の 30%を地元から雇用することを考えている。

出典：調査団により作成

6.11 用地取得・住民移転計画（LARAP）についての確認

(1) 発電所用地

本事業サイトは、土地造成済みの既設発電所内であり、新たな用地取得は発生しない。また、本事業サイト内に住居はなく、最寄りの住居地域は、北へ約 1.5 km離れた小さな村であり、発電所近傍にはないため、住民移転も発生しない。

(2) 関連設備用地

本事業で発電した電気は、既設の 400kV 送電線を利用して送電することにしており、新たな送電線の設置はない。

また、使用する燃料は、発電所敷地外に位置している既設発電所用のガス減圧施設より、既設のパイプライン用地内に併設するパイプラインを使用して供給されることになっている。ガス油については、既設発電所用のガス油タンクより、発電所構内において新設のパイプラインを敷設し、供給されることになっている。そのため、新たな用地取得、住民移転は発生しない。

6.12 環境等に係る許認可取得スケジュールの検討

EIA の承認までのスケジュールについては、イランの EIA 報告書では、表 6-8 に示すリスクアセスメントが重要な評価項目となっており、内容的に調査団の F/S 報告書では対象となっていない、ガス供給設備や燃焼設備について、他の国では見られないような詳細な安全解析手法が要求される。

このため、別途コンサルタントを雇用して、F/S 報告書をもとにリスクアセスメントが実施される。このため、TPPH では調査団の F/S 報告書等を受領後、概ね 1 年間で DOE から承認が得られると想定している。

また、EIA 報告書については、州及び県の環境局（DOE）で、ペルシア語版で公開されることになっている。

建設中及び運転中に EIA 関連の以外の許認可は特に必要はないが、EIA に関連して建設中及び運転中のモニタリング結果について、DOE が TPPH から提出されるモニタリング結果の承認が必要である。モニタリング結果については、地元の DOE で公開される。

具体的には、各種のモニタリング報告書が毎月 DOE に提出され、3 ヶ月ごとに DOE 及び TPPH で構成されるモニタリング委員会が開催され検討が行われる。

モニタリング報告書には、環境の他、労働者の安全・健康も含まれる。

6.13 温室効果ガス削減効果の推計

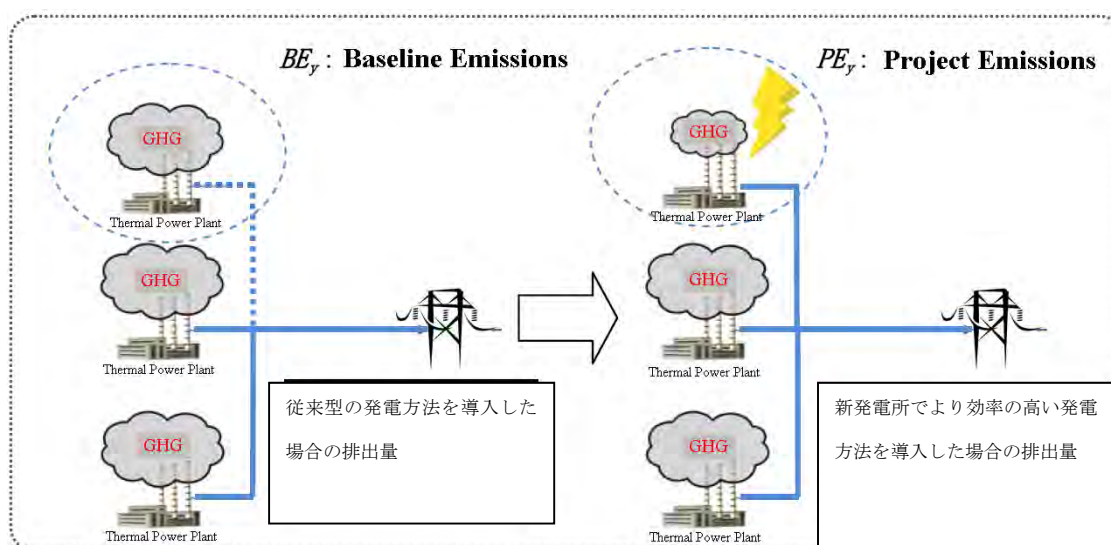
6.13.1 方法論

このプロジェクトは気候変動緩和プロジェクトとして特定され、その緩和効果を「JICA Climate-FIT：（緩和）気候変動対策支援ツール 2011」を参照して計算した。温室効果ガス（GHG）排出量の算定方法を以下に示す（図 6-79）。

ER_y : y 年の事業実施による GHG 排出削減量 (t-CO₂/y)

BE_y : y 年の発電機の効率が悪い状態の GHG 排出量(t-CO₂/y)（ベースライン排出量）

PE_y : y 年の効率改善後の GHG 排出量(t-CO₂/y)（プロジェクト排出量）



出典：JICA Climate-FIT：（緩和）気候変動対策支援ツール 2011

図 6-79 排出削減のイメージ

(1) ベースライン排出量

BAU (Business as usual＝特段の対策のないケース) は、本プロジェクトを実施する代わりに従来型の発電設備を増設するケースと置きます。BAU シナリオから想定される想定水準では効率の低い既設発電設備を稼働することから、CO₂ 排出量は現状から削減されません。

プロジェクトの開始前の送電系統の電力量は、プロジェクト完了後も変わっていないと想定されているため、既存の発電所の削減分の出力は、新発電所で発電された電力量と等しくなるとみなされる

$$BE_y = EG_{BLy} \times EF_{BLy}$$

BE_y : ベースライン排出量（発電機の効率が悪い既存の発電所の GHG 排出量）
(t-CO₂/y)

EG_{BLy} : 既存の発電所による正味出力の削減で、事業実施後の新発電所の年間発電量 $EGPJ_y$ と等しくなるとみなされる。(MWh/y)

EF_{BLy} : 発電効率の悪い発電所による電力の CO₂ 排出係数(t-CO₂/MWh)

ベースライン排出係数(t-CO₂/MWh)の計算には、3つのオプションがある。

オプション 1：ビルドマージン排出係数 (t-CO₂/MWh)

オプション 2：複合マージン排出係数（オペレーティングマージンとビルドマージンの重み付けを 50/50 とする）

オプション 3：最も可能性の高いベースラインシナリオと特定された排出係数 (t-CO₂/MWh)

オペレーティングマージン (OM) とビルドマージン (BM) 排出係数のイメージを図 6-80 に示す。



出典： http://gec.jp/gec/jp/Activities/cdm_meth/pACM0002-old-080414.pdf

図 6-80 OM と BM のイメージ図

(2) プロジェクト排出量

プロジェクト排出量は、新発電所の正味発電量と新発電所での CO₂ 排出係数を掛け合わせることで決定される。

$$PE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{PJ,y}$$

PE_{PJ,y}: プロジェクト排出量 (プロジェクト実施後の GHG 排出量(t-CO₂/y))

EG_{PJ,y}: プロジェクト実施後の年間発電量 (送電端) (t-CO₂/y)

EF_{PJ,y}: 電力の CO₂ 排出係数(t-CO₂/MWh)

6.13.2 プロジェクトの CO₂ 排出係数の算出：EF_{PJ,y}

新発電所の CO₂ 排出係数の算出には、事業開始前であれば新発電所の発電効率と発電量の CO₂ 排出係数の計画値を使用し、事業終了後であれば実測値を使用する。

燃料 i の CO₂ 排出係数は、ベースラインと同じでなければならない。両方のケースで燃料特性が同じだからである。

$$EF_{PJ,y} = \{COEF_i / (\eta_{PJ,y}/100)\} \times 0.0036$$

$EF_{PJ,y}$: 事業の電力の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/MWh)

$COEF_i$: 燃料 i の熱量あたりの CO₂ 排出係数 (t-CO₂/TJ)

$\eta_{PJ,y}$: 改善後の発電効率の計画値あるいは実測値 (%)

0.0036: 電気エネルギー (メガワット時) から熱エネルギー (テラジュール) への換算係数, (TJ/MWh)

6.13.3 温室効果ガス削減効果の推計

(1) ベースライン排出

日本の公益財団法人 地球環境戦略研究機関 (IGES) は、イランのケースについて以下の 3 つの排出係数を提供している。

表 6-51 イランにおけるグリッド CO₂ 排出係数

マージン	単位	平均
複合マージン(CM)	t-CO ₂ / MWh	0.669
オペレーティングマージン (OM)	t-CO ₂ / MWh	0.692
ビルドマージン (BM)	t-CO ₂ / MWh	0.646

出典: <https://pub.iges.or.jp/pub/iges-list-grid-emission-factors>

イランの将来の計画には、コンバインドサイクル発電所だけでなく従来の火力発電所もプログラムされているため、ベースライン排出として複合マージン (CM) を使用することは、ビルドマージン (BM) を使用するよりも慎重かつ適切と思われる。したがって、ここでは複合マージン (CM) をベースライン排出係数として採用する。

- ・ベースライン排出係数: 0.669 (t-CO₂/ MWh)

(2) プロジェクト排出量

コンバインドサイクル発電所については、燃料の CO₂ 排出係数 i : $COEF_i$ と電力の CO₂ 排出係数: $EF_{PJ,y}$ は、発電効率の数値を表 6-51 から変更するだけで、旧発電所と同じ式を用いて計算することができる。計算結果は、表 6-52 に示すとおりである。

表 6-52 Shahid Rajaee プロジェクトの CO₂ 排出係数算出

項目	単位	値	注釈
Shahid Rajaee の総発電出力	MW	1,117.6	558.8MW×2
ガスタービン	MW	766.8	383.4×2
蒸気タービン	MW	350.8	175.4×2
設備利用率 (CF)	%	86.7	
高位発熱量, HHV	kJ/kg	50,370	

項目	単位	値	注釈
低位発熱量, LHV	kJ/kg	45,370	
燃料中の炭素含有量	重量%	68.90	
燃料の CO ₂ 排出係数, COEF _i	t-CO ₂ /TJ	55.64	注- ¹⁾
新発電所の正味発電効率、 η PJy	%	58.7	
電気エネルギー（メガワット時）から 熱エネルギー（テラジュール）への換 算係数, (TJ/MWh)	TJ/MWh	0.0036	
事業の電力の CO ₂ 排出係数 EFPJ,y	t-CO ₂ /MWh	0.3412	注- ²⁾

Note:

1) 燃料 i の CO₂ 排出係数、

$$\text{COEF}_i = (\text{C}\%/100) / \text{LHV} \times (44.01/12.011) \times 10^6$$

2) 電力の CO₂ 排出係数: $\text{EFPJ,y} = \{\text{COEF}_i / (\eta_{\text{PJy}} / 100)\} \times 0.0036$

出典：調査団により作成

(3) GHG 削減量の試算

表 6-53 に、本プロジェクトのコンバインドサイクル発電所の予想性能データに基づいて、本プロジェクトの CO₂ 排出削減量を試算した結果を示す。

ベースライン排出量 BE_y は 5,678,527t-CO₂/y、プロジェクト排出量 PE_y は 2,896,000 t-CO₂/y であり、従って排出削減量は 2,782,527t-CO₂/y である。

表 6-53 Shahid Rajaee コンバインドサイクル発電所による CO₂ 排出量

項目	単位	値	注釈
Shahid Rajaee の総発電出力	MW	1,117.6	
新発電所の正味発電効率、 η PJy	%	58.7	
設備利用率 (CF)	%	86.7	CF
発電量	MWh	8,488,082	$\text{MW} \times 8760 \times (\text{CF}/100)$
年間 CO ₂ 排出量	トン	2,896,000	$\text{F} \times 8760 \times (\text{CF}/100) \times (\text{C}\%/100)$
電気のベースライン CO ₂ 排出 係数	トン /MWh	0.669	
電気のプロジェクト CO ₂ 排出 係数	トン /MWh	0.341	
ベースライン排出量、BE _y	t-CO ₂ /y	5,678,527	
プロジェクト排出量、PE _y	t-CO ₂ /y	2,896,000	
排出削減量	t-CO ₂ /y	2,782,527	

出典：調査団により作成

6.14 その他

6.14.1 チェックリスト

発電所の環境チェックリストは、表 6-54 に示すとおりである。

表 6-54 環境チェックリスト（発電所）

分類	環境項目	主なチェック事項	はい: Y いいえ: N 該当しない: N/A	具体的な環境社会配慮 (理由、根拠、緩和策)
1 許認可・説明	(1)EIA および環境許認可	(a) 環境アセスメント報告書（EIA レポート）等は作成済みか。 (b) EIA レポート等は当該国政府により承認されているか。 (c) EIA レポート等の承認は付帯条件を伴うか。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。 (d) 上記以外に、必要な場合には現地の所管官庁からの環境に関する許認可は取得済みか。	(a)N (b)N (c)N (d)N	(a) 発電所については、100MW 以上の新設の場合、EIA の作成が求められる。 (b) EIA レポートは、Qazvin 州の環境局及び環境庁（DOE）による審査がなされ承認される必要がある。 (c) EIA はドラフト版を作成しており、今後正式な手続きがなされる予定である。 (d) EIA 以外に取得すべき環境に関する許認可はない。
	(2)現地ステークホルダーへの説明	(a) プロジェクトの内容および影響について、情報公開を含めて現地ステークホルダーに適切な説明を行い、理解を得ているか。 (b) 住民等からのコメントを、プロジェクト内容に反映させたか。	(a)N (b)N	(a) 「イ」国の EIA 法令では情報公開及び住民説明の規定がないが、JICA ガイドラインに基づき、スコーピング及び EIA の 2 段階で、プロジェクトの概要、代替案、環境影響評価、環境管理計画等の概要を情報公開をした上で、最寄りの集落のリーダーや住民、Qazvin 州の行政担当者を含めたステークホルダー協議を開催している。 (b)ステークホルダー協議では、地下水の使用の削減の可能性について検討することがあげられ、プロジェクトではより水使用量の少ない強制通風式冷却方式を採用することにした。また、住民の

分類	環境項目	主なチェック事項	はい: Y いいえ: N 該当しない: N/A	具体的な環境社会配慮 (理由、根拠、緩和策)
				意見にある、環境に配慮した最新鋭の発電所として計画している。
	(3)代替案の検討	(a) プロジェクト計画の複数の代替案は（検討の際、環境・社会に係る項目も含めて）検討されているか。	(a)Y	(a) 発電所はゼロオプション、候補地、発電方式、復水器冷却水の冷却方式について代替案の検討を行っている。
2 汚染対策	(1)大気質	(a-1) 発電所操業に伴って排出される硫黄酸化物 (SOx)、窒素酸化物 (NOx)、煤じん等の大気汚染物質は、当該国の排出基準等と整合するか。 (a-2) また、排出により当該国の環境基準等と整合しない区域が生じるか。	(a-1)Y (a-2)N	(a-1)発電所では燃料としてガス及び軽油を使用することにより、ガスタービンの稼動により、SOx、NOx、PM が排出される。本プロジェクトでは、ガスタービンにおける、NOx 対策として、低 NOx バーナーによる削減方式を採用する。 排出ガス中の大気汚染物質濃度は、「イ」国の排ガス基準及び IFC/WB EHS ガイドラインのガイドライン値（火力発電, 2008）に適合する。 (a-2) - 発電所では燃料としてガスや軽油を使用することにより、ガスタービンの稼動により、SOx、NOx、PM が排出され、影響は広範囲となる。現地実査の結果では、発電所の北側は標高が高い地域があり、風向によっては煤煙により高濃度が一定期間生じる可能性がある。 - 風速 10m/s 以上の風は極めて少なく、ダウンウォッシュはほとんど発生しない。

分類	環境項目	主なチェック事項	はい: Y いいえ: N 該当しない: N/A	具体的な環境社会配慮 (理由、根拠、緩和策)
		(b) 石炭火力発電所の場合、貯炭場や石炭搬送施設からの飛散炭じん、石炭灰処分場からの粉じんが大気汚染を生じる恐れはあるか。汚染防止のための対策がとられるか。	(b)N/A	-煙突周辺には、主風向側には、ダウンドラフトが発生するような建物はない。 -本プロジェクトからの汚染物質の最大着地濃度は、「イ」及び IFC/WB のガイドライン値と比べても極めて低くなっている。 -既設の寄与と新設を加味した将来の寄与による最大着地濃度では、SO ₂ 濃度以外の変化は極めて小さく、「イ」国の環境基準値及び IFC/WB のガイドライン値に適合すると想定される。SO ₂ 濃度については、本プロジェクトにより多少上昇する予測であるが、「イ」国の環境基準値は遵守することが想定される。 (b) ガス及び軽油を燃料とする発電所であり、石炭火力発電所ではない。
	(2)水質	(a-1) 温排水を含む発電所からの排水は当該国の排出基準等と整合	(a-1) Y	(a-1) 発電所では、蒸気タービンを使用するが、復水器の冷却水は、強制通風式直接冷却方式を用いて再利用することにしてお

分類	環境項目	主なチェック事項	はい: Y いいえ: N 該当しない: N/A	具体的な環境社会配慮 (理由、根拠、緩和策)
		するか。 (a-2)また、排出により当該国の環境基準等と整合しない区域や高温の水域が生じるか。 (b) 石炭火力発電所の場合、貯炭場、石炭灰処分場からの浸出水は当該国の排出基準等と整合するか。 (c) これらの排水が表流水、土壌・地下水、海洋等を汚染しない対策がなされるか。	(a-2)N (b) N/A (c) Y	り、温水は排出されない。 主な排水は、定期点検時の純水装置の再生排水及び廃熱回収ボイラー（HRSG）の再生排水であり、通常時の排水量は少なく、この他に、事務所での従業員の生活排水や雨水等に伴い変圧器、軽油タンク周りからの含油排水が発生する。 これらの排水量は、最大で約 380m³/日である。純水装置再生排水及び排熱回収ボイラー洗浄排水は、中和処理及び沈殿処理装置で処理し、含油排水は油分離装置で処理し、「イ」国の排水基準値及び IFC/WB EHS ガイドラインの基準値（火力発電, 2008）に適合することを確認する。 また、従業員の生活排水は浄化槽で処理した後、「イ」国の排水基準値及び IFC/WB EHS ガイドラインの基準値（一般, 2007）に適合することを確認する。 これらの排水は、既設発電所と同様に排水槽に排水し、できる限り発電所の緑化等で再利用することを基本とする。定期点検時で排水量が多く、排水全量の再利用が困難な場合は、周辺の農業で再利用ができるよう灌漑水路に排水する。 (a-2) 上記の対策により当該国の環境基準等と整合しない区域はほとんど想定されない。

分類	環境項目	主なチェック事項	はい: Y いいえ: N 該当しない: N/A	具体的な環境社会配慮 (理由、根拠、緩和策)
				(b) ガス及び軽油を燃料とする発電所であり、石炭火力発電所ではない。 (c) 排水は、表流水、土壌・地下水、海洋等を汚染しないよう排水処理施設で処理される。
	(3)廃棄物	(a) 操業に伴って発生する廃棄物（廃油、廃薬品）または石炭灰、排煙脱硫の副生石膏等の廃棄物は当該国の規定等に従って適切に処理・処分されるか。	(a)Y	(a) 基本的には、廃棄物の削減やリサイクルの促進及び不適切な廃棄物の投棄を防止するための労働者への教育を含む廃棄物の管理・処分計画を策定する。 既設と同様に紙や鉄クズ等はリサイクルし、食物残差はコンポスト化して、緑化等に肥料として再利用する。 有害廃棄物のうち廃油及び水処理設備からの汚泥が若干発生するがリサイクルを行い、排水処理設備の汚泥は、サイト内の地下浸透対策が講じられ、DOE から許可を取得済みの埋立場所に運搬して処分を行う。
	(4)騒音・振動	(a) 騒音、振動は当該国の基準等と整合するか。	(a)Y	(a)既設の稼働時の現況騒音レベルに、本プロジェクトの寄与騒音レベルを加味した将来騒音レベルは、現況騒音レベルと同様である。 また、敷地境界では IFC/WB の EHS ガイドラインの基準値（工業地域：昼間）に適合している。 また、住居地での予測値は IFC/WB EHS ガイドラインの基準値（住

分類	環境項目	主なチェック事項	はい: Y いいえ: N 該当しない: N/A	具体的な環境社会配慮 (理由、根拠、緩和策)
				居地域：昼間）を満たしている。 発電所は、騒音・振動を発生する機器については、できる限り密閉するとともに低騒音・低振動型を採用し、定期点検による維持管理を行う。
	(5)地盤沈下	(a) 大量の地下水汲み上げを行う場合、地盤沈下が生じる恐れがあるか。	(a)N	(a) 供用時は、既設で使用している許可済みの井戸から最大300m ³ /日で取水するが、許認可水量の範囲内で取水し、排水の再利用により、取水量をできる限り抑制する。 既設の井戸では、地下水位の低下はみられず、発電所周辺でも特に地盤沈下はみられていない。今後とも地下水の水位レベルはモニタリングする計画である。
	(6)悪 臭	(a) 悪臭源はあるか。悪臭防止の対策はとられるか。	(a)Y	(a) 生活系廃棄物の取扱いが不適切である場合は悪臭が発生する可能性がある。労働者にゴミの分別と収集について指導を徹底し、不法投棄は禁止する。 また、生ごみについては、悪臭防止のため蓋付き容器で収集・保管し、定期的にコンポスト化して肥料として利用する。 こうした緩和策を実施することにより、悪臭の発生は防止される。

分類	環境項目	主なチェック事項	はい: Y いいえ: N 該当しない: N/A	具体的な環境社会配慮 (理由、根拠、緩和策)
3 自然環境	(1)保護区	(a) サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地するか。プロジェクトが保護区に影響を与えるか。	(a)N	(a) サイトは保護区内には位置せず、また近傍にも保護区はない。
	(2)生態系	(a) サイトは原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地（珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等）を含むか。 (b) サイトは当該国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含むか。 (c) 生態系への重大な影響が懸念される場合、生態系への影響を減らす対策はなされるか。 (d) プロジェクトによる取水（地表水、地下水）が、河川等の水域環境に影響を及ぼすか。水生生物等への影響を減らす対策はなされるか。 (e) 温排水の放流や冷却水の大量	(a)N (b)N (c)N/A (d)N (e)N	(a) サイトは開発済みの既設発電所用地であり、原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地となっていない。 (b) サイトでは動植物としては草本類や齧歯類等が確認されたが、一般的に周囲に広く生息する種であり、貴重な動植物は確認されていない。 (c) 周辺の土地は、裸地や農作地のため自然植生は少なく、影響を受ける生物相は豊富ではないと判断される。(d) 発電所では、地下水を取水することにしており、河川からの取水はない。河川はサイトから遠く離れており、地下水の取水の影響は想定されない。 (e) 発電所では、蒸気タービンを使用するが、復水器の冷却水は、乾式の強制通風式冷却ファンを用いて再利用することにしており、温排水は排出されない。 発電所からの排水による灌漑用水路への水質汚濁については、適

分類	環境項目	主なチェック事項	はい: Y いいえ: N 該当しない: N/A	具体的な環境社会配慮 (理由、根拠、緩和策)
		の取水、浸出水の排出が周辺水域の生態系に悪影響を与えるか。		切な排水処理をすることにしており、水生生物への影響はほとんどない。
4 社会 環境	(1)住民移転	(a) プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転は生じるか。生じる場合は、移転による影響を最小限とする努力がなされるか。 (b) 移転する住民に対し、移転前に補償・生活再建対策に関する適切な説明が行われるか。 (c) 住民移転のための調査がなされ、再取得価格による補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が立てられるか。 (d) 補償金の支払いは移転前に行われるか。 (e) 補償方針は文書で策定されているか。 (f) 移転住民のうち特に女性、子供、老人、貧困層、少数民族・先住民等、社会的弱者に適切な配慮がなされた計画か。	(a)N (b)-(j)N/A	(a) サイトは開発済みの既設発電所用地であり、新たな土地収用及び住民移転は発生しない。 (b)-(j)該当しない

分類	環境項目	主なチェック事項	はい: Y いいえ: N 該当しない: N/A	具体的な環境社会配慮 (理由、根拠、緩和策)
		(g) 移転住民について移転前の合意は得られるか。 (h) 住民移転を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な実施能力と予算措置が講じられるか。 (i) 移転による影響のモニタリングが計画されるか。 (j) 苦情処理の仕組みが構築されているか。		
	(2)生活・生計	(a) プロジェクトによる住民の生活への悪影響はあるか。必要場合は影響を緩和する配慮が行われるか。 (b) プロジェクトの実施により必要となる社会基盤の整備は十分か(病院・学校、道路等)。不十分な場合、整備計画はあるか。 (c) プロジェクトに伴う大型車両等の運行によって周辺の道路交通に影響はあるか。必要に応じて交	(a)N (b)N (c)Y	(a) サイトは開発済みの既設発電所用地内であり、新たな土地収用及び住民移転は発生しない。 (b) サイト近くには人口 40~50 万人規模の中都市があり、工事作業員や発電所運転員の流入があっても、住宅、医療施設、学校、下水、道路等の社会インフラ・サービスは十分整っているため、影響は想定されない。 (c) 工事中の交通量の増加により交通渋滞発生可能性があるため、適切な運行ルート及び運行スケジュールを検討するとともに、労働者用のバスを配備することで車両数をできる限り削減す

分類	環境項目	主なチェック事項	はい: Y いいえ: N 該当しない: N/A	具体的な環境社会配慮 (理由、根拠、緩和策)
		通への影響を緩和する配慮が行われるか。 (d) プロジェクト活動に伴う作業員等の流入により、疾病の発生（HIV 等の感染症を含む）の危険はあるか。必要に応じて適切な公衆衛生への配慮は行われるか。 (e) プロジェクトによる取水（地表水、地下水）や温排水の放流が、既存の水利用、水域利用（特に漁業）に影響を及ぼすか。	(d)Y (e)N	る。また、運行ルート及び運行スケジュールについては、関連機関と協議して設定する。 (d) 外国人等の外部の労働者の流入により、感染症が拡大する可能性が考えられる。 -できるだけ地域住民を雇用し、外部労働者からの伝染病感染リスクを避ける。 -また、労働者への感染症及び衛生に関する教育・訓練の実施、医療設備及びスタッフの配置、定期的な健康診断を実施する。 (e) 発電所周辺では漁業は実施されていない。 地下水を取水するため、周辺の地下水利用への一時的な影響の可能性はあるが、「地盤沈下及び水象（地下水）」で記載したとおり、緩和策を講じており、取水による地下水利用への影響は大きくはない。 -排水による、水質汚濁による灌漑用水への影響の可能性はあるが、「水質汚染」で示した緩和策が講じられており、水質汚濁による灌漑用水への影響は少ない。
	(3)文化遺産	(a) プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なう恐れはあるか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。	(a)N	(a) サイトは開発済みの既設発電所用地内であり、サイト内には歴史的、文化的、考古学的遺産は存在しない。

分類	環境項目	主なチェック事項	はい: Y いいえ: N 該当しない: N/A	具体的な環境社会配慮 (理由、根拠、緩和策)
	(4)景 観	(a) 特に配慮すべき景観が存在する場合、それに対し悪影響を及ぼすか。影響がある場合には必要な対策は取られるか。	(a)N	(a) サイトは開発済みの既設発電所用地内であり、周辺には景観の上重要な観光地はない。
	(5) 少 数 民 族、先住民族	(a) 当該国の少数民族、先住民族の文化、生活様式への影響を軽減する配慮がなされているか。 (b) 少数民族、先住民族の土地及び資源に関する諸権利は尊重されるか。	(a)-(b) N/A	(a) サイトは開発済みの既設発電所用地であり、新たな土地収用及び住民移転は発生しない。サイト周辺は、少数民族による利用がないことを調査で確認している。 (b)該当しない
	(6)労働環境	(a) プロジェクトにおいて遵守すべき当該国の労働環境に関する法律が守られるか。 (b) 労働災害防止に係る安全設備の設置、有害物質の管理等、プロジェクト関係者へのハード面での安全配慮が措置されるか。 (c) 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育（交通安全や公衆衛生を含む）の実施等、プロジェクト関係者へのソフト面での	(a)Y (b)Y (c)Y	(a)プロジェクトに実施に当たっては、労働安全に係る「イ」国の法令を遵守する。 (b)ヘルメット、安全靴、耳栓、感電防具等の安全保護具を配備する。このほか、危険物・有害物の保管場所での標識を設置する。 (c) 安全教育や訓練を含む労働安全計画を作成して実施する。

分類	環境項目	主なチェック事項	はい: Y いいえ: N 該当しない: N/A	具体的な環境社会配慮 (理由、根拠、緩和策)
		対応が計画・実施されるか。 (d) プロジェクトに関する警備要員が、プロジェクト関係者・地域住民の安全を侵害することのないよう、適切な措置が講じられるか。	(d)Y	(d)発電所の警備については、プロジェクト関係者・地域住民の安全を侵害しないよう、適切な訓練を受けた警備員が配置される。
5 その他	(1) 工事中的の影響	(a) 工事中的汚染（騒音、振動、濁水、粉じん、排ガス、廃棄物等）に対して緩和策が用意されるか。	(a)Y	(a) ＜騒音・振動＞ 建設スケジュールを管理して、工事量及び工事規模を平準化し、使用する機械は低騒音・振動型とし、定期的な点検による維持管理を行う。 資器材等の運搬に使用する大型車両は、騒音・振動の発生抑制するため、住居地周辺ではできる限り低速度で通行するよう制限を行う。 また、できる限り工事は昼間に実施することとし、地盤の支持力が高いことから、騒音影響が大きい杭打ち工事は実施しない計画である。 ＜濁水＞ イランは降水量は少なく、濁水は発生しない。 ＜粉じん・排ガス＞ 土木工事に伴い、強風時に粉塵の発生を確認しながら、工事区域

分類	環境項目	主なチェック事項	はい: Y いいえ: N 該当しない: N/A	具体的な環境社会配慮 (理由、根拠、緩和策)
		(b) 工事により自然環境（生態系）に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。 (c) 工事により社会環境に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	(b)Y (c)Y	及び道路に定期的に散水する。 建設用機械と車両は、定期的な点検による維持管理を行い、大気汚染物質の排出を抑制する。 また、できる限り工事スケジュールの平準化を検討し、工事機械及び資材運搬車両がある期間に不必要に集中しないよう、事前の検討を行う。 <廃棄物> 基本的には、廃棄物の削減やリサイクルの促進及び不適切な廃棄物の投棄を防止するための労働者への教育を含む廃棄物の管理・処分計画を策定する。 分別収集と適切な場所・適切方法で保管する。紙や鉄クズ等はリサイクルし、他の一般廃棄物は、既設発電所と同様に適切に処分する。 全ての有害廃棄物は、サイト内の地下浸透対策が講じられ、DOEから許可を取得済みの埋立場所に運搬して処分を行う。 (b) サイトは開発済みの既設発電所用地で、動植物としては草本類や齧歯類等が確認されたが、一般的に周囲に広く生息する種であり、貴重な動植物はみられず、改変による直接的な影響はほとんどない。 工事中の大気汚染、騒音及び振動等により、付近の植物の生育や動物の行動に影響する可能性はあるため、大気汚染及び騒音・振

分類	環境項目	主なチェック事項	はい: Y いいえ: N 該当しない: N/A	具体的な環境社会配慮 (理由、根拠、緩和策)
				動の対策を講じる。 (c) 工事中の交通量の増加により交通渋滞の発生の可能性があり、適切な運行ルート及び運行スケジュールを検討するとともに、労働者用のバスを配備することで車両数をできる限り削減する。また、運行ルート及び運行スケジュールについては、関連機関と協議して設定を行う。
	(2)事故防止対策	(a) 石炭火力の場合、貯炭所の自然発火を防止するよう計画されるか（散水設備等）。	(a)N/A	(a) 本事業はガス及び軽油を燃料とする発電所であり、石炭火力発電所ではない。
	(3)モニタリング	(a) 上記の環境項目のうち、影響が考えられる項目に対して、事業者のモニタリングが計画・実施されるか。 (b) 当該計画の項目、方法、頻度等はどのように定められているか。	(a)Y (b)Y	(a)影響が考えられる環境項目について、事業者はモニタリング計画を策定し実施する。 (b) 主な項目、方法、頻度等は、以下のとおり計画している。 <大気汚染> ・ 工事中 -SO₂、NO₂ 及び PM₁₀ を発電所付近の集落 1 地点で、建設工事活動が最大となる時期に 1 回 (1 週間) 測定する。 ・ 運転中 - SO₂、NO₂ 及び PM₁₀ を発電所付近の集落 5 地点で、3 年間、年 4 回(1 回:1 週間)測定する。 -SO_x、NO_x 及び PM を、煙道で連続監視する。

分類	環境項目	主なチェック事項	はい: Y いいえ: N 該当しない: N/A	具体的な環境社会配慮 (理由、根拠、緩和策)
		(c) 事業者のモニタリング体制（組織、人員、機材、予算等とそれらの継続性）は確立されるか。 (d) 事業者から所管官庁等への報告の方法、頻度等は規定されているか。	(c)Y (d)Y	<水質汚濁> ・ 工事中 - TSS、 pH、 Oil、 BOD を処理装置出口で排水時に測定する。 ・ 運転中 - TSS、 pH、 Oil、 BOD 及び大腸菌群数等を排水処理装置出口で適宜測定する。 <騒音> ・ 工事中 - 騒音レベルを発電所境界 4 地点、最寄りの住居地 1 地点で、建設工事活動が最大となる時期に 1 回（1 週間）測定する。 ・ 運転中 - 騒音レベルを発電所境界 4 地点、最寄りの住居地 1 地点で、年 4 回測定する。 (c) 事業者は、工事中及び供用時に、組織、人員、機材、予算等とそれらの継続性を含む適切なモニタリング体制を確立する。 (d) 事業者は、定期的に環境管理計画及び環境モニタリングの実

分類	環境項目	主なチェック事項	はい: Y いいえ: N 該当しない: N/A	具体的な環境社会配慮 (理由、根拠、緩和策)
				施状況について、JICA および MITADER 等の関係機関へ報告する。
6 留意点	他の環境チェックリストの参照	(a) 必要な場合には、送変電・配電に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること（送変電・配電施設の建設を伴う場合等）。 (b) 必要な場合は、港湾に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること（港湾設備の建設を伴う場合等）。	(a) N/A (b) N/A	(a) 発電した電気は、既設送電を利用して送電される。 (b) 港湾施設の設置はない。
	環境チェックリスト使用上の注意	(a) 必要な場合には、越境または地球規模の環境問題への影響も確認する（廃棄物の越境処理、酸性雨、オゾン層破壊、地球温暖化の問題に係る要素が考えられる場合等）。	(a) N	(a) 発電所の運転で CO ₂ が発生するが、発電所の出力は大規模ではなく、熱効率の高いガスタービンを設置して kWh 当たりの CO ₂ 発生量を少なくする。「JICA Climate-FIT：（緩和）気候変動対策支援ツール 2011」に基づき試算した結果、イランの平均的な発電設備を使用した場合に比べ排出削減量は 2,782,527t-CO ₂ /y となる。このため越境及び気候変動への影響はほとんどない。

出典：調査団により作成

6.14.2 モニタリング・フォーム

セクターの種類及びプロジェクトの性質に応じて、モニタリング項目が決定される。発電所に係るモニタリング項目は以下のとおりである。

(1) 工事中

①大気汚染

<大気環境>

場所: 1 地点: 発電所北側の住居地

関連法令及びガイドライン: 「イ国」大気環境基準(Air Pollution Prevention Executive Regulation (2016)、)、IFC/WB EHS

ガイドライン 一般; 2007

Unit: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

日付	項目	測定濃度 (1 時間)			ベースライン値	「イ」国 大気環境 基準	IFC/ EHC ガイドライン 一般; 2007	備考
		Min	Max	Average				
	SO ₂					196 (1 hour) 395 (24 hour)	- (1hour) 125(24 hour)	建設工事が最大となる時期に 1 回、1 週間
	NO ₂					200 (1 hour)- hour)	200(1-hour) -(24 hour)	
	PM ₁₀					- (1 hour) 150 (24 hour)	-(1 hour) 150(24hour)	

②水質汚濁

<排水>

場所: 1 地点: 排水処理出口仮設沈殿槽出口

関連法令及びガイドライン: 「イ国」排水基準(Water Pollution Control Rule (1984)、I), IFC/WB EHS

ガイドライン (火力発電, 2008)

測定日:

項目	単位	測定濃度	「イ」国 排水基準	IFC/WB EHS ガイ ドライン (火力発電 所) 2008	備考
pH	—		6-8.5	6 –9	
TSS	mg/L		100	50	
Oil & Grease	mg/L		10	10	
Iron	mg/L		3	1	
Zinc	mg/L		2	1	
Cromium	mg/L		1	0.5	
Chlorine residue	mg/L		0.2	0.2	
Copper	mg/L		0.5	0.5	

Lead	mg/L		1	0.5	
Cadmium	mg/L		0.05	0.1	
Mercury	mg/L		Negligible	0.005	
Arsenic	mg/L		0.1	0.5	

③廃棄物

場所：Contractor's office

関連法令：「イ」国廃棄物管理規則

報告日：

項目	排出場所	保管量 (単位: t or kg)	処分量 (単位: t or kg)	処分方法場所	備考
					連続的

④騒音

場所：5 地点: 敷地境界 4 地点、住居地域 1 地点

関連法令：Noise Protection Act (2008)、IFC/WB EHS ガイドライン (一般, 2007)

測定日：

日付	場所	騒音レベル (Leq)	ベースライン値 (Leq)	「イ」環境基準	IFC/WB EHS ガイドライン (一般 2007)	備考
	住居地域			住居地域 昼間:55 夜間: 45	住居地域 昼間:55 夜間: 45	建設工事活動が最大となる時期に 2 回
	敷地境界			工業地域 昼間: 70 夜間: 65	工業地域 昼間: 70 夜間: 70	

⑤地下水

場所：7 地点:既設取水井戸

関連法令：取水許可

測定日：

日付	取水井戸 番号	地下水水位レベル (m)	ベースラインレベル(m)	備考
	1			定期的
	2			
	3			
	4			
	5			

	6			
	7			

⑥陸上生態系（爬虫類）

場所：プロジェクトサイト及び付近

報告日：

調査方法：目視観察

種	確認日時	確認場所	備考
Testudo graeca Linnaeus			
Testudo horsfieldii			
Eremias pleskei			

⑦雇用

場所：Contractor's office

報告日：

項目	地元	イラン国	国外	備考
雇用人数				連続的

⑧子供の権利

場所：Contractor's office

報告日：

項目	人数	対策	備考
児童労働者			連続的

⑨HIV/AIDS 等の感染症

項目	全発病件数	感染症件数	対策	備考
健康診断				連続的

⑩労働環境

場所：Contractor's office

報告日：

工事内容	検査項目	内容	状況	対策	備考
					連続的

(2) 供用時

①大気汚染

<排ガス>

場所：ダクト、連続排ガス測定装置（CEMS）

期間：○年○月○日～○年○月○日

関連法令及びガイドライン：「イ国」排ガス基準（Standards of Air Pollution arising from Industries and Workshops (1999)）、IFC/WB EHS ガイドライン(火力発電; 2008)

日付：

μg/m³

燃料	項目	単位	最小-最大	「イ」国排ガス基準	IFC/WB EHS ガイドライン (火力発電; 2008) <ガス>	備考
ガス	SOx	mg/N m ³		200	-	連続的
	NOx	mg/N m ³		300	51	
軽油	SOx	mg/N m ³		150	-	
	NOx	mg/N m ³		200	152	
	PM	mg/N m ³		150	50	

Note dry gas base, O₂=15%

<大気環境>

場所: 5 地点：発電所周辺 5 地点、周辺住居地

関連法令及びガイドライン：「イ国」大気環境基準(Air Pollution Prevention Executive Regulation (2016)、)、IFC/WB EHS ガイドライン 一般; 2007

Unit: μg/m³

日付	項目	測定濃度 (1 時間)			「イ」国 大気環境基準	IFC/ EHC ガイドライン 一般; 2007	備考
		Min	Max	Average			
	SO ₂				196 (1 hour) 395 (24 hour)	-(1 hour) 125(24 hour)	運転開始後 3 年間、年 4 回 (1 回 : 24 時間、1 週間)
	NO ₂				200 (1 hour)- (24 hour)	200(1-hour) -(24 hour)	
	PM ₁₀				- (1 hour) 150 (24 hour)	-(1 hour) 150(24hour)	

②水質汚濁

場所：1 地点: 排水処理出口

関連法令及びガイドライン：「イ国」排水基準(Decree No. 18/2004), IFC/WB EHS
ガイドライン (火力発電, 2008)

測定日：

項目	単位	測定濃度	「イ」国 排水基準	IFC/WB EHS ガイドライン (火力発電)	備考
----	----	------	--------------	--------------------------------	----

				2008)	
pH	—		6-8.5	6 -9	年 4 回
TSS	mg/L		100	50	
Oil & Grease	mg/L		10	10	
Iron	mg/L		3	1	
Zinc	mg/L		2	1	
Cromium	mg/L		1	0.5	
Chlorine residue	mg/L		0.2	0.2	
Copper	mg/L		0.5	0.5	
Lead	mg/L		1	0.5	
Cadmium	mg/L		0.05	0.1	
Mercury	mg/L		Negligible	0.005	
Arsenic	mg/L		0.1	0.5	

③廃棄物

場所：Power plant office

関連法令：「イ国」Waste management regulation (Decree No. 13/2006)

報告日：

項目	排出場所	保管量 (単位: t or kg)	処分量 (単位: t or kg)	処分方法場所	備考
					連続的

④騒音

場所：5 地点: 敷地境界 4 地点、住居地域 1 地点

関連法令: Noise Protection Act (2008)、IFC/WB EHS ガイドライン (一般, 2007)

日付	場所	騒音レベル (Leq)	「イ」環境基準	IFC/ EHC ガイ ドライン (一般; 2007)	備考
	住居地域		住居地域 昼間: 55 夜間: 45	住居地域 昼間: 55 夜間: 45	年 4 回
	敷地境界		工業地域 昼間: 70 夜間: 65	工業地域 昼間: 70 夜間: 70	

⑤地下水

場所：7 地点: 既設取水井戸

関連法令：取水許可

測定日：

日付	取水井戸 番号	地下水水位レベル (m)	備考
	1		定期的
	2		
	3		
	4		
	5		
	6		
	7		

⑥陸上生態系（爬虫類）

場所：プロジェクトサイト及び付近

報告日：

調査方法：目視観察

種	確認日時	確認場所	備考
Testudo graeca Linnaeus			
Testudo horsfieldii			
Eremias pleskei			

⑦雇用

場所：Contractor's office

報告日：

項目	地元	イラン国	国外	備考
雇用人数				連続的

⑧労働環境

場所：Power plant

報告日：

工事内容	検査項目	内容	状況	対策	備考
					連続的