

III 地熱発電開発計画

本プロジェクトの対象地熱地点における GDC の将来の開発計画に資するために、前章の資源ポテンシャルの再評価の結果を考慮して、想定される地熱発電開発計画を検討した。本章では、開発のためのインフラ整備の現況について述べたうえで、資源量の再試算を行った対象 5 地点の予備的な発電開発計画の策定と開発コスト試算を実施した結果を述べる。また、それら発電開発計画に応じた広域的な送電線の整備計画について検討した結果も併せて記述する。

III -1 地熱地点のインフラ整備状況

本プロジェクトでの対象地点は、基本的に市街・集落から離れた場所に位置しており、道路や給水のインフラ整備は乏しい状況にある。表 III -1-1 に KenGen (2002) による各地の送電線・道路・給水地等からの距離を示す。同表にはバリngoとチェプチャクが含まれていないが、バリngoについては幹線道路が通っており、対象地点の中でアクセスが最も良い場所となっている。バリngo湖北方の地点では水源が乏しく、安定した給水のためにはバリngo湖からの送水が望まれる。

表 III -1-1 地熱地点の立地状況 (2002 年)

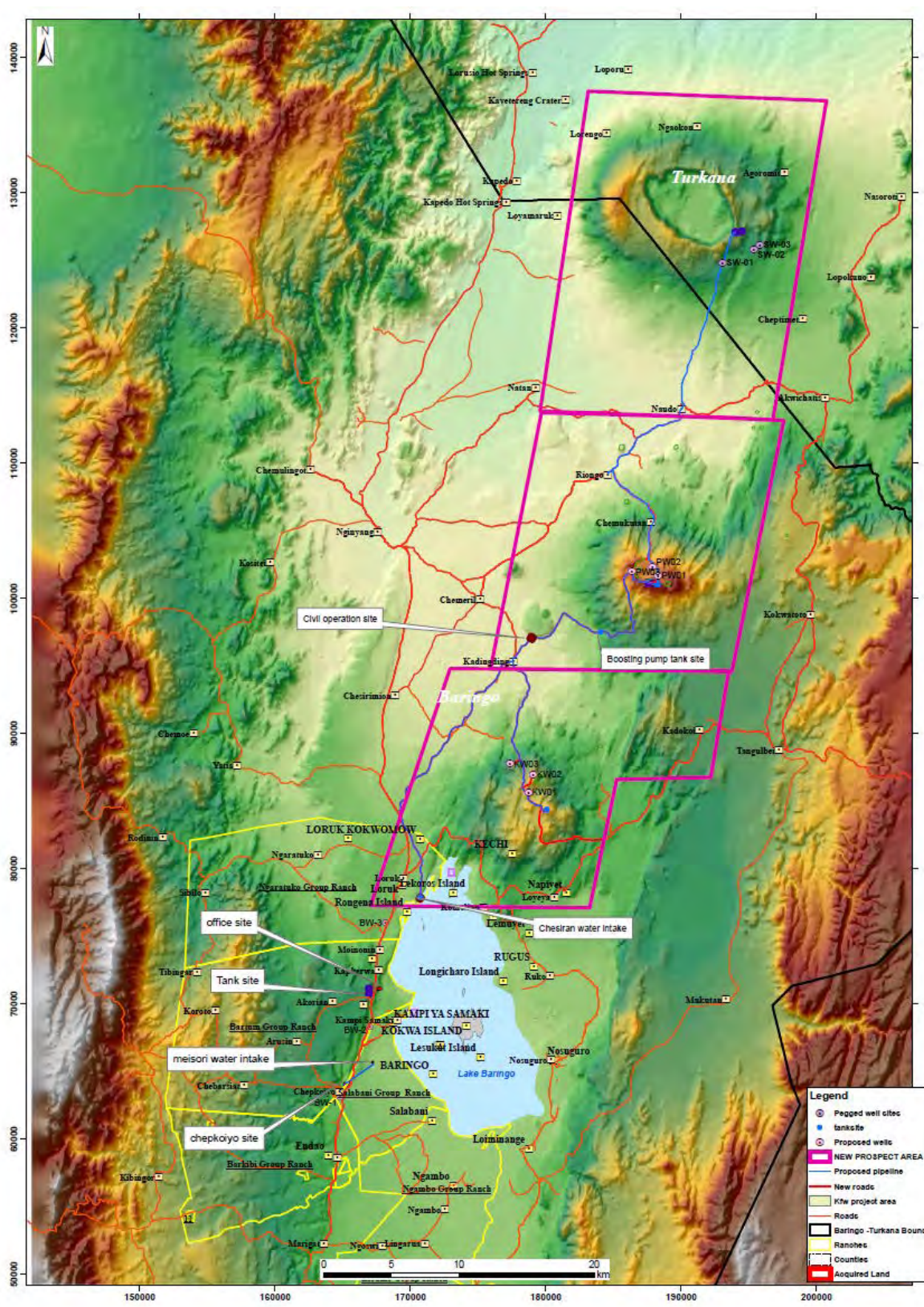
	Distance to named 132KV Line	Distance to named 11KV Line	Distance to all weather road	Distance to paved (Tarmac) road	Distance (Direct) to named major shopping center	Distance to nearest water source (Lake/River/borehole)
L. Bogoria and Arus	Nakuru: 50 km	Nakuru:	< 2km	<2 km	Nakuru: 40 km	R. Molo: <5km
Korosi	Nakuru: 113 km	Loruk: 10 km	3km	10 km	Kampi Ya Samaki: 18km	L. Baringo: 5 km
Paka	Nakuru: 130 km	Loruk: 30 km	11 km	30 km	Kampi Ya Samaki: 38km	L. Baringo: 50 km
Silali	Lessos: 97 km	Loruk: 52 km	1-8 km	52 km	Loruk: 52 km	L. Baringo: 150 km

出典：KenGen(2002)

GDC は今後、試掘を含めた探査・開発を進めるため、バリngo湖からシリリ地点までのアクセス道路と給水設備を設置するプロジェクトを実施中である。図 III -1-1 にその整備計画図を示す。計画によれば、バリngo湖から道路と給水配管をコロシ・パカ・シリリにまで設置し、各々の標高が高い場所までポンプで揚水したうえで、そこから周辺へ配水するような設備となっている。

バリngo地点では、2015 年 5 月の現地調査時には既に掘削基地が完成していた(図 III -1-2)。基地の位置は、バリngo南部で過去に熱水の噴出があった水井戸 (Chepkoiyo well) の近くで、幹線道路沿いである。治安情勢悪化の観点から 2015 年 5 月以降は対象地点の現地調査は実施していないが、その後は GDC ナクルのインフラ部門において、インフラの現状について情報提供を受

けた。GDCによる道路建設は、2016年末にはシラリ地点まで完成したとのことである。



出典：GDC 内部資料（2015.11）

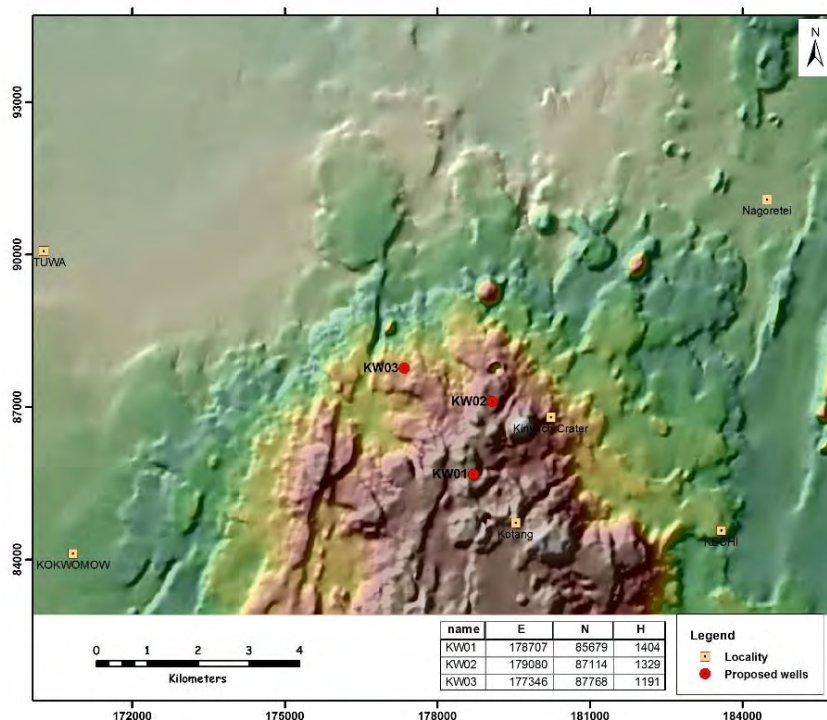
図 III -1-1 GDC によるバリンゴ～シラリの道路・給水設備整備計画



JICA 調査団撮影 (2015. 5)

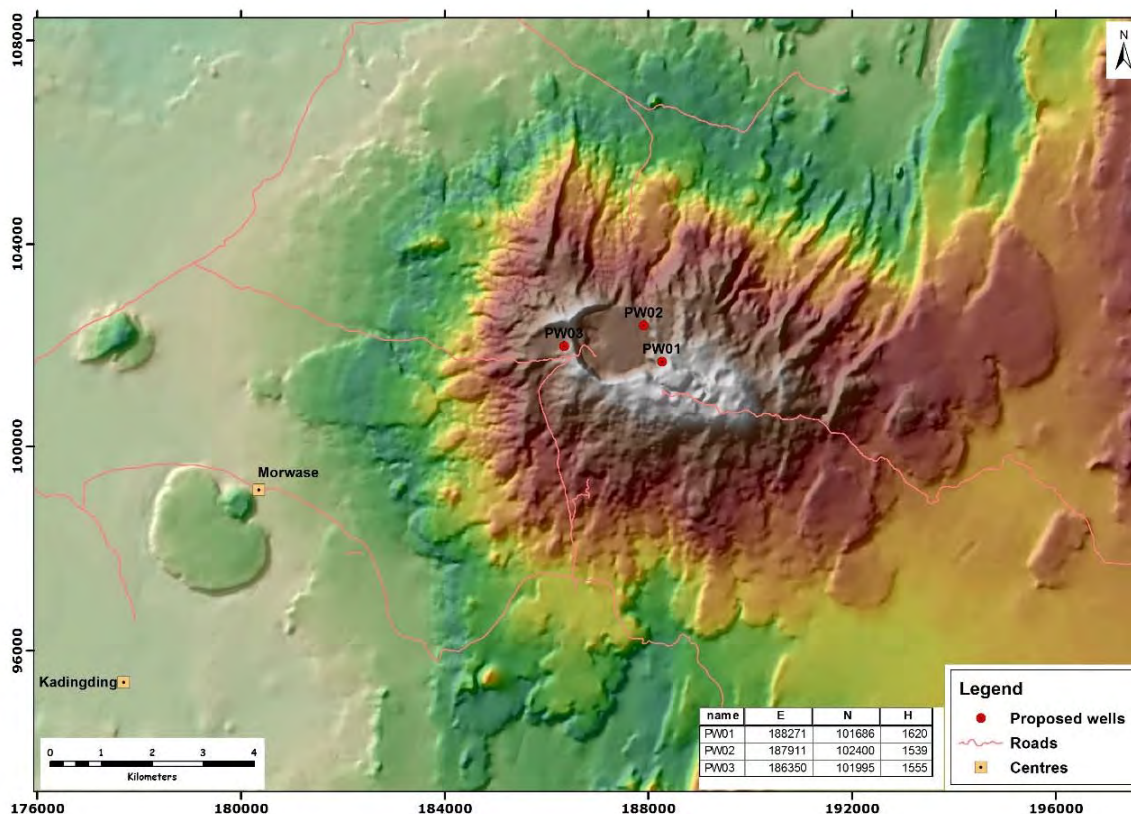
図 III -1-2 バリンゴ地点南部の掘削基地

コロシ・パカでの各々の地点での 3 箇所の掘削基地も建設済みである。掘削基地の位置図を図 III -1-3 及び図 III -1-4 に示す。ただし、バリンゴ湖からの給水配管工事については未だ完了していない。



出典：GDC 内部資料

図 III -1-3 コロシ地点の掘削基地設置位置図



出典：GDC 内部資料

図 III -1-4 パカ地点の掘削基地設置位置図

給水設備の概要は、道路沿いに設置する直径 10 インチの配管と 3 ヶ所のポンプ基地（バリンゴ湖北部、パカ地点の南西部及びシラリ地点の南部）が計画されている。また、バリンゴ湖北部の住民が畜産などに利用する本配管から分岐する配水用の配管も含まれる。掘削工事用給水設備計画図を図 III -1-5 に示す。掘削給水ポンプ設備へはディーゼル発電機により動力（電力）を供給する。

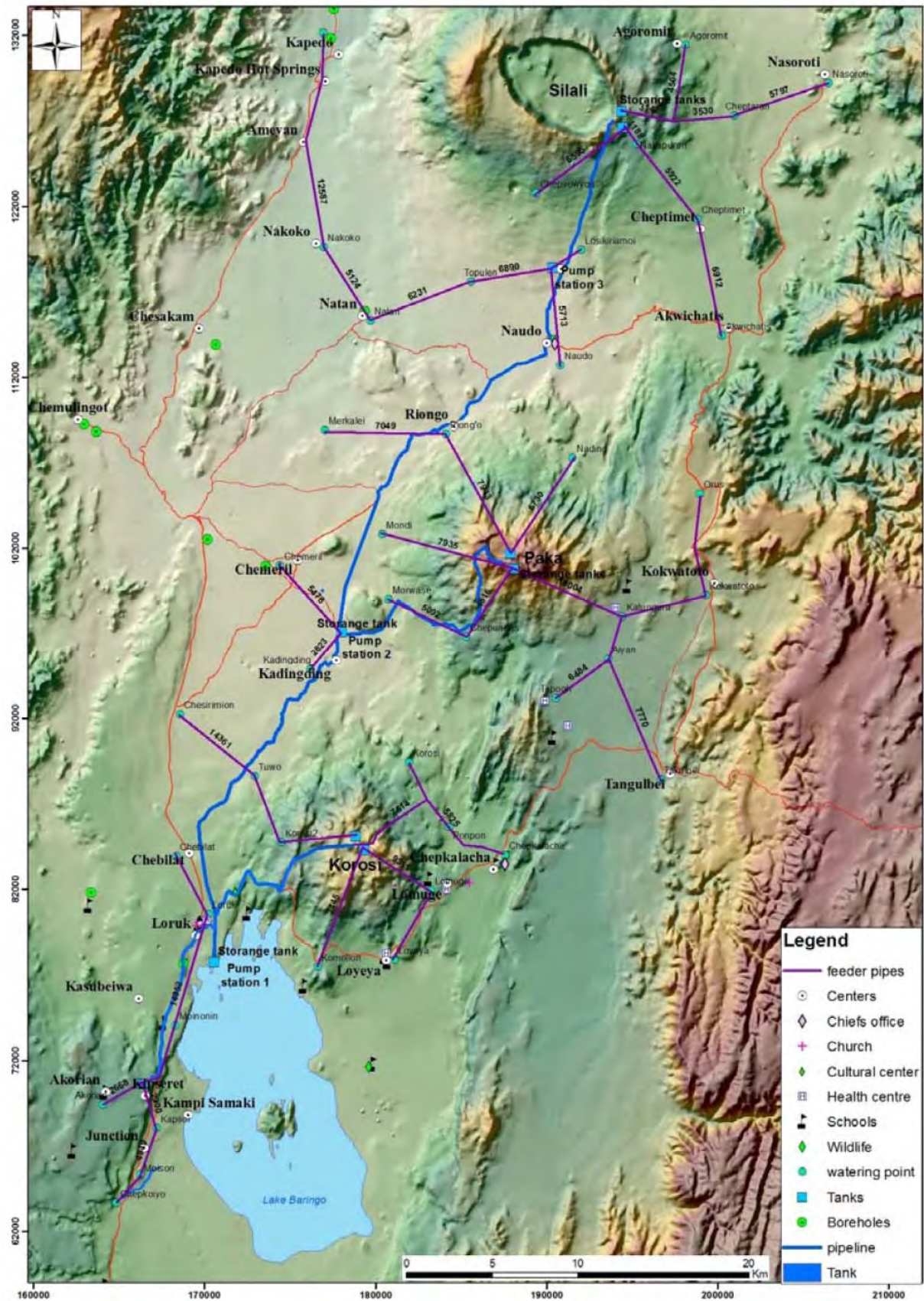


図 III -1-5 掘削工事用給水設備計画図

III -2 アルス地点の開発計画

III -2.1 開発規模と主要設備

開発規模（地熱発電所の設備容量）は、推定された資源量に基づき、一般的なフラッシュ蒸気サイクル（復水式）の発電プラントを想定した。また、発電所運転開始に必要な地熱井の掘削本数は、坑井の生産能力及び還元能力の推定結果に基づき算出した。想定される地熱開発の規模及び主要設備を表 III -2-1 に示す。

アルス地点における 100MW の地熱発電所運転開始には、生産井 10 本と還元井 9 本の坑井が必要であると試算された。坑井掘削の成功率を調査井は 50%、試掘井及び運用井は 80~100% と想定した場合、掘削する坑井は生産井 13 本と還元井 10 本となる。なお、調査井の掘削本数については、本検討では本地点での開発規模が比較的小さいことを考慮して 2 本と想定したが、掘削のための予算に余裕があれば、開発可能な地熱貯留層の存在や広がりが高い確度で確認するために 3 本もしくはそれ以上の本数とすることが望ましい。

表 III -2-1 地熱開発の規模及び主要設備（アルス）

地点	計画出力	生産井1本当たり平均出力	還元熱水の総流量	還元井1本当たり想定容量	発電所運転に必要な坑井数	
	(MW-gross)	(MW/well)	(t/h)	(t/h/well)	生産井	還元井
アルス 50MW x 2	100	10	2600	300	10	9

地点		探査段階（調査井）		資源確認段階		開発段階		合計	
		生産井	還元井	生産井	還元井	生産井	還元井	生産井	還元井
アルス 50MW x 2	掘削数	2	0	5	1	6	9	13	10
	成功本数 (運転利用本数)	1	0	4	1	5	8	10	9

III -2.2 資源開発計画

坑井の掘削深度に関しては、地熱系概念モデルに基づき、生産井・還元井ともに 1,800m から 2,300m 程度が必要と見込まれる。また、これらの坑井は、掘削基地の数を最小限にし、同一基地から複数のターゲットを掘削できるようにするため、傾斜掘削工法を採用することが望ましい。掘削ターゲットは、坑井間の生産・還元の干渉を防止するために、300m 程度の離隔を取ることが望まれる。なお、生産井及び還元井の掘削深度や坑井仕様（ケーシングプログラム等）は、調査井の掘削・坑井試験結果等を基に最終決定される。

GDC が所有している 2,000 馬力の掘削リグを使用すれば、掘削深度 1,800m から 2,300m 程度の傾斜井の掘削は可能であると推定される。図 III -2-1 に坑井仕上げ計画（ケーシングプログラム）の一例、図 III -2-2 に傾斜掘削計画の一例を示す。

掘削基地の数は、生産井用、還元井用ともに2基地ずつと見込まれる。清水ピット、泥水ピットやパイプ等の資材置き場を含む掘削基地の広さを100m×150mと想定すれば、1基地当たりの掘削可能本数は、8本前後となる。設置する掘削基地は、発電所運転開始以後の補充井掘削にも利用される。

坑井掘削や発電所の運転に必要な工事用水は、周辺河川から取水可能と考えられ、発電所近傍に設置される容量4,000m³程度の貯水槽へ移送する。坑井掘削時は、この貯水槽から各坑井敷地へ道路に沿って敷設される送水管を通して供給できる。

還元井の掘削基地は、発電所（セパレータ基地）よりも標高が低い場所に設置されるべきである。そのような場所に設置できれば、分離された熱水を還元井まで輸送するのに落差が利用できる。還元熱水が短時間で生産貯留層に還流し温度低下を招くことを防止するため、還元井の掘削ターゲットは生産域から概ね1kmの距離を置いて設置する必要がある。資源開発レイアウト案を図III -2-3に示す。

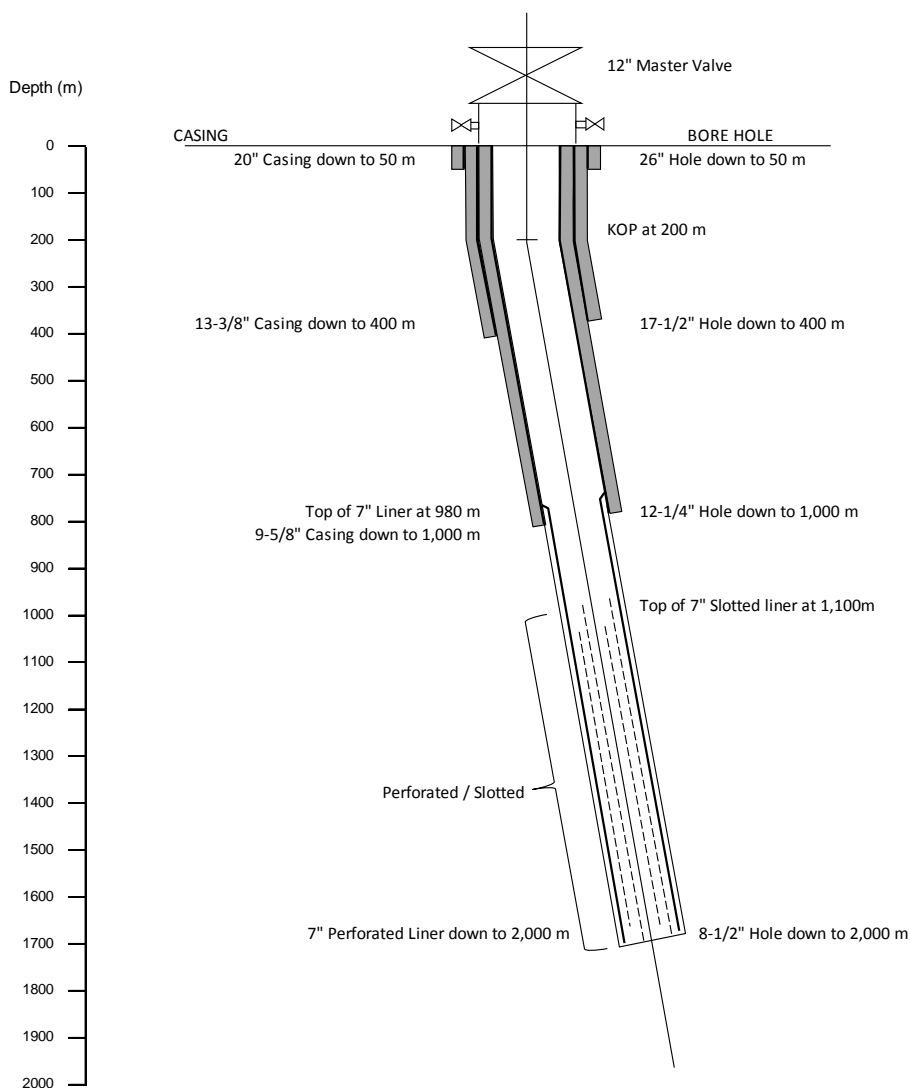


図 III -2-1 坑井仕上げ計画(ケーシングプログラム)の一例 (掘削深度 2,000m、傾斜掘削)

(m)		
KOP	RKB ELEVATION	GROUND ELEVATION
200.00	1010.00	1000.00

Note: Directional Angle from True North

Survey Calculation Method : Minimum Curvature

WELL NAME	Production/Reinjection

Planned									
	Measured Depth (m)	Inclination (deg)	Azimuth (deg)	Vertical Depth (m)	Elevation (a.s.l) (m)	+N/-S (m)	-W/+E (m)	Deviation (m)	Dog-leg Rate (deg/100ft)
1	0.00	0.00	0.00	0.00	1000.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	200.00	0.00	120.00	200.00	800.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	215.00	1.00	120.00	215.00	785.00	-0.07	0.11	0.13	2.03
4	230.00	2.00	120.00	229.99	770.01	-0.26	0.45	0.52	2.03
5	245.00	3.00	120.00	244.98	755.02	-0.59	1.02	1.18	2.03
6	260.00	4.00	120.00	259.95	740.05	-1.05	1.81	2.09	2.03
7	275.00	5.00	120.00	274.90	725.10	-1.64	2.83	3.27	2.03
8	290.00	6.00	120.00	289.84	710.16	-2.35	4.08	4.71	2.03
9	305.00	7.00	120.00	304.74	695.26	-3.20	5.55	6.41	2.03
10	320.00	8.00	120.00	319.61	680.39	-4.18	7.24	8.36	2.03
11	335.00	9.00	120.00	334.45	665.55	-5.29	9.16	10.58	2.03
12	350.00	10.00	120.00	349.24	650.76	-6.53	11.31	13.06	2.03
13	365.00	11.00	120.00	363.99	636.01	-7.90	13.67	15.79	2.03
14	380.00	12.00	120.00	378.69	621.31	-9.39	16.26	18.78	2.03
15	395.00	13.00	120.00	393.33	606.67	-11.01	19.08	22.03	2.03
16	410.00	14.00	120.00	407.92	592.08	-12.76	22.11	25.53	2.03
17	425.00	15.00	120.00	422.44	577.56	-14.64	25.36	29.28	2.03
18	440.00	16.00	120.00	436.89	563.11	-16.65	28.83	33.29	2.03
19	455.00	17.00	120.00	451.27	548.73	-18.78	32.52	37.55	2.03
20	470.00	18.00	120.00	465.58	534.42	-21.03	36.43	42.06	2.03
21	485.00	19.00	120.00	479.81	520.19	-23.41	40.55	46.82	2.03
22	500.00	20.00	120.00	493.94	506.06	-25.92	44.89	51.83	2.03
23	515.00	21.00	120.00	507.99	492.01	-28.54	49.44	57.08	2.03
24	530.00	22.00	120.00	521.95	478.05	-31.29	54.20	62.58	2.03
25	545.00	23.00	120.00	535.81	464.19	-34.16	59.17	68.32	2.03
26	560.00	24.00	120.00	549.56	450.44	-37.15	64.35	74.30	2.03
27	575.00	25.00	120.00	563.21	436.79	-40.26	69.73	80.52	2.03
28	590.00	26.00	120.00	576.75	423.25	-43.49	75.33	86.98	2.03
29	605.00	27.00	120.00	590.18	409.82	-46.84	81.12	93.67	2.03
30	620.00	28.00	120.00	603.48	396.52	-50.30	87.12	100.60	2.03
31	635.00	29.00	120.00	616.66	383.34	-53.88	93.32	107.76	2.03
32	650.00	30.00	120.00	629.72	370.28	-57.57	99.72	115.14	2.03
33	665.00	31.00	120.00	642.64	357.36	-61.38	106.31	122.76	2.03
34	680.00	32.00	120.00	655.43	344.57	-65.30	113.10	130.59	2.03
35	695.00	33.00	120.00	668.08	331.92	-69.33	120.08	138.65	2.03
36	710.00	34.00	120.00	680.59	319.41	-73.47	127.25	146.93	2.03
37	725.00	35.00	120.00	692.95	307.05	-77.71	134.60	155.43	2.03
38	800.00	35.00	120.00	754.39	245.61	-99.22	171.86	198.45	0.00
39	900.00	35.00	120.00	836.30	163.70	-127.90	221.53	255.80	0.00
40	1000.00	35.00	120.00	918.22	81.78	-156.58	271.21	313.16	0.00
41	1100.00	35.00	120.00	1000.13	-0.13	-185.26	320.88	370.52	0.00
42	1200.00	35.00	120.00	1082.05	-82.05	-213.94	370.55	427.88	0.00
43	1300.00	35.00	120.00	1163.97	-163.97	-242.62	420.22	485.23	0.00
44	1400.00	35.00	120.00	1245.88	-245.88	-271.30	469.90	542.59	0.00
45	1500.00	35.00	120.00	1327.80	-327.80	-299.97	519.57	599.95	0.00
46	1600.00	35.00	120.00	1409.71	-409.71	-328.65	569.24	657.31	0.00
47	1700.00	35.00	120.00	1491.63	-491.63	-357.33	618.92	714.66	0.00
48	1800.00	35.00	120.00	1573.54	-573.54	-386.01	668.59	772.02	0.00
49	1900.00	35.00	120.00	1655.46	-655.46	-414.69	718.26	829.38	0.00
50	2000.00	35.00	120.00	1737.37	-737.37	-443.37	767.94	886.74	0.00

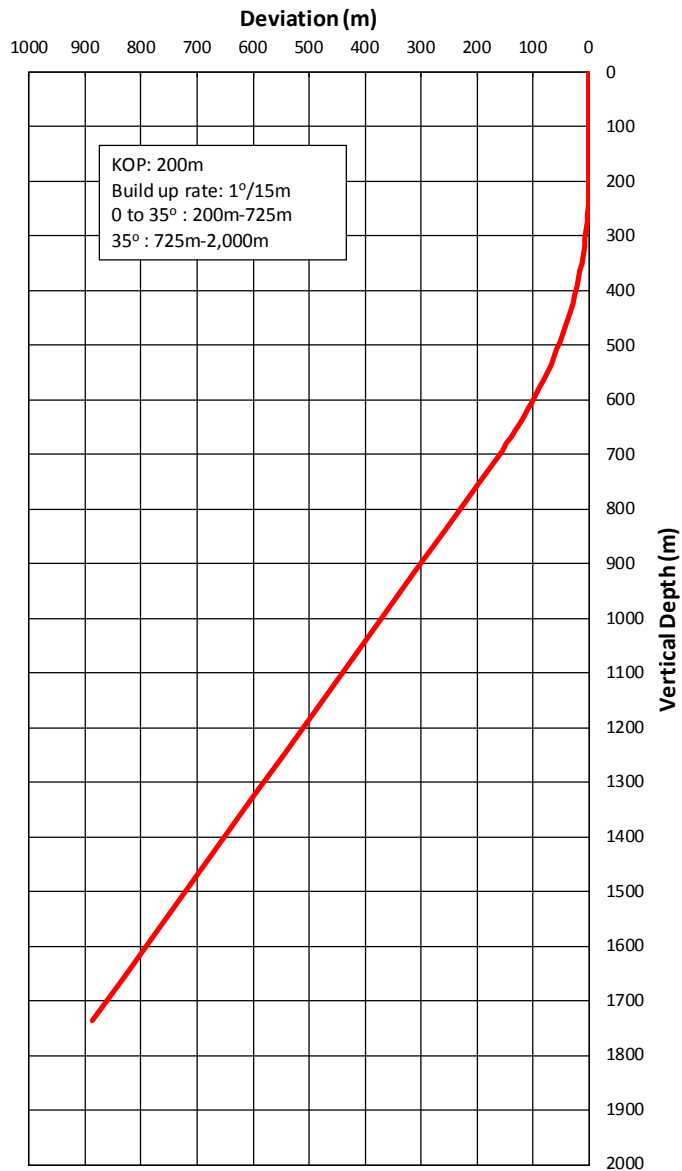


図 III -2-2 傾斜掘削計画の一例 (KOP 深度 200m、最大傾斜角 35 度)

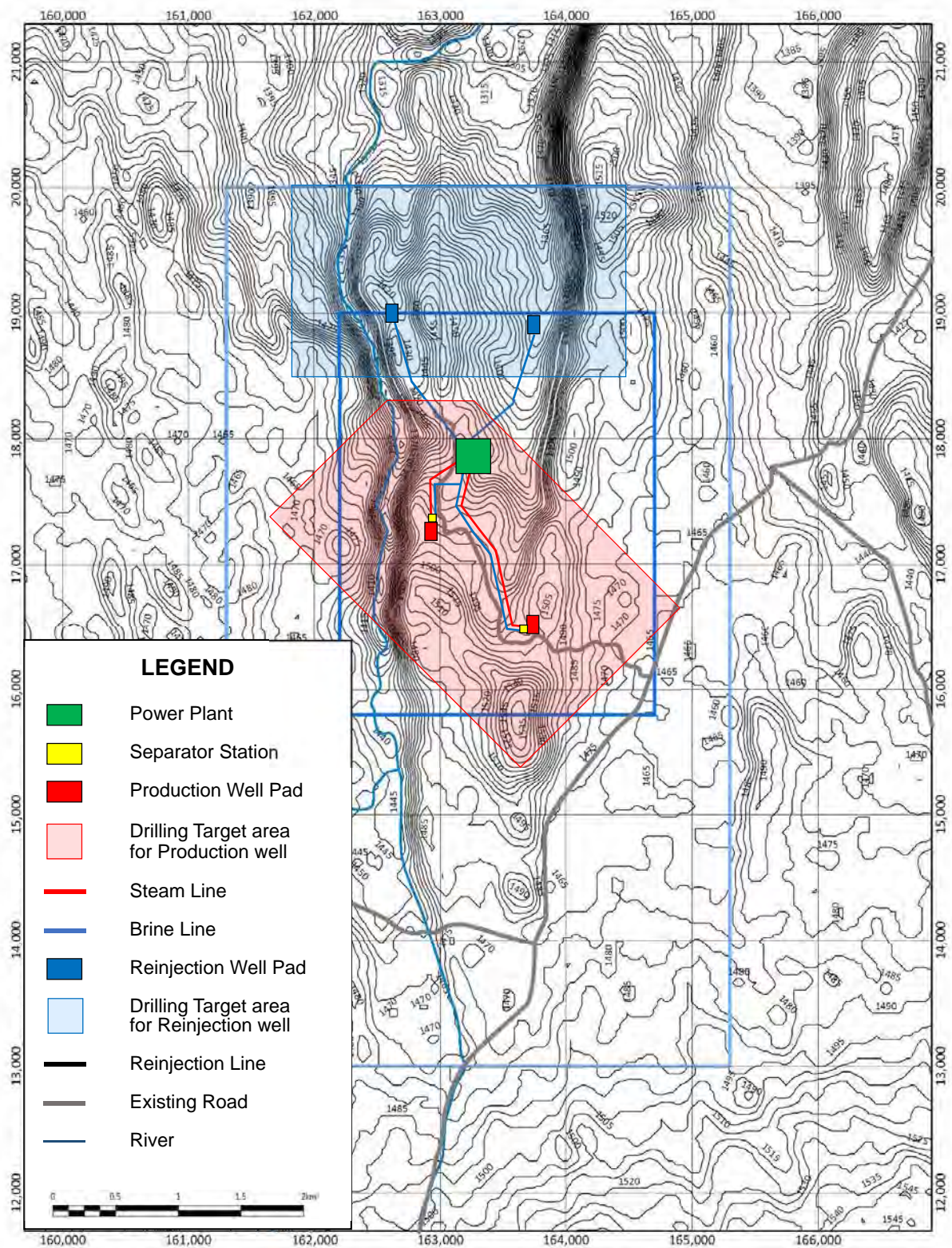


図 III -2-3 資源開発レイアウト案 (アルス)

III -2.3 発電設備計画

シングルフラッシュサイクル 50MW x 2ユニットの地熱発電所が、アルスフィールド内に順次建設される予定である。発電可能資源量の更なる調査及びプラントの発電サイクルの選定と発電容量の詳細な検討が必要である。

アルス地熱プラントより発電された電力は、構内 220kV 変電所を経て KETRACO が建設した 220kV 送電線(シングル Canary 2 回線)を経由し、最寄りのアルス変電所(400/220kV)を経てメイングリッドに接続される。

図 III -2-3 に発電所の建設位置(計画)を示す。アルス発電設備・汽水輸送設備フロー図を図 III -2-4 に示す。図 III -4-3 にアルス発電所単線結線図、図 III -4-4 に 220kV アルス変電所レイアウトを示す。

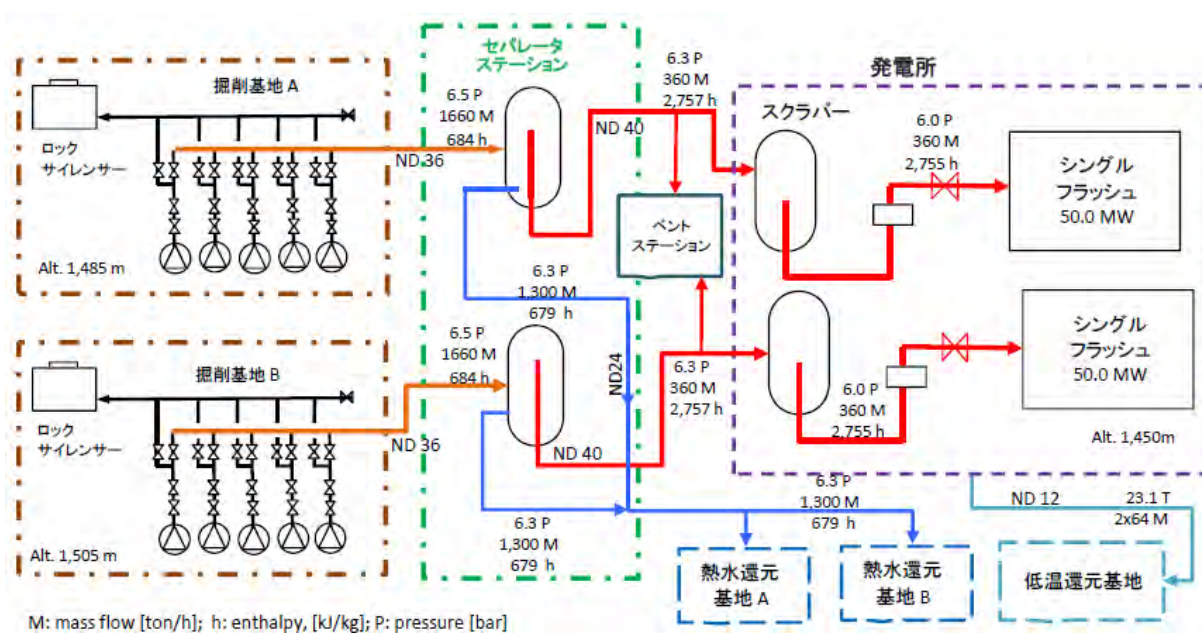


図 III -2-4 汽水輸送設備・発電設備フロー図 (アルス)

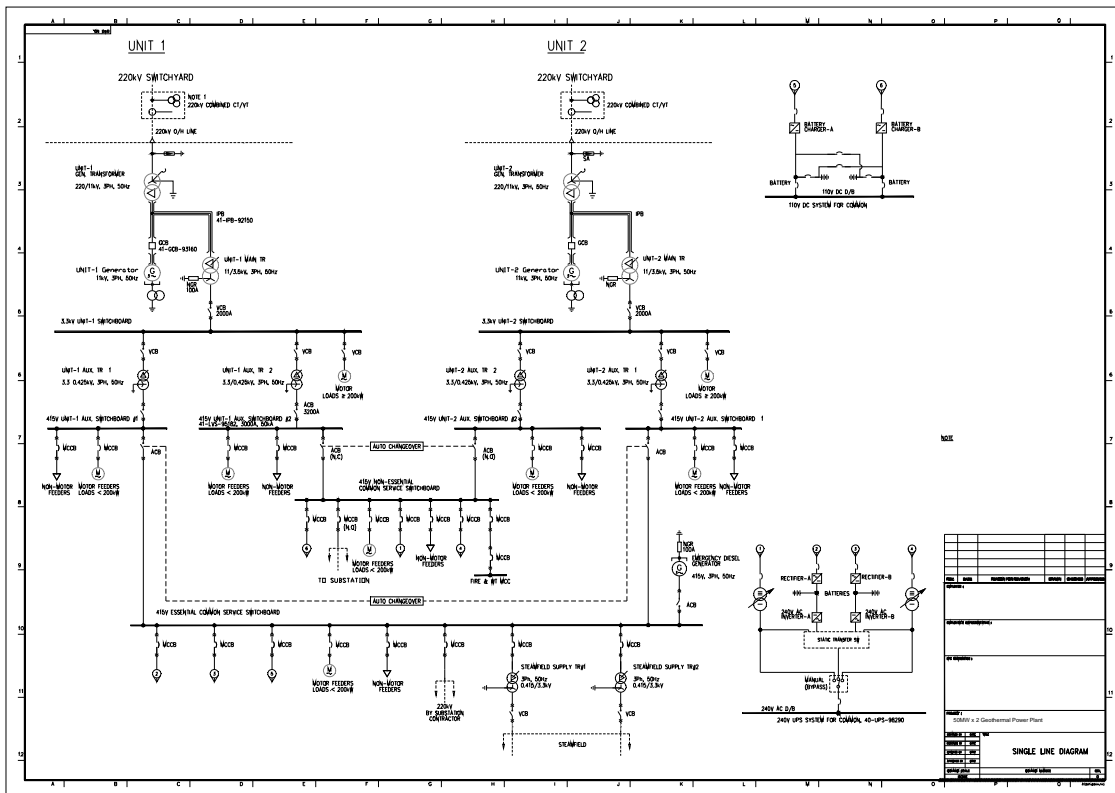


図 III -2-5 アルス発電所単線結線図

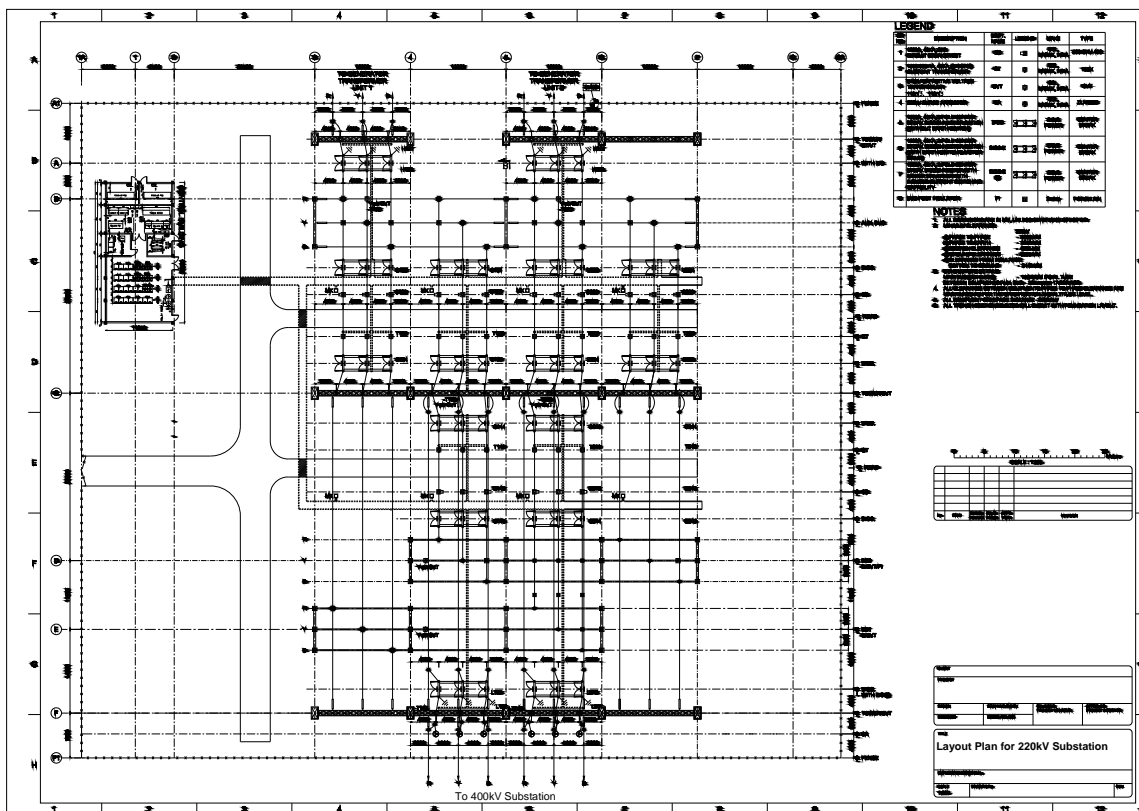


図 III -2-6 アルス 220kV 変電所レイアウト

III -2.4 開発スケジュール及びコスト概略積算

アルス地点における 100MW の地熱発電所建設に係るスケジュールを表 III -2-2、概略コストを表 III -2-3 に示す。

本地域での発電所運転開始から 30 年間に必要となる蒸気井及び還元井の補充井掘削本数は、現時点でシリカ等のスケーリングの状況等が予測不能であるため、以下の一般的な減衰率を用いて試算した。

- 生産井の減衰率：3% 年
- 還元井の減衰率：3% 年

試算の結果、30 年に必要な補充井の掘削本数は、生産井 9 本と還元井 8 本である。なお、生産井・還元井の坑井試験結果や運用状況から減衰率等が把握でき、発電所の運用期間中は必要に応じて掘削基地の拡幅や新設を検討しなければならない。

表 III -2-2 開発スケジュール (アルス)

Activity	Duration (month)	Year 1				2				3				4				5				6				7				8				9				10				11			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4				
Exploration Stage																																													
<i>Phase 1</i>																																													
Land Acquisition, Preparation	6	■																																											
<i>Phase 2</i>																																													
Drilling Civil, Water Supply	6	■																																											
Exploration Well Drilling, 2 Rigs	3	■																																											
Appraisal Well Drilling, 3 Rigs	12	■		■		■																																							
Well Testing	6	■																																											
Resource Assessment	9	■																																											
Environmental Impact Assessment																																													
Environmental Impact Assessment	24					■																																							
Feasibility Study, Contract, Design, Procurement																																													
Feasibility Study, Basic Design																																													
Contract, Survey, Design, Procurement	33	■																																											
Development Stage																																													
<i>Steam Field Development</i>																																													
Civil Works for Well Drilling	6													■																															
Well Drilling & Testing, 3 Rigs	21													■																															
<i>Fluid Collection and Reinjection System</i>																																													
Fabrication, Delivery, Construction/Installation	48													■																															
Power Plant (50MW x 2)																																													
Design, manufacturing ,delivery & Instal. for Unit 1	24													■																															
Design, manufacturing ,delivery & Instal. for Unit 2	24													■																															
Commissioning	6													■																															
Substation																																													
Design, manufacturing ,delivery & Instal. for Unit 1	24													■																															
Design, manufacturing ,delivery & Instal. for Unit 2	6													■																															
Operation Stage																																													
																												50MW				100MW													

表 III -2-3 概略開発コスト (アルス)

Exploration Stage					Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks
Exploration/Appraisal Well Drilling	L.S.	1		40,330,000	
Well Pad	Lot	2	600,000	1,200,000	Size: 100m x 150m x 2
Lay Down/Operation Center	Lot	1	250,000	250,000	
Access Road	km	2	40,000	80,000	Width: 6-8m
Water Supply Sysytem	L.S.	1	2,400,000	2,400,000	Tanks, booster pumps, power supply, etc.
Production Well Drilling	Well	7	4,000,000	28,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Reinjection Well Drilling	Well	1	4,000,000	4,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Water Supply Operation	Well	8	50,000	400,000	Power/water domestic supply
Well Testing	Well	8	500,000	4,000,000	
Environmental Impact Assessment	L.S.	1		300,000	
Feasibility Study	L.S.	1		1,000,000	
Total Exploration Stage Cost	L.S.	1		41,630,000	

Development Stage (Steam Field)					Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks
Start-up Well Drilling	L.S.	1		69,740,000	
Well Pad	Lot	2	600,000	1,200,000	Size: 100m x 150m x 2
Lay Down/Operation Center	Lot	1	250,000	250,000	
Access Road	km	1	40,000	40,000	Width: 6-8m
Production Well Drilling	Well	6	4,000,000	24,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Reinjection Well Drilling	Well	9	4,000,000	36,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Water Supply Operation	Well	15	50,000	750,000	Power/water domestic supply
Well Testing	Well	15	500,000	7,500,000	
FCRS Construction	L.S.	1		26,950,000	
Separator Station	L.S.	2	3,750,000	7,500,000	80m x 80 each
FCRS Piping	L.S.	2	9,725,000	19,450,000	including civil works, instrument, etc.
Total Steam Field Cost	L.S.	1		96,690,000	

Development Stage (Power Plant)					Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks
Power Plant	L.S.	1		169,000,000	
Site Preparation	L.S.	1	4,000,000	4,000,000	200m x 180m
Power Plant	L.S.	2	82,500,000	165,000,000	50MW x 2
Switchyard	L.S.	1		5,692,000	
Site Preparation	m2	14,300	40	572,000	110m x 130m
Switchyard	L.S.	1	5,120,000	5,120,000	Initial Stage: 3,840,000 and 2nd Stage: 1,280,000
Total Power Plant Cost	L.S.	1		174,692,000	

Operation Stage					Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks
Make-up Well Drilling	L.S.	1		68,850,000	
Production Well Drilling	Well	9	4,000,000	36,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Reinjection Well Drilling	Well	8	4,000,000	32,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Water Supply Operation	Well	17	50,000	850,000	Power/water domestic supply

III -2.5 経済性評価

(1) 財務評価

以上の開発計画を前提にアルス地点の経済性評価を行った。最初に開発コストを求めるため、財務評価を実施した。財務評価では、ある事業者が当地点に地熱発電所を建設・運営した場合の事業の損益計算書、キャッシュフロー計算書を作成し、事業収益性（株主収益率）を試算した。その上でその事業収益性が事業主体の期待収益率と等しくなる売電価格・売蒸気価格を求めた。この売電価格・売蒸気価格は、発電所の運転期間を通じた均等化発電コスト・均等化蒸気コスト（Levelized Energy Cost / Levelized Steam Cost）と同義である。したがって、当該事業者が本地点を開発した場合の開発コストに相当する。ここでは当地点の開発形態として、(i)民間企業による一貫開発、(ii)GDCと民間企業による共同開発、(iii)GDCによる一貫開発、の3ケースを想定して評価した。

<財務評価の前提>

評価に当たり、以下の前提を用いた。

- a. 評価は物価上昇、売電価格値上げ、為替変動などを考慮しない米ドル実質価格（2016US\$価格）で行った。
- b. 事業主体の期待収益率は、GDCの場合は10%、民間企業の場合は20%と想定した。
- c. 表 III -2-3 の建設コストに、コンサルタント経費及び管理費として合計で10%を加味した。
- d. 資金調達は、探査・資源量評価調査段階では全額を自己資金により賄い、建設段階では市中銀行から必要資金の70%を借り入れるものとした。借入条件は金利8.0%、借入期間13年（うち返済据置期間3年）とした。
- e. 地熱発電所の所内率は6%とし、維持管理費は1.0 US¢/kWhとした。
- f. 地熱発電所の年間設備利用率は90%とした。
- g. 地熱発電所の運転期間は1号機30年、2号機28年とした。
- h. 法人税率は30%とし、ロイヤルティは売上高の1%とした。
- i. 減価償却期間は地上設備、発電設備共に25年とし、定額法を採用した。

表 III -2-4 財務評価の前提条件

項目	資源探査	資源量 評価調査	蒸気供給 設備建設	発電所 建設
自己資金比率	100%	100%	30%	30%
借入比率	-	-	70%	70%
借入条件	借入金利	-	8%	8%
	据置期間 (年)	-	3	3
	返済期間 (年)	-	10	10
コンサルタント費及び管理費	建設費の 10%			
所内率	6%			
維持管理 (O&M) 費	1.0 US¢/kWh			
設備利用率	90%			
運転期間	1号機 30年間、2号機 28年間			
法人税率	30%			
ロイヤルティ	売上高の 1%			
減価償却期間	25年間			
減価償却方法	定額法			

<財務評価の結果>

当地点での地熱発電所の建設費は、表 III -2-5 の通りである（10%のコンサルタント経費及び管理費を含む）。また、各開発形態における発電コスト、蒸気コストは表 III -2-6、図 III -2-7 のように試算された。

表 III -2-5 アルス地点の建設費合計

項目	蒸気フィールド [*] (million US\$)	発電所 (million US\$)	合計 (million US\$)	建設単価 (US\$/kW)
建設費	152	192	344	3,440
建中金利 (IDC)	9	14	23	-
建設費 (IDC 込み)	161	206	368	3,670

表 III -2-6 アルス地点における各開発形態別の発電コスト・蒸気コスト (US¢/kWh)

開発形態	民間一貫開発	GDC・IPP 共同開発	GDC 一貫開発
蒸気コスト	9.6	4.7	4.7
エネルギー変換コスト	5.7	5.7	3.9
発電コスト (合計)	15.2	10.3	8.6

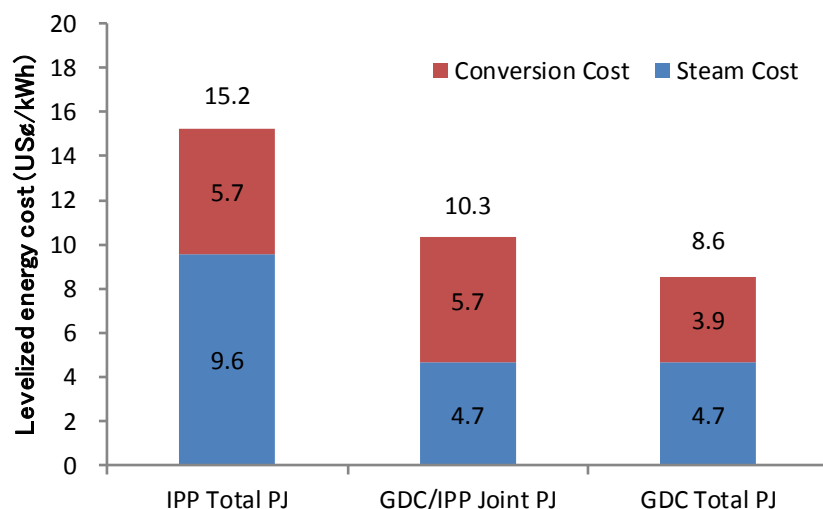


図 III -2-7 アルス地点における各開発形態別の発電コスト・蒸気コスト

(2) 経済評価

次に、当地点の開発に社会経済的な意義があるかを確認するため、経済評価を行った。経済評価は、当地点での地熱発電所の建設・運転が代替発電所の建設・運転にかかる経費をどの程度節約するかで評価した。具体的には節約経費にかかる収益率（経済的収益率）がケニアの社会経済的機会費用である12%を超えるか否かで評価した。また、代替発電所としては、(i)石炭火力、(ii)LNG複合火力、(iii)ディーゼル発電、の3発電所を想定して評価した。

<経済評価の前提>

評価に当たり、以下の前提を用いた。

- 評価は物価上昇、売電価格値上げ、為替変動などを考慮しない米ドル実質価格（2016US\$価格）で行った。
- 代替発電所の仕様及び燃料費は表 III -2-7 の様に想定した。

表 III -2-7 代替火力発電所の仕様

項目	石炭火力	LNG複合火力	ディーゼル発電
出力	300 MW	300 MW	100 MW
建設単価 (除 IDC)	2,000 US\$/kW	1,160 US\$/kW	1,390 US\$/kW
建設期間	4年	3年	2年
燃料	石炭	LNG	HSD
燃料発熱量	6,000 kcal/kg	1,027 BTU/cubic feet	9,800 kcal/litter
燃料価格	115 US\$/ton	12 US\$/million BTU	130 US\$/bbl
発電所熱効率	35%	45%	38%

(注) 燃料価格は IEA World Energy Outlook (2015) の 2030 年予測値を用いた

＜経済評価の結果＞

各代替火力発電所に対する経済評価の試算結果は表 III -2-8 のとおりである。いずれもケニアの社会経済的機会費用である 12%を超えており、当地点における地熱発電所の建設は、社会経済的に意義があると認められた。

表 III -2-8 アルス地点開発の各代替火力発電所に対する優位性

代替火力発電所	石炭火力	LNG 複合火力	ディーゼル発電
経済的内部収益率 (EIRR)	15.6%	18.8%	31.6%

(3) 感度分析

当地点での地熱発電所の建設費は US\$ 368 million、建設単価 3,670 US\$/kW と試算されたが、この建設費が上下した場合の発電コストや経済評価の感度分析結果を図 III -2-8、図 III -2-9 に示す。建設費が想定コストに対して±20%変化した場合、GDC・IPP 共同開発の場合の発電コストは 8.6 US¢/kWh (-16.8%)から 12.1 US¢/kWh (+16.9%)の範囲で変化する。また、経済評価については、建設費が 15%上昇しても地熱発電は石炭火力、LNG 複合発電、ディーゼル発電に対し経済性を有するが、20%上昇した場合は石炭火力とほぼ同程度の経済性になると試算された。

また、当地点での生産井の平均出力は 10MW/本と推定されているが、この平均出力が変化した場合の発電コストや経済評価の感度分析結果を図 III-2.10、図 III-2.11 に示した。もし、生産井平均出力が 5MW/本へと減少すると、GDC・IPP 共同開発の場合の発電コストは 11.9 US¢/kWh へと 15.4%上昇し、経済評価も石炭火力に対し経済性を失うと試算されるので注意が必要である。

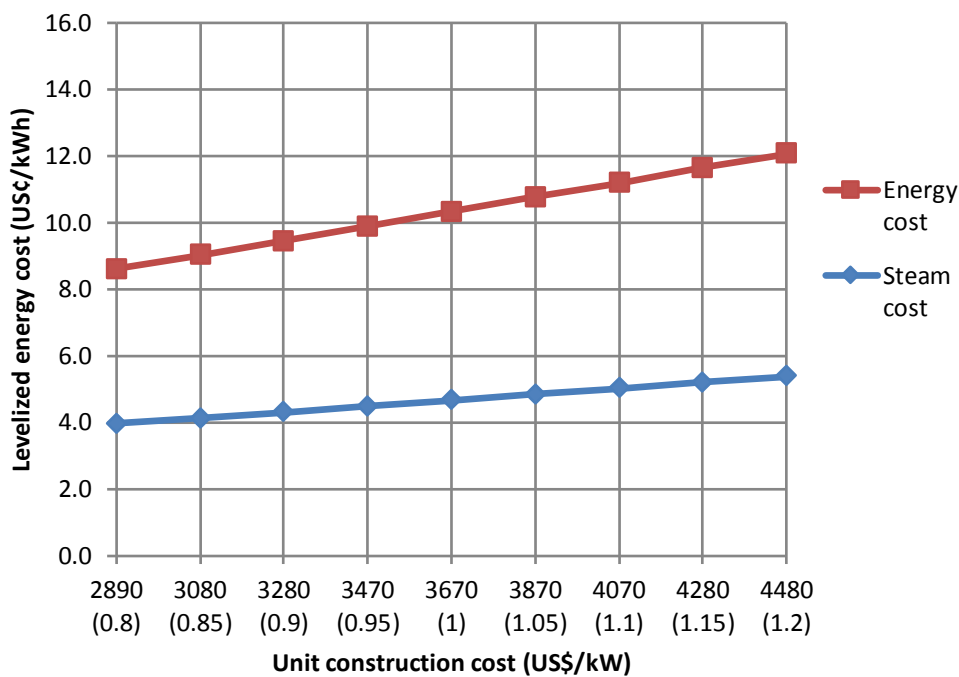


図 III -2-8 建設費の変化に対する発電コストの感度分析 (アルス地点)

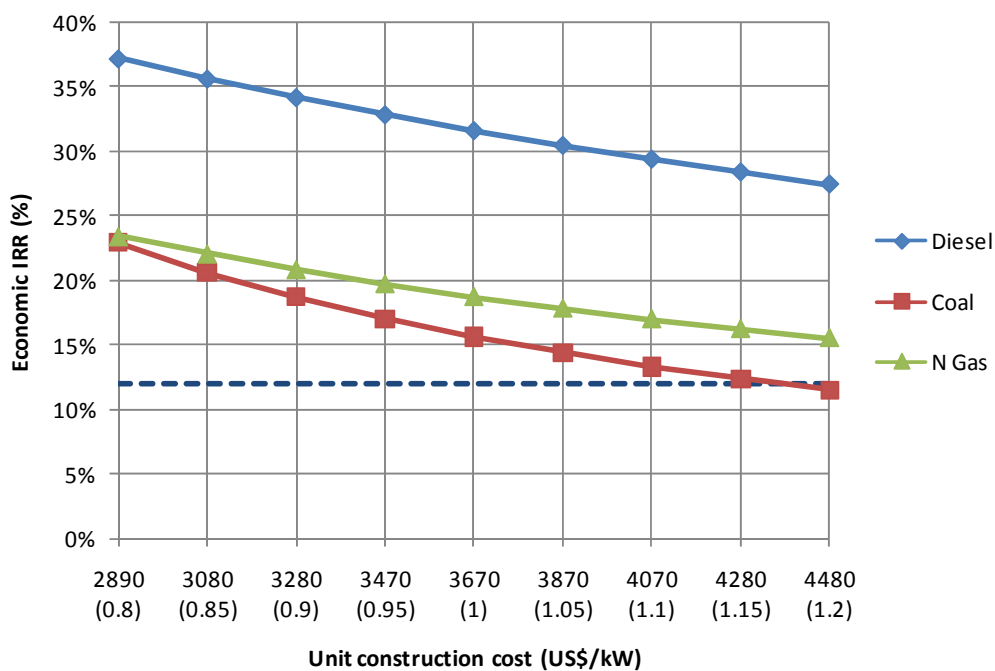


図 III -2-9 建設費の変化に対する経済評価の感度分析 (アルス地点)

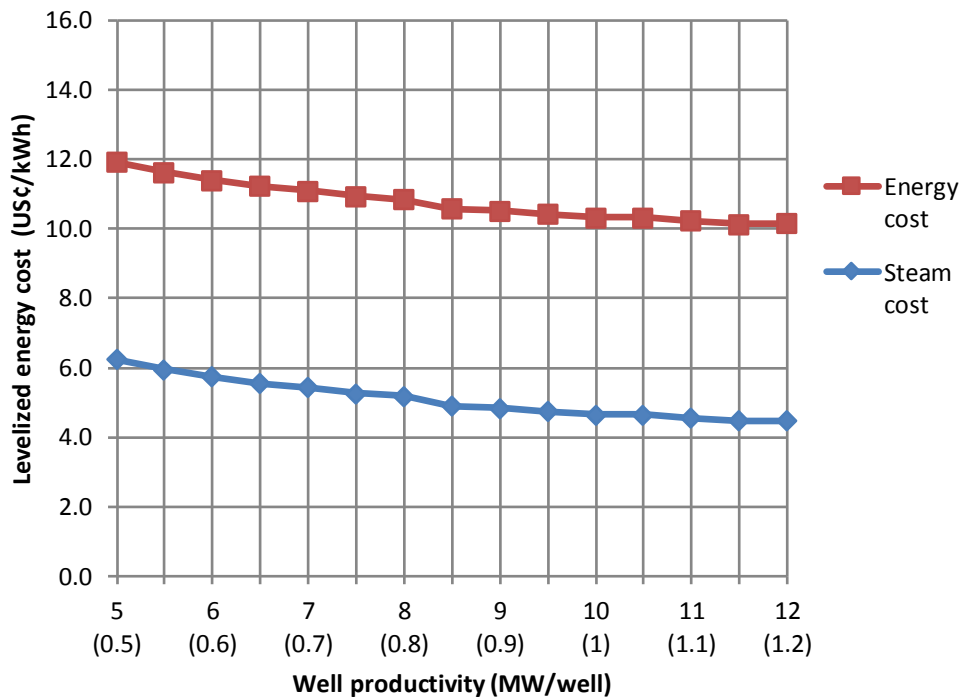


図 III -2-10 生産井平均出力の変化に対する発電コストの感度分析 (アルス地点)

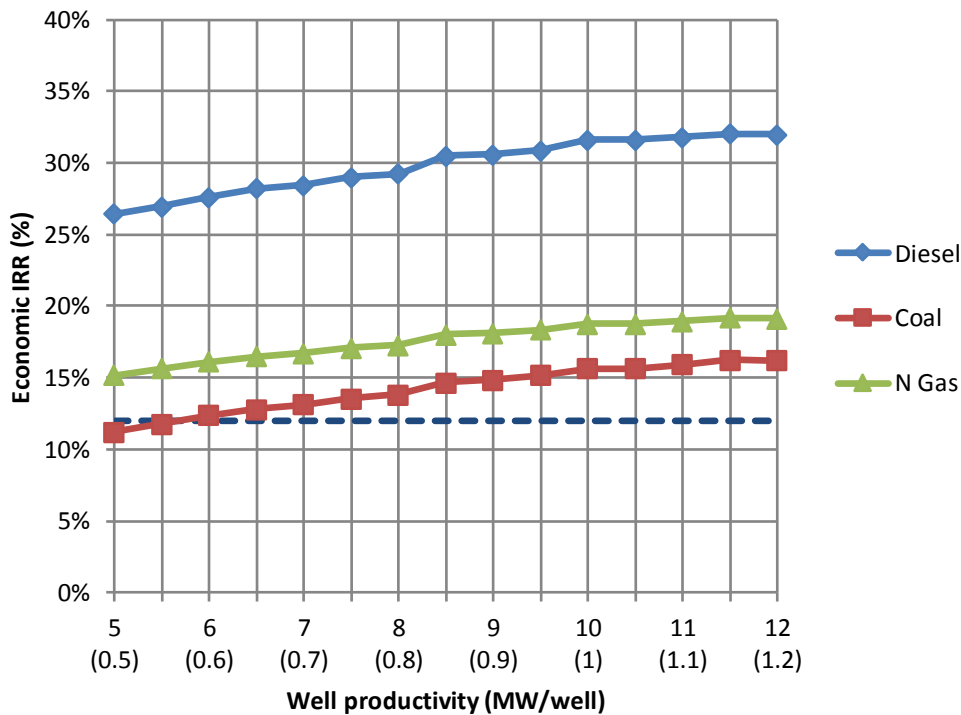


図 III -2-11 生産井平均出力の変化に対する経済評価の感度分析 (アルス地点)

III -3 バリンゴ地点の開発計画

III -3.1 開発規模と主要設備

開発規模（地熱発電所の設備容量）は、推定された資源量に基づき、一般的なフラッシュ蒸気サイクル（復水式）の発電プラントを想定した。また、発電所運転開始に必要な地熱井の掘削本数は、坑井の生産能力及び還元能力の推定結果に基づき算出した。想定される地熱開発の規模及び主要設備を表 III -3-1 に示す。

バリンゴ地点南部地域における 100MW の地熱発電所運転開始には、生産井 17 本と還元井 13 本の坑井が必要であると試算された。坑井掘削の成功率を調査井は 80%、試掘井及び運用井は 80~100%と想定した場合、掘削する坑井は生産井 21 本と還元井 14 本となる。

一方、バリンゴ地点北部地域における 100MW の地熱発電所運転開始には、生産井 10 本と還元井 9 本の坑井が必要であると試算され、掘削成功率を考慮すると、掘削する坑井は生産井 13 本と還元井 10 本となる。なお、調査井の掘削本数については、本検討では本地点での開発規模が比較的小さいことを考慮して各地域 2 本と想定したが、掘削のための予算に余裕があれば、開発可能な地熱貯留層の存在や広がりが高い確度で確認するために 3 本もしくはそれ以上の本数とすることが望ましい。

表 III -3-1 地熱開発の規模及び主要設備（バリンゴ）

地点	計画出力	生産井1本当たり平均出力	還元熱水の総流量	還元井1本当たり想定容量	発電所運転に必要な坑井数	
	(MW-gross)	(MW/well)	(t/h)	(t/h/well)	生産井	還元井
バリンゴ南部 50MW x 2	100	6	3740	300	17	13
バリンゴ北部 50MW x 2	100	10	2600	300	10	9

地点		探査段階(調査井)		資源確認段階		開発段階		合計	
		生産井	還元井	生産井	還元井	生産井	還元井	生産井	還元井
バリンゴ南部 50MW x 2	掘削数	2	0	5	1	14	13	21	14
	成功本数 (運転利用本数)	1	0	4	1	12	12	17	13
バリンゴ北部 50MW x 2	掘削数	2	0	5	1	6	9	13	10
	成功本数 (運転利用本数)	1	0	4	1	5	8	10	9

III -3.2 資源開発計画

坑井の掘削深度に関しては、地熱系概念モデルに基づき、生産井・還元井ともに1,800mから2,300m程度が必要と見込まれる。また、これらの坑井は、掘削基地の数を最小限にし、同一基地から複数のターゲットを掘削できるようにするため、傾斜掘削工法を採用することが望ましい。掘削ターゲットは、坑井間の生産・還元の干渉を防止するために、300m程度の離隔を取ることが望まれる。なお、生産井及び還元井の掘削深度や坑井仕様（ケーシングプログラム等）は、調査井の掘削・坑井試験結果等を基に最終決定される。

GDCが所有している2,000馬力の掘削リグを使用すれば、掘削深度1,800mから2,300m程度の傾斜井の掘削は可能であると推定される。坑井仕上げ計画（ケーシングプログラム）の一例並びに傾斜掘削計画の一例は、図III -2-1と図III -2-2を参照。

バリngo南部における掘削基地の数は、生産井用3基地と還元井用2基地が必要であると見込まれる。一方、バリngo北部は、生産井用、還元井用ともに2基地ずつと見込まれる。

清水ピット、泥水ピットやパイプ等の資材置き場を含む掘削基地の広さを100m×150mと想定すれば、1基地当たりの掘削可能本数は、8本前後となる。設置する掘削基地は、発電所運転開始以後の補充井掘削にも利用される。

坑井掘削や発電所の運転に必要な工事用水は、バリngo湖及び周辺河川から取水可能と考えられ、発電所近傍に設置される容量4,000m³程度の貯水槽へ移送する。坑井掘削時は、この貯水槽から各坑井敷地へ道路に沿って敷設される送水管を通して供給できる。

還元井の掘削基地は、発電所（セパレータ基地）よりも標高が低い場所に設置されるべきである。そのような場所に設置できれば、分離された熱水を還元井まで輸送するのに落差が利用できる。還元熱水が短時間で生産貯留層に還流し温度低下を招くことを防止するため、還元井の掘削ターゲットは生産域から概ね1kmの距離を置いて設置する必要がある。

バリngo南部及び北部の資源開発レイアウト案をそれぞれ図III -3-1、図III -3-2に示す。

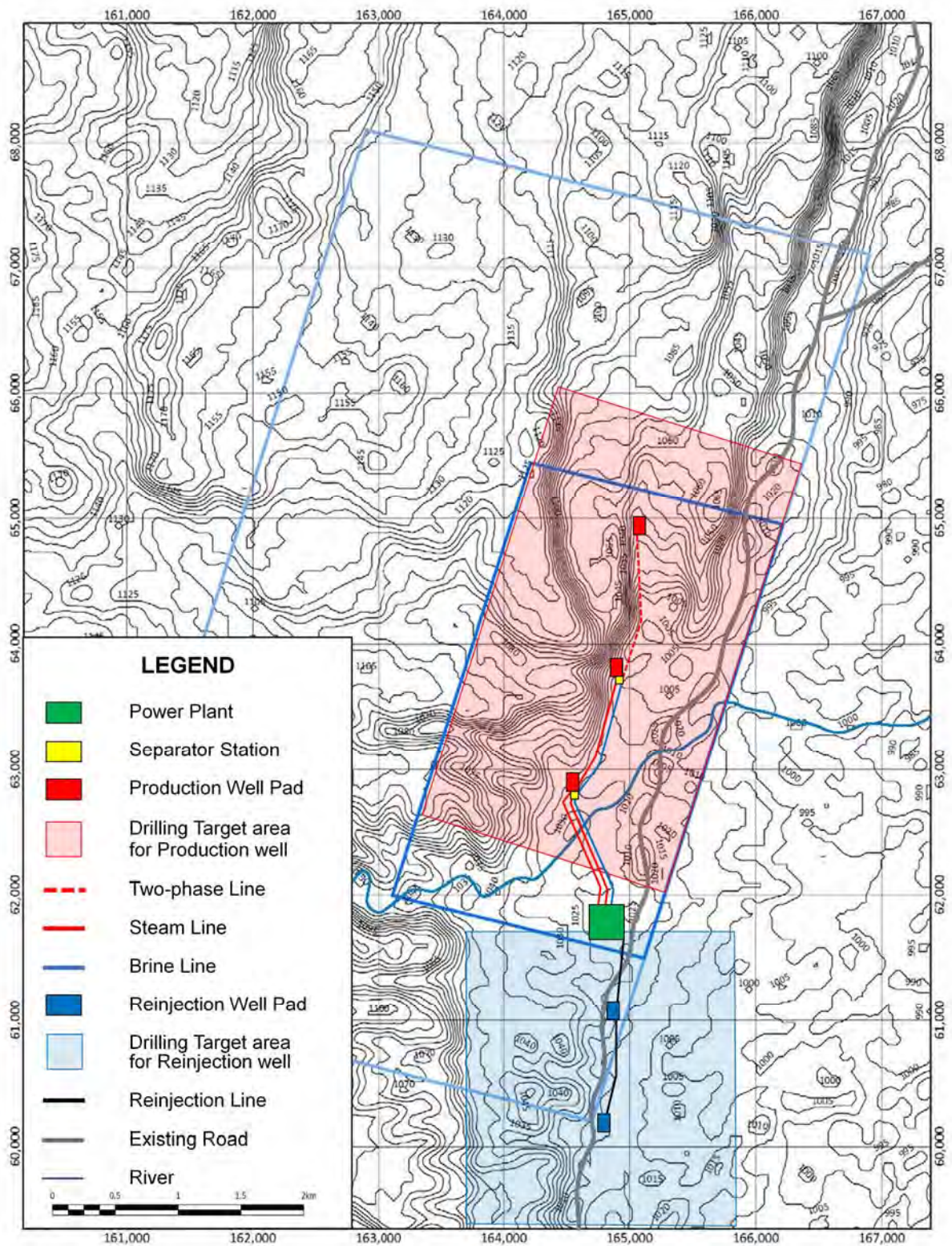


図 III -3-1 資源開発レイアウト案 (バリンゴ南部)

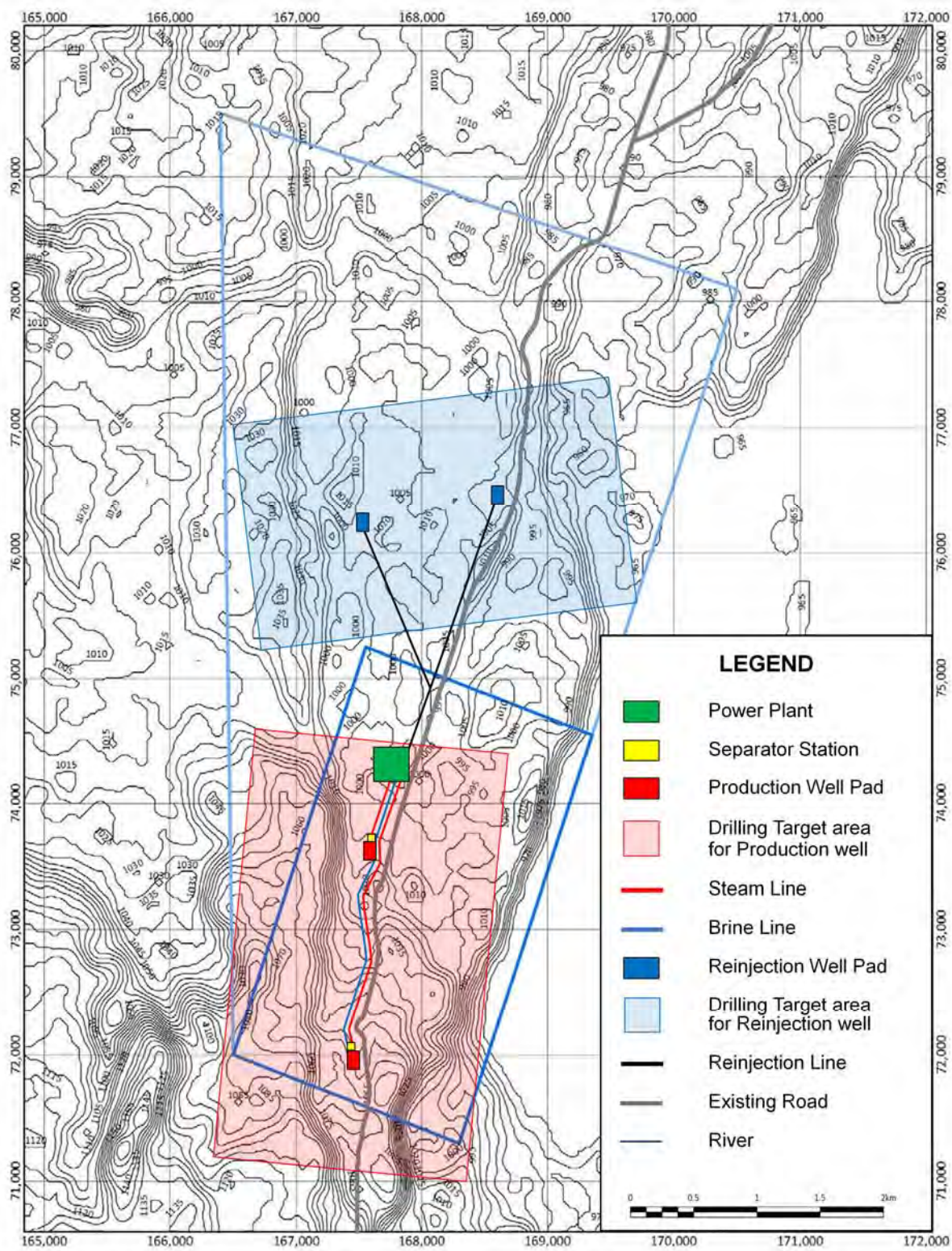


図 III -3-2 資源開発レイアウト案 (バリンゴ北部)

III -3.3 発電設備計画

シングルフラッシュサイクル 50MW x 2ユニットのバリngo北地熱発電所及びシングルフラッシュサイクル 50MW x 2ユニットのバリngo南地熱発電所が、バリngoフィールド内に順次建設される予定である。発電可能資源量の更なる調査及びプラントの発電サイクルの選定と発電容量の詳細な検討が必要である。

バリngo南地熱プラントより発電された電力は、構内 220kV 変電所を経て KETRACO が建設した 220kV 送電線(シングル Canary 2 回線)を経由し、一旦バリngo北地熱プラントへ接続される。更に、バリngo北地熱プラントで発電された電力とともに、KETRACO が建設した 220kV 送電線を経て、最寄りのパカ変電所(400/220kV)を経てメイングリッドに接続される。

図 III -3-1 及び図 III -3-2 に発電所の建設位置(計画)を示す。バリngo南部・北部の発電設備・汽水輸送設備フロー図を図 III -3-3 及び図 III -3-4 に示す。

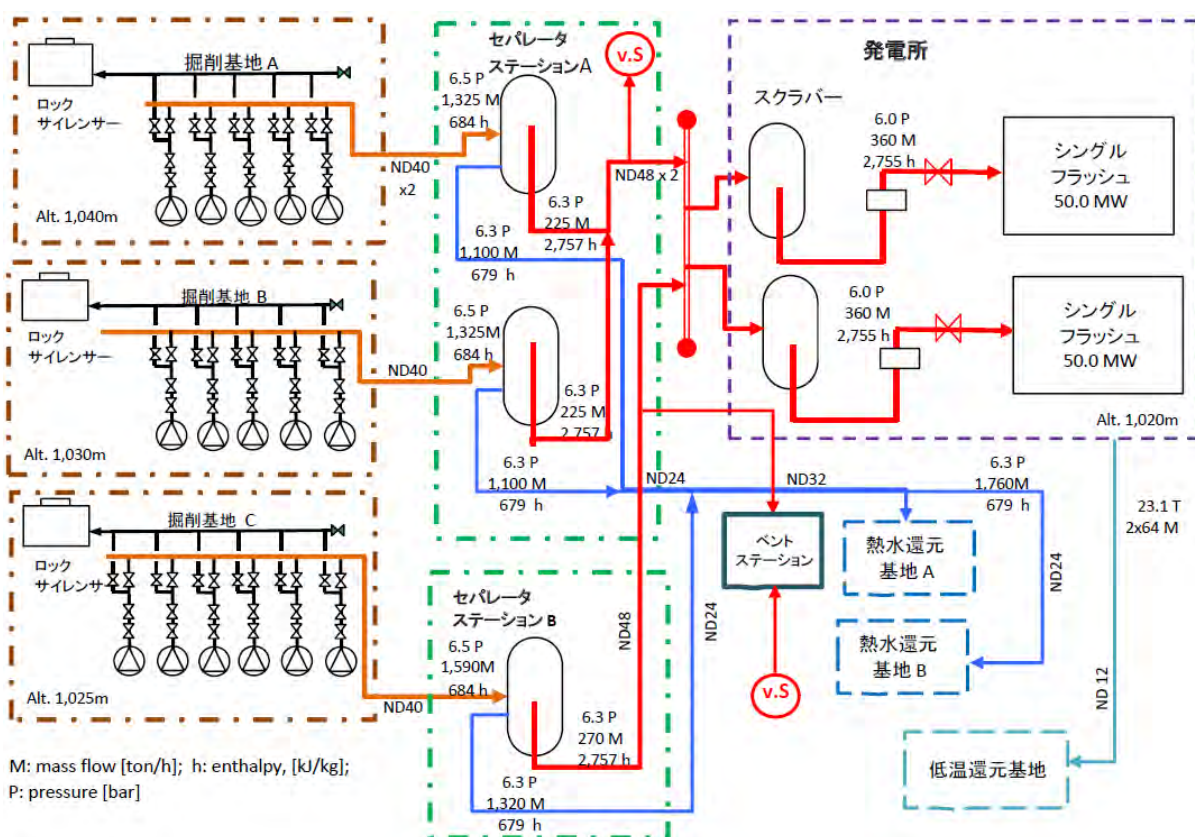


図 III -3-3 汽水輸送設備・発電設備フロー図 (バリngo南部)

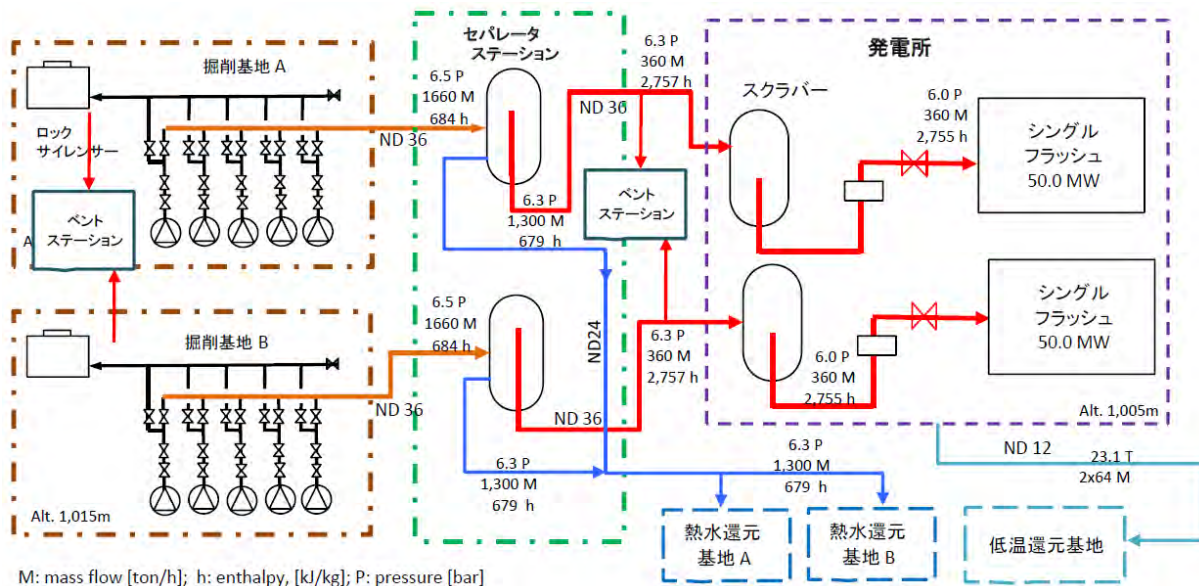


図 III -3-4 汽水輸送設備・発電設備フロー図 (バリンゴ北部)

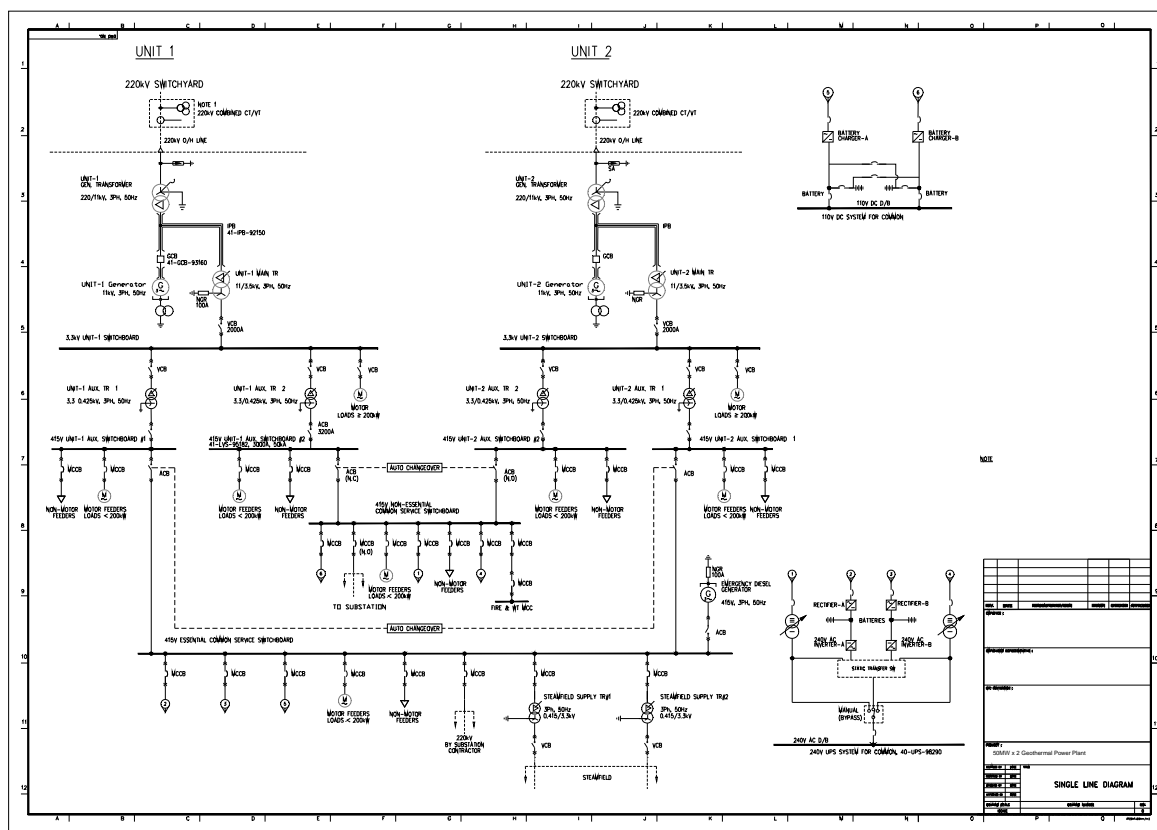


図 III -3-5 バリンゴ発電所単線結線図 (南部・北部発電所共通)

バリngo地熱発電所は第一次開発にて、50MW x 1 基のバリngo南部地熱プラントが計画されている。バリngo南部地熱プラントから 400/220kV パカ変電所まで 220kV 送電線約 30km x 2 回線の Canary 線(シングル)にて送電される。

その後バリngo南部地熱プラントに 50MW x 1 基が増設され、バリngo北部地熱プラント(50MW x 2 基)が新設される。

そのため、バリngo北部地熱プラント構内変電所はバリngo南部地熱プラントから 400/220kV パカ変電所間 220kV 送電線 2 回線にπ接続される。

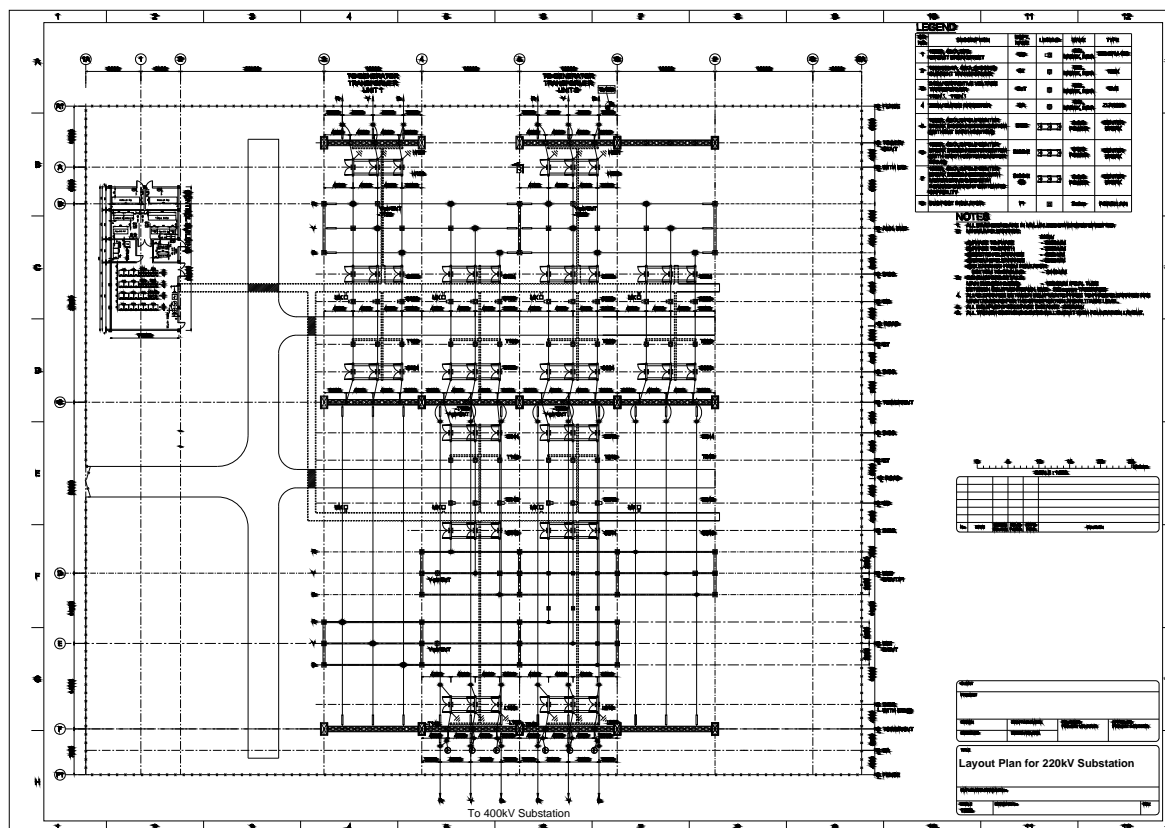


図 III -3-6 バリngo南部 220kV 変電所レイアウト

III -3.4 開発スケジュール及びコスト概略積算

バリngo地点（南部及び北部）における100MWの地熱発電所建設に係る開発スケジュールを表III -3-2、概略コストを南部、北部それぞれ表III -3-3、表III -3-4に示す。

本地域での発電所運転開始から30年間に必要となる蒸気井及び還元井の補充井掘削本数は、現時点でシリカ等のスケーリングの状況等が予測不能であるため、以下の一般的な減衰率を用いて試算した。

- 生産井の減衰率：3% 年
- 還元井の減衰率：3% 年

試算の結果、30年に必要な補充井の掘削本数は、バリngo北部地域では生産井9本と還元井8本、バリngo南部地域では生産井14本と還元井11本である。なお、生産井・還元井の坑井試験結果や運用状況から減衰率等が把握でき、発電所の運用期間中は必要に応じて掘削基地の拡幅や新設を検討しなければならない。

表 III -3-2 開発スケジュール (バリngo)

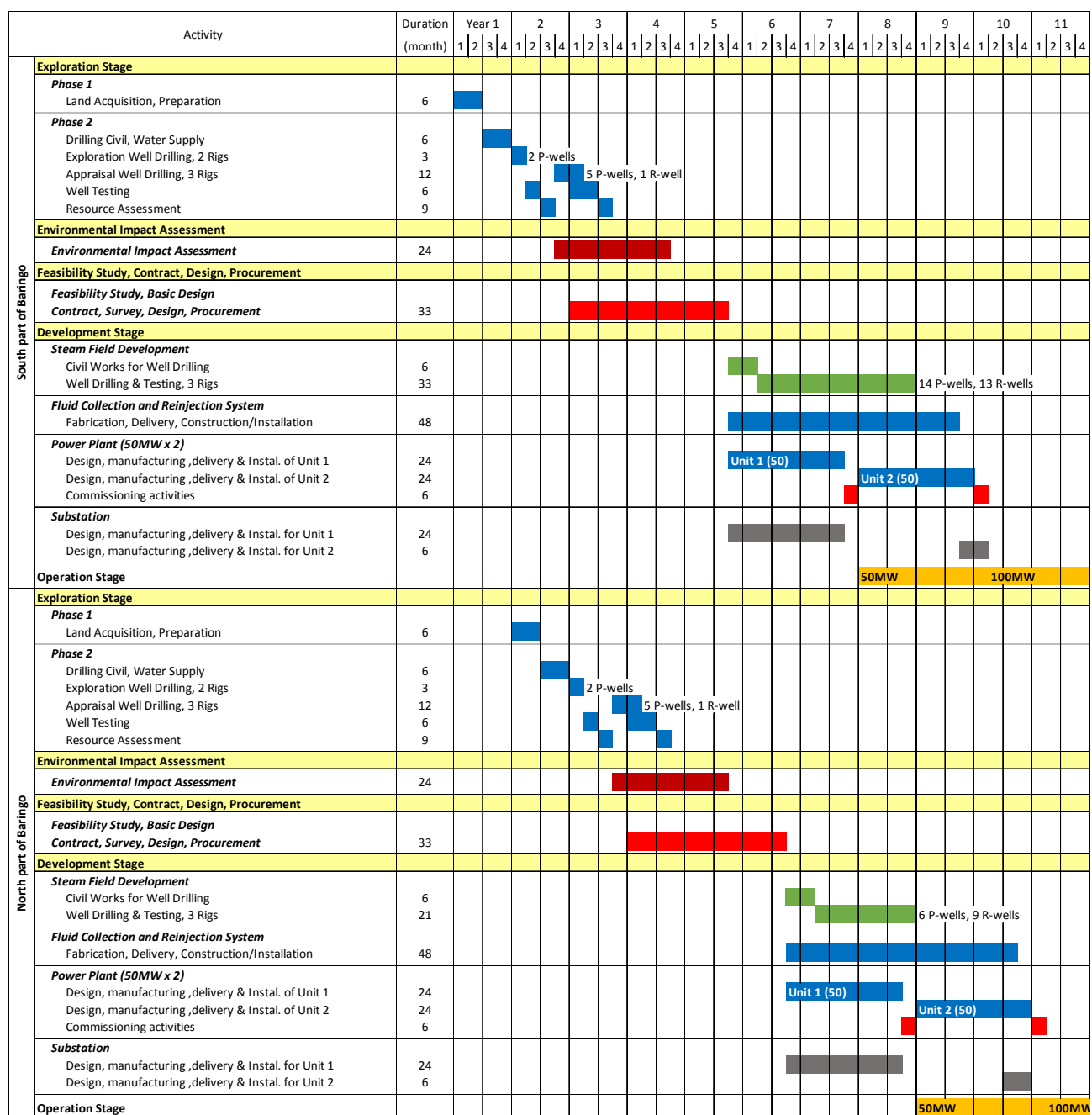


表 III -3-3 概略開発コスト (バリング南部)

Exploration Stage					Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks
Exploration/Appraisal Well Drilling	L.S.	1		40,330,000	
Well Pad	Lot	2	600,000	1,200,000	Size: 100m x 150m x 2
Lay Down/Operation Center	Lot	1	250,000	250,000	
Access Road	km	2	40,000	80,000	Width: 6-8m
Water Supply Sysytem	L.S.	1	2,400,000	2,400,000	Tanks, booster pumps, power supply, etc.
Production Well Drilling	Well	7	4,000,000	28,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Reinjection Well Drilling	Well	1	4,000,000	4,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Water Supply Operation	Well	8	50,000	400,000	Power/water domestic supply
Well Testing	Well	8	500,000	4,000,000	
Environmental Impact Assessment	L.S.	1		300,000	
Feasibility Study	L.S.	1		1,000,000	
Total Exploration Stage Cost	L.S.	1		41,630,000	

Development Stage (Steam Field)					Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks
Start-up Well Drilling	L.S.	1		124,340,000	
Well Pad	Lot	2	600,000	1,200,000	Size: 100m x 150m x 2
Lay Down/Operation Center	Lot	1	250,000	250,000	
Access Road	km	1	40,000	40,000	Width: 6-8m
Production Well Drilling	Well	14	4,000,000	56,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Reinjection Well Drilling	Well	13	4,000,000	52,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Water Supply Operation	Well	27	50,000	1,350,000	Power/water domestic supply
Well Testing	Well	27	500,000	13,500,000	
FCRS Construction	L.S.	1		32,110,000	
Separator Station	L.S.	2	3,750,000	7,500,000	100m x 80m each
FCRS Piping	L.S.	2	12,305,000	24,610,000	including civil works, instrument, etc.
Total Steam Field Cost	L.S.	1		156,450,000	

Development Stage (Power Plant)					Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks
Power Plant	L.S.	1		169,000,000	
Site Preparation	L.S.	1	4,000,000	4,000,000	200m x 180m
Power Plant	L.S.	2	82,500,000	165,000,000	50MW x 2
Switchyard	L.S.	1		5,692,000	
Site Preparation	m2	14,300	40	572,000	110m x 130m
Switchyard	L.S.	1	5,120,000	5,120,000	Initial Stage: 3,840,000 and 2nd Stage: 1,280,000
Total Power Plant Cost	L.S.	1		174,692,000	

Operation Stage					Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks
Make-up Well Drilling	L.S.	1		101,250,000	
Production Well Drilling	Well	14	4,000,000	56,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Reinjection Well Drilling	Well	11	4,000,000	44,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Water Supply Operation	Well	25	50,000	1,250,000	Power/water domestic supply

表 III -3-4 概略開発コスト (バリngo北部)

Exploration Stage					Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks
Exploration/Appraisal Well Drilling	L.S.	1		40,330,000	
Well Pad	Lot	2	600,000	1,200,000	Size: 100m x 150m x 2
Lay Down/Operation Center	Lot	1	250,000	250,000	
Access Road	km	2	40,000	80,000	Width: 6-8m
Water Supply Sysytem	L.S.	1	2,400,000	2,400,000	Tanks, booster pumps, power supply, etc.
Production Well Drilling	Well	7	4,000,000	28,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Reinjection Well Drilling	Well	1	4,000,000	4,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Water Supply Operation	Well	8	50,000	400,000	Power/water domestic supply
Well Testing	Well	8	500,000	4,000,000	
Environmental Impact Assessment	L.S.	1		300,000	
Feasibility Study	L.S.	1		1,000,000	
Total Exploration Stage Cost	L.S.	1		41,630,000	

Development Stage (Steam Field)					Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks
Start-up Well Drilling	L.S.	1		69,740,000	
Well Pad	Lot	2	600,000	1,200,000	Size: 100m x 150m x 2
Lay Down/Operation Center	Lot	1	250,000	250,000	
Access Road	km	1	40,000	40,000	Width: 6-8m
Production Well Drilling	Well	6	4,000,000	24,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Reinjection Well Drilling	Well	9	4,000,000	36,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Water Supply Operation	Well	15	50,000	750,000	Power/water domestic supply
Well Testing	Well	15	500,000	7,500,000	
FCRS Construction	L.S.	1		32,110,000	
Separator Station	L.S.	2	3,750,000	7,500,000	100m x 80m each
FCRS Piping	L.S.	2	12,305,000	24,610,000	including civil works, instrument, etc.
Total Steam Field Cost	L.S.	1		101,850,000	

Development Stage (Power Plant)					Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks
Power Plant	L.S.	1		169,000,000	
Site Preparation	L.S.	1	4,000,000	4,000,000	200m x 80m
Power Plant	L.S.	2	82,500,000	165,000,000	50MW x 2
Switchyard	L.S.	1		8,252,000	
Site Preparation	m2	14,300	40	572,000	110m x 130m
Switchyard	L.S.	1	7,680,000	7,680,000	Initial Stage: 6,400,000 and 2nd Stage: 1,280,000
Total Power Plant Cost	L.S.	1		177,252,000	

Operation Stage					Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks
Make-up Well Drilling	L.S.	1		68,850,000	
Production Well Drilling	Well	9	4,000,000	36,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Reinjection Well Drilling	Well	8	4,000,000	32,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Water Supply Operation	Well	17	50,000	850,000	Power/water domestic supply

III -3.5 経済性評価

(1) 財務評価

以上の開発計画を前提にバリngo地点の経済性評価を行った。アルス地点と同様に最初に開発コストを求める財務評価を実施した。アルス地点と同様に、(i)民間企業による一貫開発、(ii)GDCと民間企業による共同開発、(iii)GDCによる一貫開発、の3ケースを想定して評価した。財務評価の前提もアルス地点と同様である。

<財務評価の結果>

バリngo地点南部地域での地熱発電所の建設費は、表 III -3-5 の通りである（10%のコンサルタント経費及び管理費を含む）。また、バリngo地点北部地域での地熱発電所の建設費は、表 III -3-6 の通りである（10%のコンサルタント経費及び管理費を含む）。

表 III -3-5 バリngo地点南部地域の建設費合計

項目	蒸気フィールド [※] (million US\$)	発電所 (million US\$)	合計 (million US\$)	建設単価 (US\$/kW)
建設費	218	192	410	4,100
建中金利 (IDC)	12	14	27	-
建設費 (IDC 込み)	230	206	437	4,370

表 III -3-6 バリngo地点北部地域の建設費合計

項目	蒸気フィールド [※] (million US\$)	発電所 (million US\$)	合計 (million US\$)	建設単価 (US\$/kW)
建設費	158	195	353	3,530
建中金利 (IDC)	9	14	23	-
建設費 (IDC 込み)	167	209	376	3,760

バリngo地点南部地域での地熱開発の各開発形態別の発電コスト、蒸気コストは表 III -3-7、図 III -3-8 のように試算された。また、バリngo地点北部地域での地熱開発の各開発形態別の発電コスト、蒸気コストは表 III -3-8、図 III -3-9 のように試算された。

表 III -3-7 バリngo地点南部地域における各開発形態別の発電コスト・蒸気コスト (US¢/kWh)

開発形態	民間一貫開発	GDC・IPP 共同開発	GDC 一貫開発
蒸気コスト	11.2	5.9	5.8
エネルギー変換コスト	5.7	5.7	3.9
発電コスト (合計)	16.8	11.5	9.8

表 III -3-8 バリンゴ地点北部地域における各開発形態別の発電コスト・蒸気コスト (US¢/kWh)

開発形態	民間一貫開発	GDC・IPP 共同開発	GDC 一貫開発
蒸気コスト	9.7	4.8	4.7
エネルギー変換コスト	5.8	5.8	4.0
発電コスト (合計)	15.5	10.5	8.7

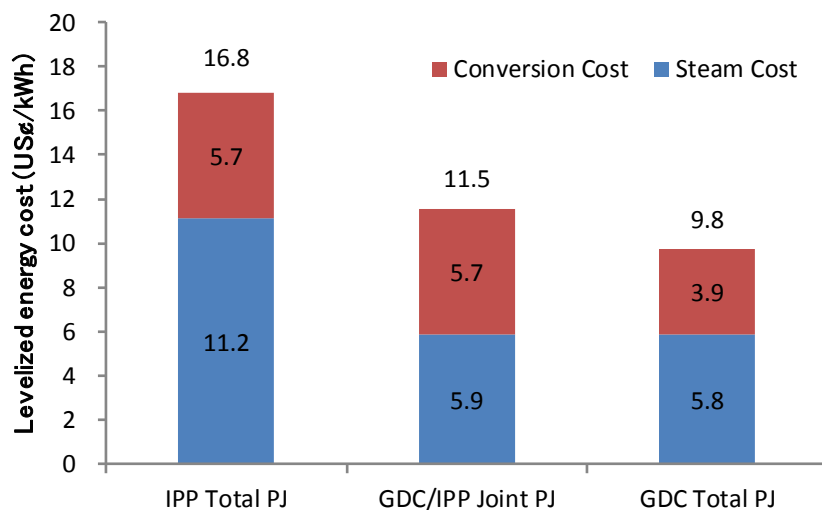


図 III -3-8 バリンゴ地点南部地域における各開発形態別の発電コスト・蒸気コスト

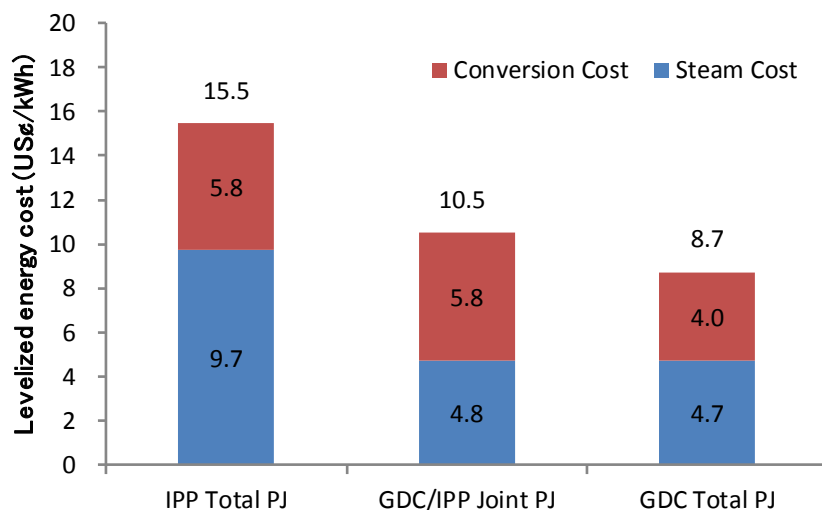


図 III -3-9 バリンゴ地点北部地域における各開発形態別の発電コスト・蒸気コスト

(2) 経済評価

次に、バリンゴ地点の開発に社会経済的な意義があるかを確認するため、経済評価を行った。アルス地点と同様に、(i)石炭火力、(ii)LNG 複合火力、(iii)ディーゼル発電、の3発電所を

想定して評価した。経済評価の前提はアルス地点と同様である。

<経済評価の結果>

バリngo地点南部地域開発の各代替火力発電所に対する経済評価の試算結果は表 III -3-9 のとおりである。また、バリngo地点北部地域開発の各代替火力発電所に対する経済評価の試算結果は表 III -3-10 のとおりである。いずれもケニアの社会経済的機会費用である 12%を超えており、バリngo地点における地熱発電所の建設は、社会経済的に意義があると認められた。

表 III -3-9 バリngo地点南部地域開発の各代替火力発電所に対する優位性

代替火力発電所	石炭火力	LNG 複合火力	ディーゼル発電
経済的內部収益率 (EIRR)	12.0%	16.2%	29.1%

表 III -3-10 バリngo地点北部地域開発の各代替火力発電所に対する優位性

代替火力発電所	石炭火力	LNG 複合火力	ディーゼル発電
経済的內部収益率 (EIRR)	15.1%	18.4%	31.2%

(3) 感度分析

バリngo地点南部地域での地熱発電所の建設費は US\$ 437 million、建設単価 4,370 US\$/kW と試算されたが、この建設費が上下した場合の発電コストや経済評価の感度分析結果を図 III -3-10、図 III -3-11 に示す。建設費が想定コストに対して±20%変化した場合、GDC・IPP 共同開発の場合の発電コストは 9.6 US¢/kWh (-17.0%) から 13.5 US¢/kWh (+17.0%) の範囲で変化する。また、経済評価については、建設費が現在の試算見通しより高くなった場合には地熱発電は石炭火力に対して経済性を失う可能性があるので十分な注意が必要である。

また、当地点での生産井の平均出力は 6MW/本と推定されているが、この平均出力が変化した場合の発電コストや経済評価の感度分析結果を図 III-3.12、図 III-3.13 に示した。もし、生産井平均出力が 3MW/本へと減少すると、GDC・IPP 共同開発の場合の発電コストは 13.7 US¢/kWh へと 18.9%上昇する。また、経済評価は平均出力が 6MW/本より減少した場合に石炭火力に対し経済性を失うと試算されるので十分な注意が必要である。

バリngo地点北部地域での地熱発電所の建設費は US\$ 376 million、建設単価 3,760 US\$/kW と試算されたが、この建設費が上下した場合の発電コストや経済評価の感度分析結果を図 III -3-14、図 III -3-15 に示す。建設費が想定コストに対して±20%変化した場合、GDC・IPP 共同開発の場合の発電コストは 8.7 US¢/kWh (-16.8%) から 12.3 US¢/kWh (+17.0%) の範囲で変化する。また、経済評価については、建設費が 15%上昇しても地熱発電は石炭火力、LNG 複

合発電、ディーゼル発電に対し経済性を有するが、20%上昇した場合は石炭火力とほぼ同程度の経済性になると試算された。

また、当地点での生産井の平均出力は10MW/本と推定されているが、この平均出力が変化した場合の発電コストや経済評価の感度分析結果を図III-3.16、図III-3.17に示した。もし、生産井平均出力が5MW/本へと減少すると、GDC・IPP共同開発の場合の発電コストは12.2 US¢/kWhへと16.4%上昇する。また、経済評価は平均出力が6MW/本より減少した場合に石炭火力に対し経済性を失うと試算されるので注意が必要である。

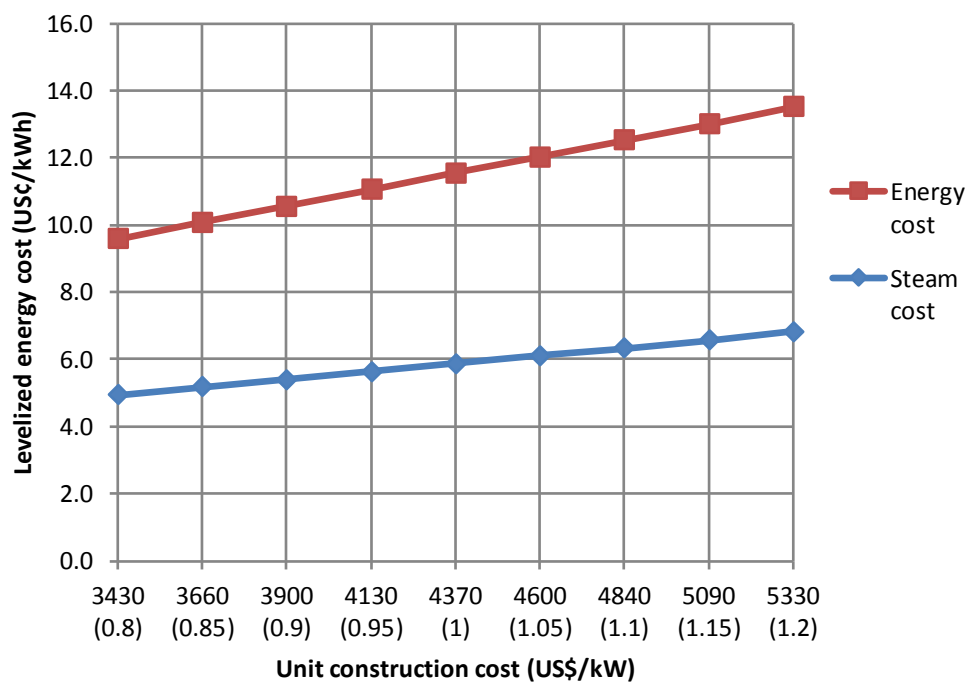


図 III -3-10 建設費の変化に対する発電コストの感度分析（バリngo地点南部地域）

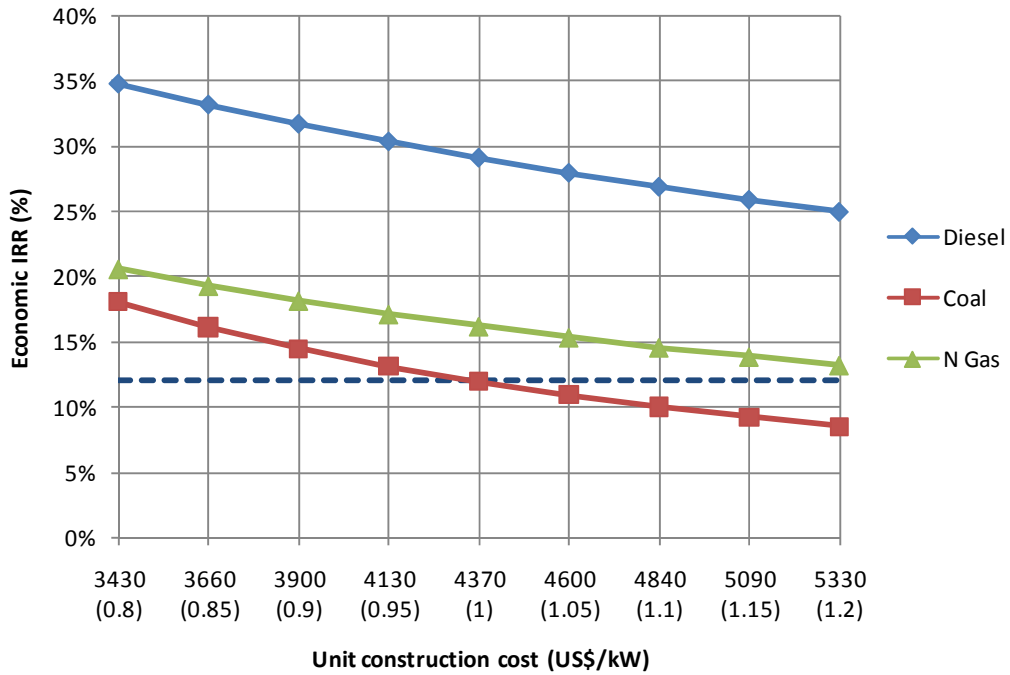


図 III -3-11 建設費の変化に対する経済評価の感度分析 (バリngo地点南部地域)

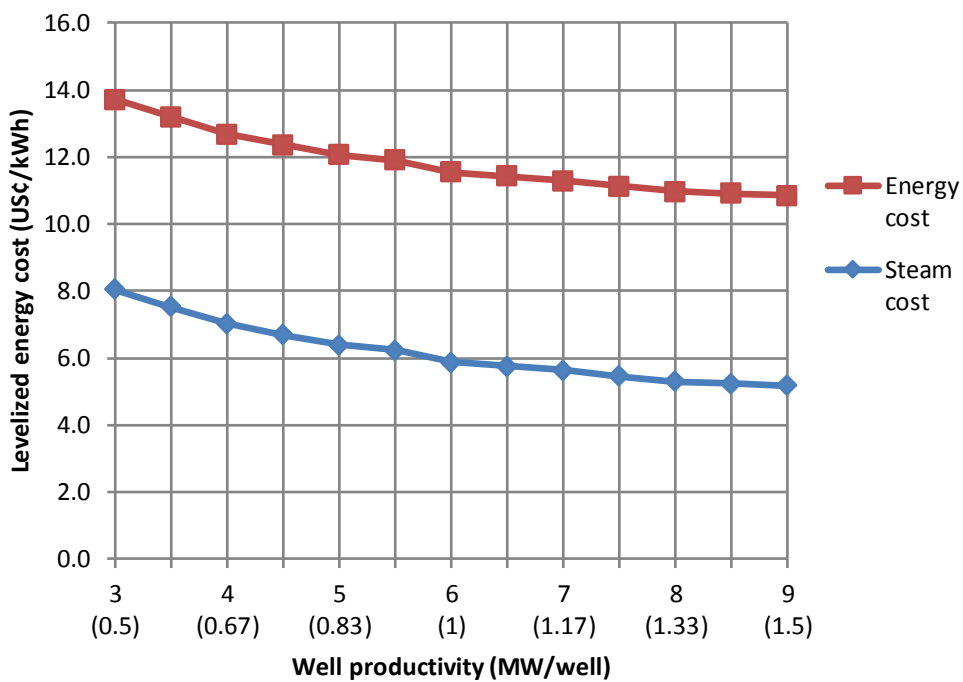


図 III -3-12 生産井平均出力の変化に対する発電コストの感度分析 (バリngo地点南部地域)

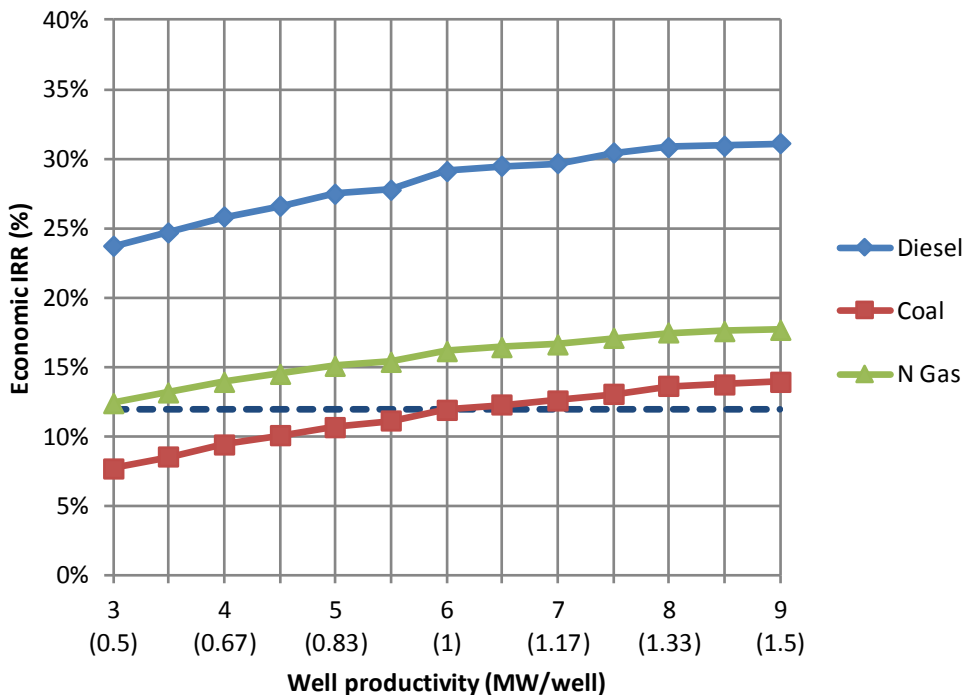


図 III -3-13 生産井平均出力の変化に対する経済評価の感度分析 (バリング地点南部地域)

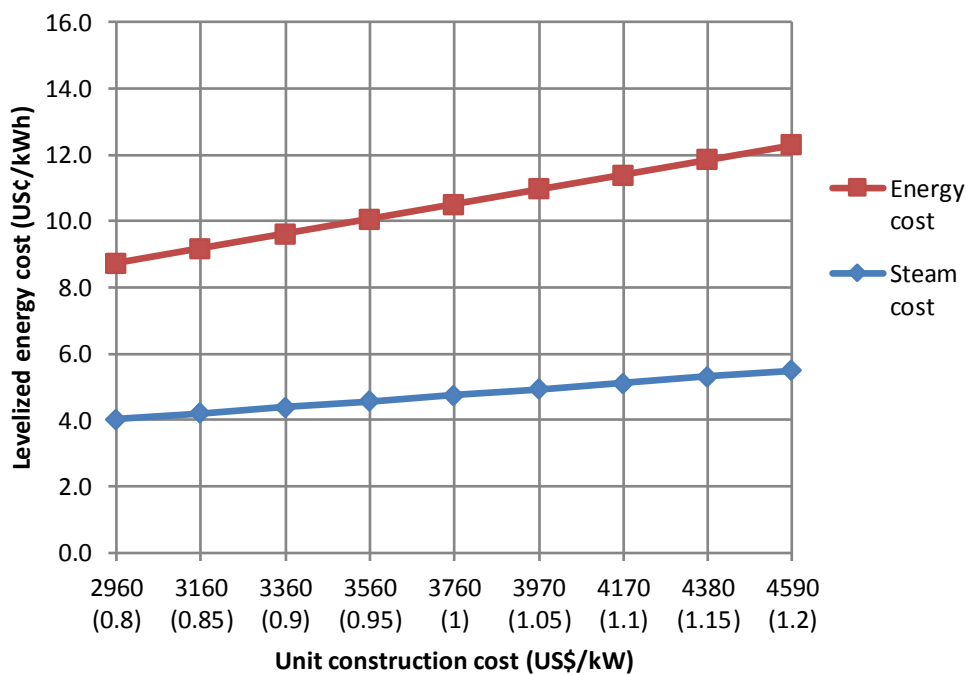


図 III -3-14 建設費の変化に対する発電コストの感度分析 (バリング地点北部地域)

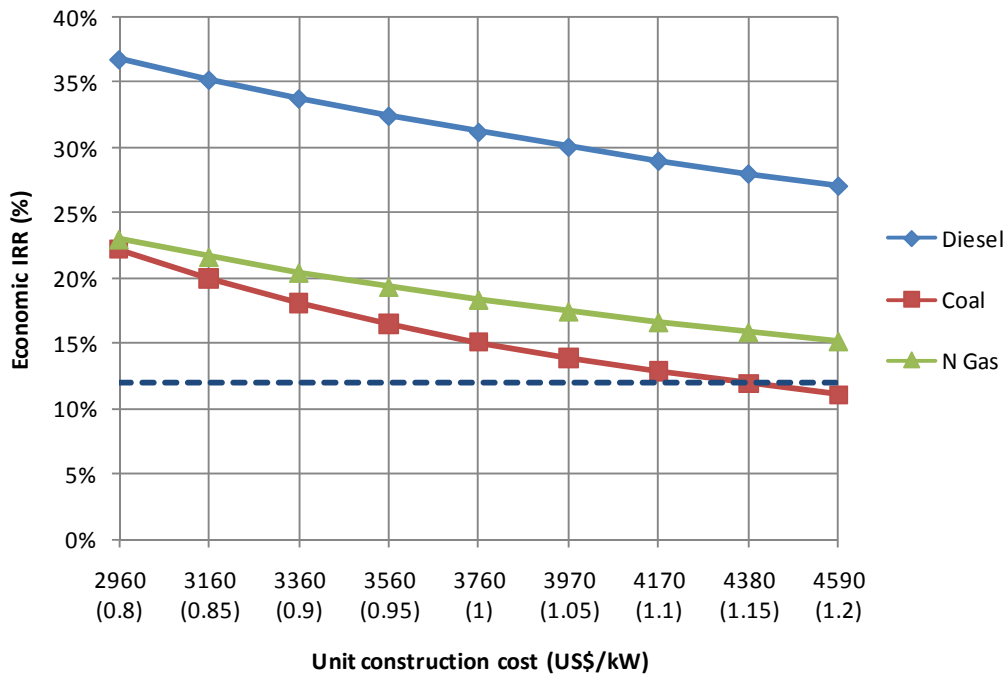


図 III -3-15 建設費の変化に対する経済評価の感度分析 (バリンゴ地点北部地域)

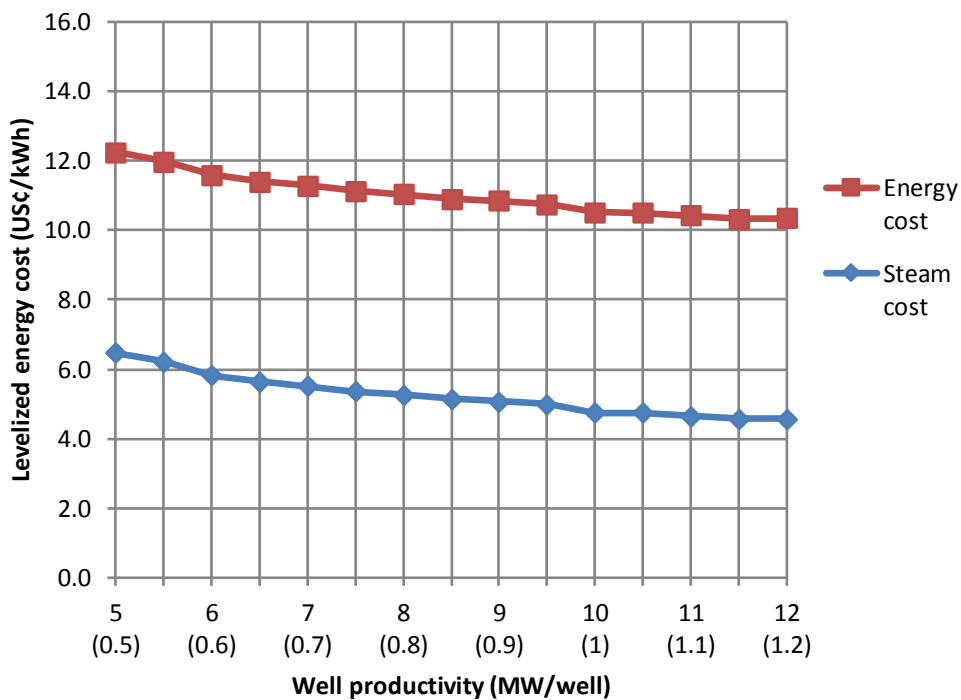


図 III -3-16 生産井平均出力の変化に対する発電コストの感度分析 (バリンゴ地点北部地域)

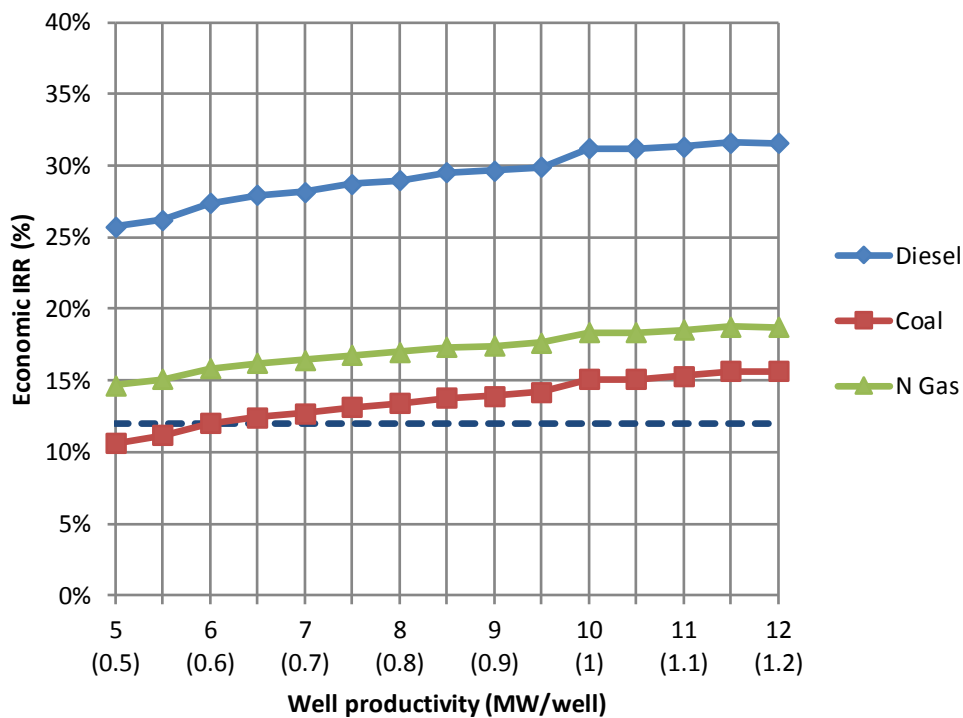


図 III -3-17 生産井平均出力の変化に対する経済評価の感度分析 (バリング地点北部地域)

III -4 コロシ地点の開発計画

III -4.1 開発規模と主要設備

開発規模（地熱発電所の設備容量）は、推定された資源量に基づき、一般的なフラッシュ蒸気サイクル（復水式）の発電プラントを想定した。また、発電所運転開始に必要な地熱井の掘削本数は、坑井の生産能力及び還元能力の推定結果に基づき算出した。想定される地熱開発の規模及び主要設備を表 III -4-1 に示す。

コロシ地点における 210MW の地熱発電所運転開始には、生産井 23 本と還元井 3 本の坑井が必要であると試算された。坑井掘削の成功率を探索段階における調査井は 67%、資源確認段階の試掘井及び開発段階の運用井は 67～100%と想定した場合、掘削する坑井は生産井 28 本と還元井 4 本となる。

表 III -4-1 地熱開発の規模及び主要設備

地点	計画出力	生産井1本当たり平均出力	還元熱水の総流量	還元井1本当たり想定容量	発電所運転に必要な坑井数	
	(MW-gross)	(MW/well)	(t/h)	(t/h/well)	生産井	還元井
コロシ 70MW x 3	210	9.5	874	300	23	3

地点		探索段階(調査井)		資源確認段階		開発段階		合計	
		生産井	還元井	生産井	還元井	生産井	還元井	生産井	還元井
コロシ 70MW x 3	掘削数	3	0	5	1	20	3	28	4
	成功本数 (運転利用本数)	2	0	4	1	17	2	23	3

III -4.2 資源開発計画

坑井の掘削深度に関しては、地熱系概念モデルに基づき、生産井・還元井ともに 1,800m から 2,300m 程度が必要と見込まれる。また、これらの坑井は、掘削基地の数を最小限にし、同一基地から複数のターゲットを掘削できるようにするため、傾斜掘削工法を採用することが望ましい。掘削ターゲットは、坑井間の生産・還元の干渉を防止するために、300m 程度の離隔を取ることが望まれる。なお、生産井及び還元井の掘削深度や坑井仕様（ケーシングプログラム等）は、調査井の掘削・坑井試験結果等を基に最終決定される。

GDC が所有している 2,000 馬力の掘削リグを使用すれば、掘削深度 1,800m から 2,300m 程度の傾斜井の掘削は可能であると推定される。坑井仕上げ計画（ケーシングプログラム）の一例並びに傾斜掘削計画の一例は、図 III -2-1 と図 III -2-2 を参照。

資源開発レイアウト案を図 III -4-1 に示す。掘削基地の数は、生産井用 4 基地と還元井用 1 基地が必要であると見込まれる。既に GDC により建設された KW01、KW02、KW03 の 3 基地は生

産井用の掘削基地として使用する。

計画した発電所の東側に配置する3箇所の掘削基地から得られる地熱流体は、二相流状態で1箇所のセパレータ基地に送り、蒸気と熱水に分離させた後、蒸気のみを発電所へ移送する。一方、発電所北側の1箇所の掘削基地には隣接してセパレータ基地を設置する。

還元井の掘削基地は、発電所またはセパレータ基地よりも標高が低い場所に設置されるべきである。そのような場所に設置できれば、分離された熱水を還元井まで輸送するのに落差が利用できる。還元熱水が短時間で生産貯留層に還流し温度低下を招くことを防止するため、還元井の掘削ターゲットは生産域から概ね1kmの距離を置いて設置する必要がある。当地点における1箇所の還元基地は生産基地の北側に配置する計画とした。

清水ピット、泥水ピットやパイプ等の資材置き場を含む掘削基地の広さを100m×150mと想定すれば、1基地当たりの掘削可能本数は、8本前後となる。設置する掘削基地は、発電所運転開始以後の補充井掘削にも利用される。

坑井掘削や発電所の運転に必要な工事用水は、コロシ地点の南方に位置するバリソゴ湖から北方のシラリ地点までの間に計画されている給水設備を利用することを想定した。送水された工事用水は、一旦、容量4,000m³程度の貯水槽へ移送し、この貯水槽から各坑井敷地へ道路に沿って敷設される送水管を通して供給できる。

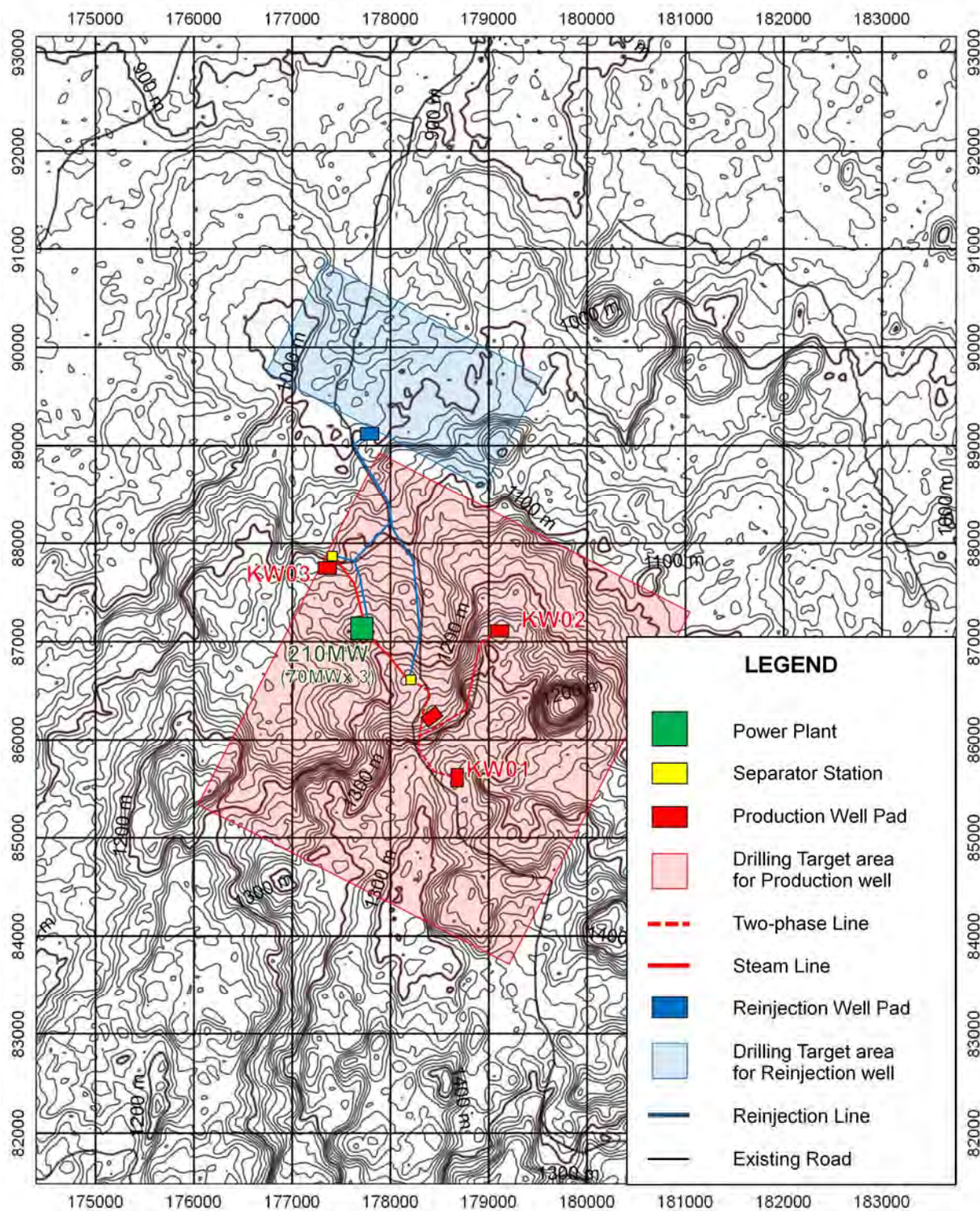


図 III -4-1 資源開発レイアウト案 (コロシ)

III -4.3 発電設備計画

シングルフラッシュサイクル 70MW x 3ユニットのコロシ地熱発電所が、コロシ地熱フィールド内に建設される予定である。発電可能資源量の更なる調査及びプラントの発電サイクルの選定と発電容量の詳細な検討が必要である。

建設予定地は生産井及び還元井と発電設備との距離、配管作業効率及び地理的条件を考慮して決定された。その他、地質的なもしくは環境的な制限についても経済性評価にて検討が必要である。

コロシ地熱プラントより発電された電力は、構内 220kV 変電所を経て KETRACO が建設した 220kV 送電線 (シングル Canary 2 回線) を経由し、KETRACO が建設した 220kV 送電線を経て、最寄りのパカ変電所 (400/220kV) を経てメイングリッドに接続される。

主要な汽水輸送設備及び発電設備のフローを図 III -4-2 に示す。図 III -4-3 にコロシ発電所単線結線図、図 III -4-4 に 220kV コロシ変電所レイアウトを示す。

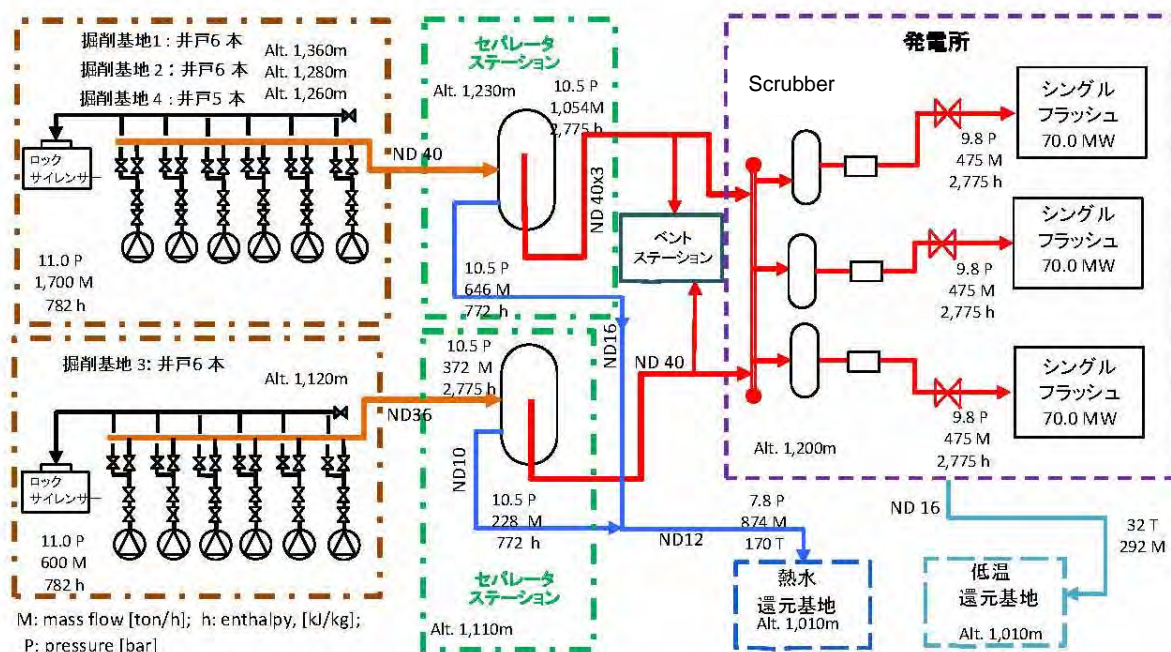


図 III -4-2 汽水輸送設備・発電設備フロー図 (コロシ)

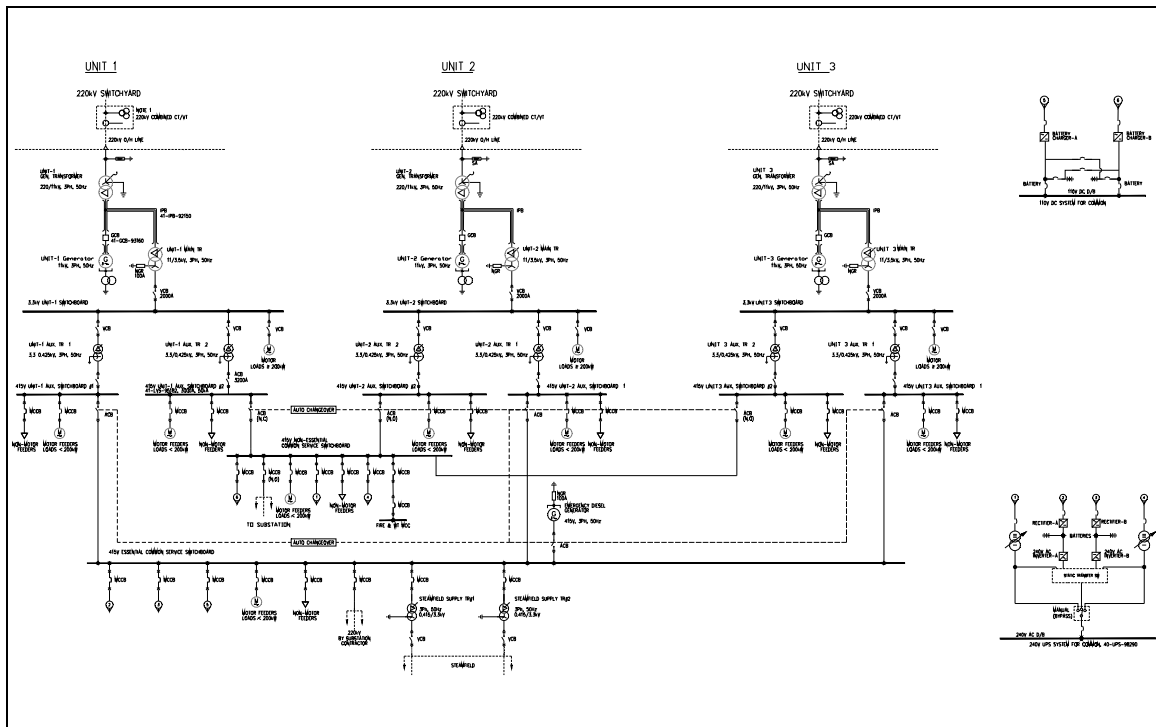


図 III -4-3 コロシ発電所単線結線図

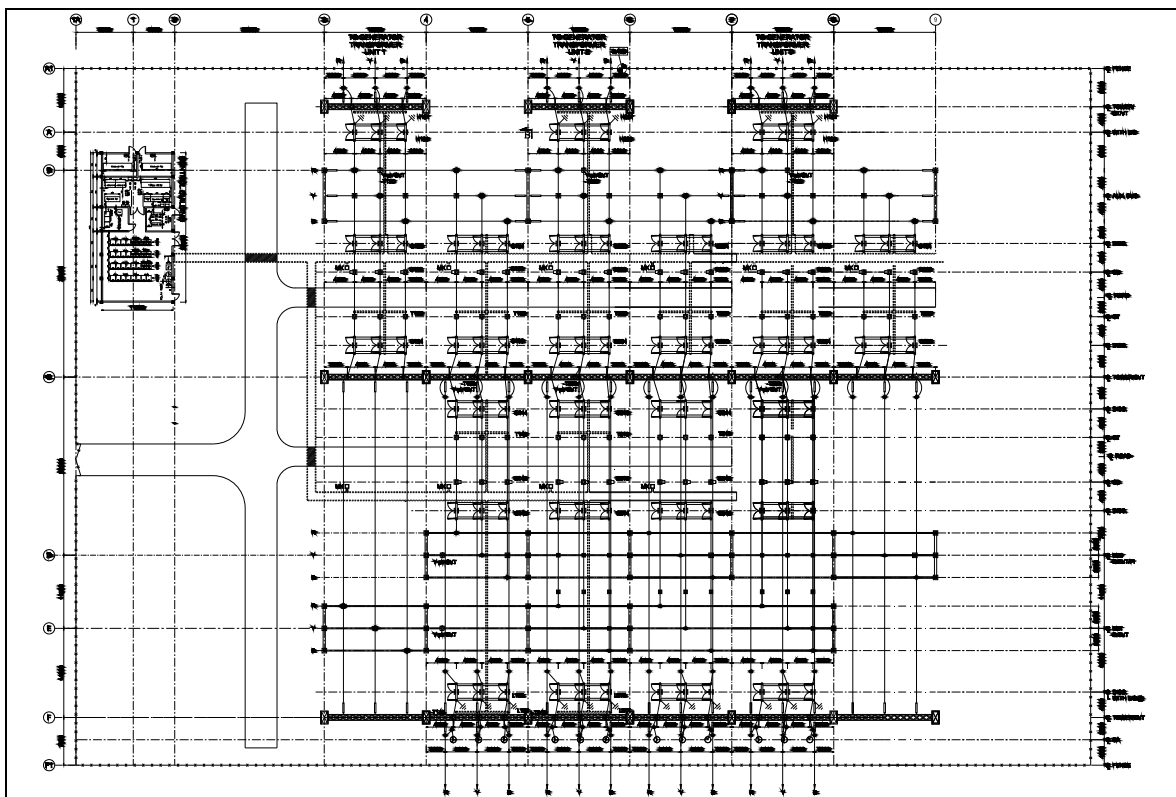


図 III -4-4 コロシ 220kV 変電所レイアウト

III -4.4 開発スケジュール及びコスト概略積算

コロシ地点における 210MW の地熱発電所建設に係るスケジュールを表 III -4-2、概略コストを表 III -4-3 に示す。発電所の建設及び運転開始は、1号機として70MW、2・3号機として140MW (70MW×2) の順番を想定した。

本地域での発電所運転開始から30年間に必要となる蒸気井及び還元井の補充井掘削本数は、現時点でシリカ等のスケーリングの状況等が予測不能であるため、以下の一般的な減衰率を用いて試算した。

- 生産井の減衰率：3% 年
- 還元井の減衰率：3% 年

試算の結果、30年間に必要な補充井の掘削本数は、生産井19本と還元井3本である。この仮定に基づけば、全ての補充井を掘削するには、既存の生産井用の掘削基地だけでは不足するため、少なくとも新たに2箇所の掘削基地の新設が必要であると考えられる。

なお、生産井・還元井の坑井試験結果や運用状況から減衰率等が把握でき、発電所の運用期間中は必要に応じて掘削基地の拡張や新設数を検討しなければならない。

表 III -4-2 開発スケジュール (コロシ)

Activity	Duration (month)	Year 1				2				3				4				5				6				7				8				9				10				11			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4				
Exploration Stage																																													
Phase 1																																													
Land Acquisition, Preparation	6	■																																											
Phase 2																																													
Drilling Civil, Water Supply	6	■			■																																								
Exploration Well Drilling, 2 Rigs	6	■		■		■																																							
Appraisal Well Drilling, 3 Rigs	6	■		■		■																																							
Well Testing	12	■		■		■																																							
Resouce Assessment	6	■																																											
Environmental Impact Assessment																																													
Environmental Impact Assessment	24	■																																											
Feasibility Study, Contract, Design, Procurement																																													
Feasibility Study, Basic Design																																													
Contract, Survey, Design, Procurement	33	■																																											
Development Stage																																													
Steam Field Development																																													
Preparation, Civil Works for Well Drilling	6																																												
Well Drilling & Testing, 3 Rigs	33	■			■																																								
Fluid Collection and Reinjection System																																													
Fabrication, Delivery, Construction/Installation	48	■			■																																								
Power Plant (70MW x 1 + 70MW x 2)																																													
Design, manufacturing ,delivery & Instal. for Unit 1	24																																												
Commissioning	3																																												
Design, manufacturing ,delivery & Instal. for Unit 2	24																																												
Commissioning	3																																												
Design, manufacturing ,delivery & Instal. for Unit 3	24																																												
Commissioning	3																																												
Switchyard																																													
Design, manufacturing ,delivery & Instal. for Unit 1	24																																												
Design, manufacturing ,delivery & Instal. for Unit 2&3	6																																												
Operation Stage																																													
																												70MW				■		210MW											

表 III -4-3 概略開発コスト (コロシ)

Exploration Stage					Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks
Exploration/Appraisal Well Drilling	L.S.	1		43,950,000	
Well Pad	Lot	1	600,000	600,000	For reinjection well, Size: 100m x 150m
Lay Down/Operation Center	Lot	0	250,000	-	
Access Road	km	0	40,000	-	Width: 6-8m
Water Supply Sysytem	L.S.	1	2,400,000	2,400,000	Tanks, booster pumps, power supply, etc.
Production Well Drilling	Well	8	4,000,000	32,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Reinjection Well Drilling	Well	1	4,000,000	4,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Water Supply Operation	Well	9	50,000	450,000	Power/water domestic supply
Well Testing	Well	9	500,000	4,500,000	
Environmental Impact Assessment	L.S.	1		300,000	
Feasibility Study	L.S.	1		1,000,000	
Total Exploration Stage Cost	L.S.	1		45,250,000	

Development Stage (Steam Field)					Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks
Start-up Well Drilling	L.S.	1		105,580,000	
Well Pad	Lot	1	600,000	600,000	For production wells, Size: 100m x 150m
Lay Down/Operation Center	Lot	1	250,000	250,000	
Access Road	km	2	40,000	80,000	Width: 6-8m
Production Well Drilling	Well	20	4,000,000	80,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Reinjection Well Drilling	Well	3	4,000,000	12,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Water Supply Operation	Well	23	50,000	1,150,000	Power/water domestic supply
Well Testing	Well	23	500,000	11,500,000	
FCRS Construction	L.S.	1		35,000,000	
Separator Station 1	L.S.	1	7,000,000	7,000,000	80m x 100m
Separator Station 2	L.S.	1	5,000,000	5,000,000	80m x 100m
FCRS Piping	L.S.	1	23,000,000	23,000,000	including civil works, instrument, etc.
Total Steam Field Cost	L.S.	1		140,580,000	

Development Stage (Power Plant)					Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks
Power Plant	L.S.	1		317,000,000	
Site Preparation	L.S.	1	5,000,000	5,000,000	300mx 200m
Power Plant	L.S.	3	104,000,000	312,000,000	70MW x 3
Switchyard and Transmission Line	L.S.	1		12,045,000	
Site Preparation	m2	17,600	40	704,000	110m x 160m
Switchyard	L.S.	7	1,463,000	10,241,000	Initial Stage: USD7,315,000 and connection of Chepchuk: USD2,926,000
Transmission Line	km	5	220,000	1,100,000	Korosi PS-Paka SS 220kV x 2circuit (single Canary)
Total Power Plant Cost	L.S.	1		329,045,000	

Operation Stage					Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks
Make-up Well Drilling	L.S.	1		90,300,000	
Well Pad	Lot	2	600,000	1,200,000	For production wells, Size: 100m x 150m
Production Well Drilling	Well	19	4,000,000	76,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Reinjection Well Drilling	Well	3	4,000,000	12,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion
Water Supply Operation	Well	22	50,000	1,100,000	Power/water domestic supply

III -4.5 経済性評価

(1) 財務評価

以上の開発計画を前提にコロシ地点の経済性評価を行った。アルス地点と同様に最初に開発コストを求める財務評価を実施した。アルス地点と同様に、(i)民間企業による一貫開発、(ii)GDCと民間企業による共同開発、(iii)GDCによる一貫開発、の3ケースを想定して評価した。財務評価の前提もアルス地点と同様である。

<財務評価の結果>

当地点での地熱発電所の建設費は、表 III -4-4 の通りである（10%のコンサルタント経費及び管理費を含む）。また、各開発形態における発電コスト、蒸気コストは表 III -4-5、図 III -4-5 のように試算された。

表 III -4-4 コロシ地点の建設費合計

項目	蒸気フィールド (million US\$)	発電所 (million US\$)	合計 (million US\$)	建設単価 (US\$/kW)
建設費	204	362	566	2,700
建中金利 (IDC)	11	25	36	-
建設費 (IDC 込み)	215	387	602	2,870

表 III -4-5 コロシ地点における各開発形態別の発電コスト・蒸気コスト (US¢/kWh)

開発形態	民間一貫開発	GDC・IPP 共同開発	GDC 一貫開発
蒸気コスト	6.5	3.2	3.2
エネルギー変換コスト	5.5	5.5	3.8
発電コスト (合計)	11.9	8.7	7.0

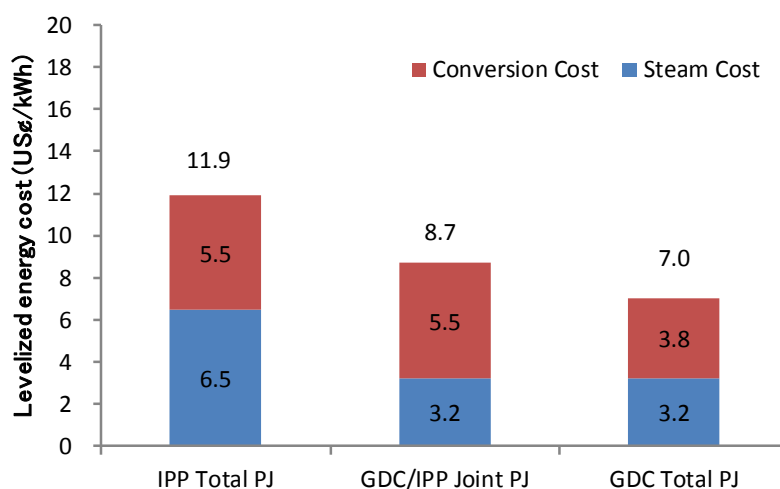


図 III -4-5 コロシ地点における各開発形態別の発電コスト・蒸気コスト

(2) 経済評価

次に、当地点の開発に社会経済的な意義があるかを確認するため、経済評価を行った。アルス地点と同様に、(i)石炭火力、(ii)LNG 複合火力、(iii)ディーゼル発電、の3発電所を想定して評価した。経済評価の前提はアルス地点と同様である。

<経済評価の結果>

コロシ地点開発の各代替火力発電所に対する経済評価の試算結果は表 III -4-6 のとおりである。いずれもケニアの社会経済的機会費用である 12%を超えており、当地点における地熱発電所の建設は、社会経済的に意義があると認められた。

表 III -4-6 コロシ地点開発の各代替火力発電所に対する優位性

代替火力発電所	石炭火力	LNG 複合火力	ディーゼル発電
経済的内部収益率 (EIRR)	22.7%	23.3%	36.7%

(3) 感度分析

当地点での地熱発電所の建設費は US\$ 602 million、建設単価 2,870 US\$/kW と試算されたが、この建設費が上下した場合の発電コストや経済評価の感度分析結果を図 III -4-6、図 III -4-7 に示す。建設費が想定コストに対して±20%変化した場合、GDC・IPP 共同開発の場合の発電コストは 7.3 US¢/kWh (-16.6%)から 10.2 US¢/kWh (+16.8%)の範囲で変化する。また、経済評価については、建設費が 20%上昇しても地熱発電は石炭火力、LNG 複合発電、ディーゼル発電に対して十分な経済性を有することが分かった。

また、当地点での生産井の平均出力は 9.5MW/本と推定されているが、この平均出力が変化した場合の発電コストや経済評価の感度分析結果を図 III-4.8、図 III-4.9 に示した。もし、生産井平均出力が 4.5MW/本へと減少すると、GDC・IPP 共同開発の場合の発電コストは 10.4 US¢/kWh へと 19.7%上昇する。しかし、経済評価は平均出力が 4.5MW/本へと減少しても石炭火力に対しては依然、経済性を有していると試算された。

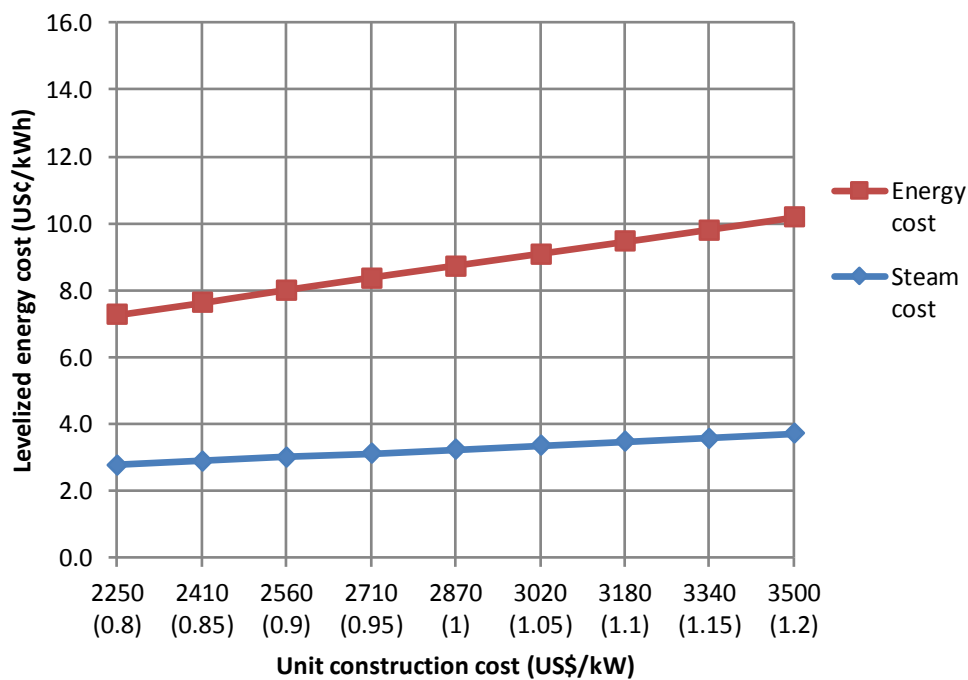


図 III -4-6 建設費の変化に対する発電コストの感度分析 (コロシ地点)

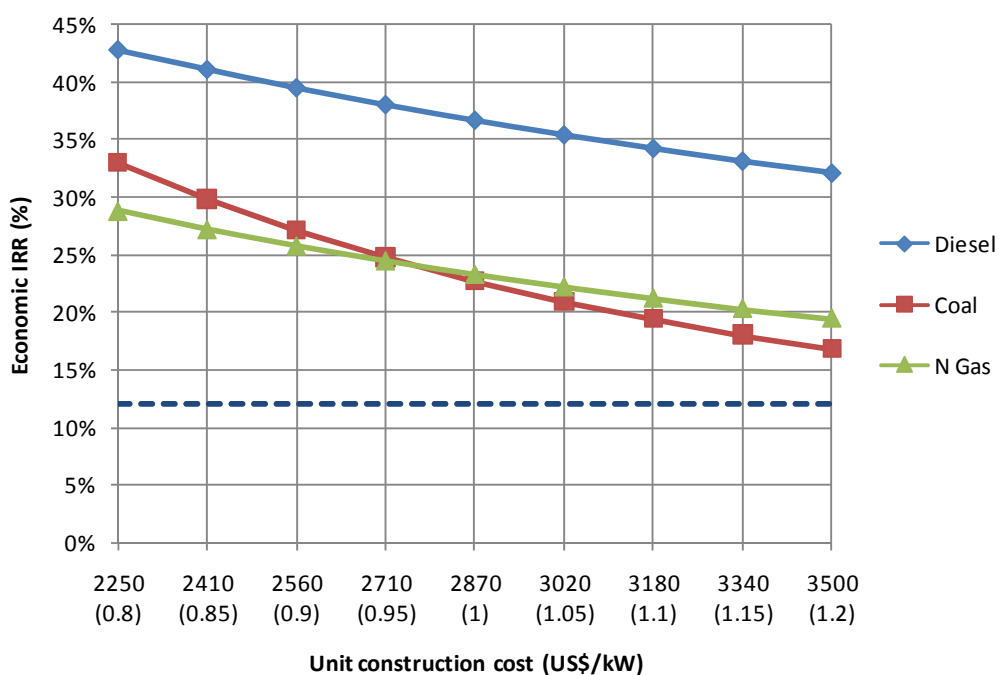


図 III -4-7 建設費の変化に対する経済評価の感度分析 (コロシ地点)

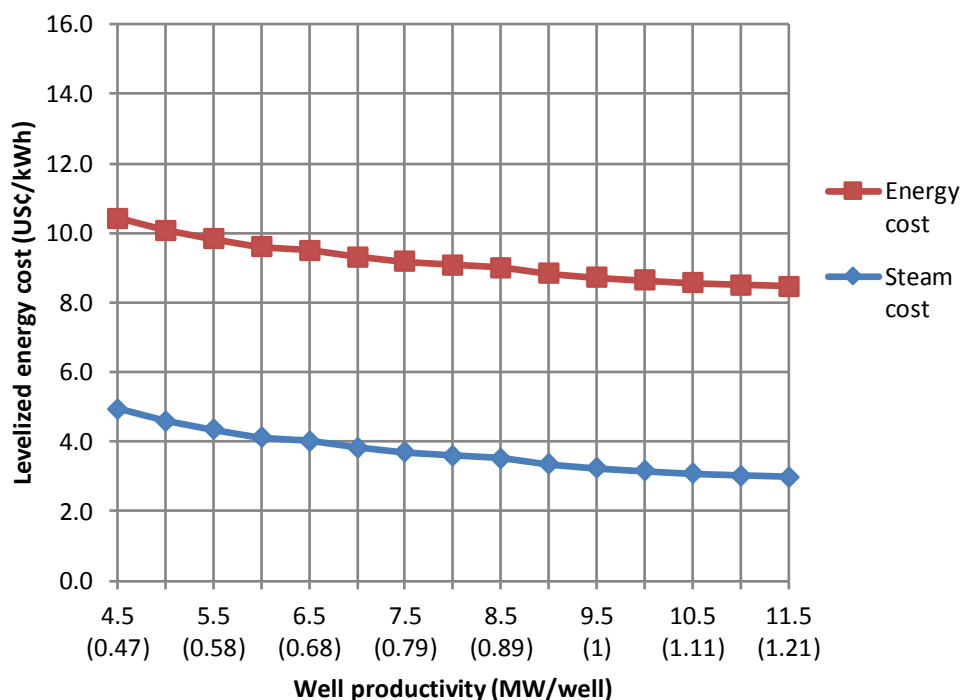


図 III -4-8 生産井平均出力の変化に対する発電コストの感度分析 (コロシ地点)

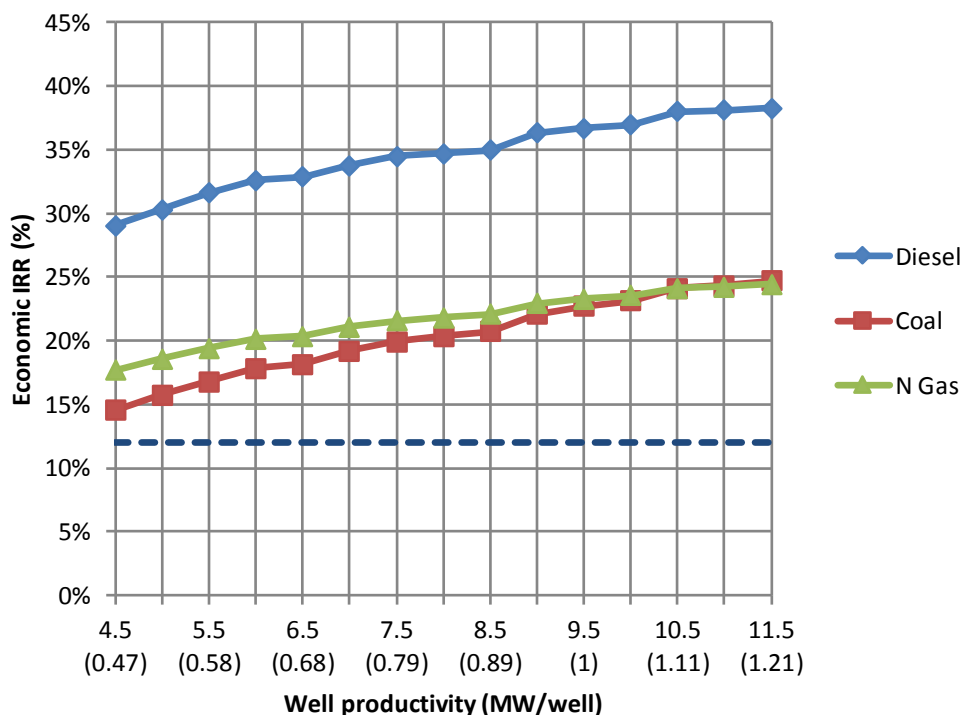


図 III -4-9 生産井平均出力の変化に対する経済評価の感度分析 (コロシ地点)

III -5 チェプチャク地点の開発計画

III -5.1 開発規模と主要設備

開発規模（地熱発電所の設備容量）は、推定された資源量に基づき、一般的なフラッシュ蒸気サイクル（復水式）の発電プラントを想定した。また、発電所運転開始に必要な地熱井の掘削本数は、坑井の生産能力及び還元能力の推定結果に基づき算出した。想定される地熱開発の規模及び主要設備を表 III -5-1 に示す。

チェプチャク地点における 80MW の地熱発電所運転開始には、生産井 8 本と還元井 7 本の坑井が必要であると試算された。坑井掘削の成功率を探索段階における調査井は 50%、資源確認段階の試掘井及び開発段階の運用井は 75~100%と想定した場合、掘削する坑井は生産井 11 本と還元井 8 本となる。なお、調査井の掘削本数については、本検討では本地点での開発規模が比較的小さいことを考慮して 2 本と想定したが、掘削のための予算に余裕があれば、開発可能な地熱貯留層の存在や広がりが高い確度で確認するために 3 本もしくはそれ以上の本数とすることが望ましい。

表 III -5-1 地熱開発の規模及び主要設備

地点	計画出力	生産井1本当たり平均出力	還元熱水の総流量	還元井1本当たり想定容量	発電所運転に必要な坑井数	
	(MW-gross)	(MW/well)	(t/h)	(t/h/well)	生産井	還元井
チェプチャク 40MW x 2	80	10	2080	300	8	7

地点		探索段階(調査井)		資源確認段階		開発段階		合計	
		生産井	還元井	生産井	還元井	生産井	還元井	生産井	還元井
チェプチャク 40MW x 2	掘削数	2	0	5	1	4	7	11	8
	成功本数 (運転利用本数)	1	0	4	1	3	6	8	7

III -5.2 資源開発計画

坑井の掘削深度に関しては、地熱系概念モデルに基づき、生産井・還元井ともに 1,800m から 2,300m 程度が必要と見込まれる。また、これらの坑井は、掘削基地の数を最小限にし、同一基地から複数のターゲットを掘削できるようにするため、傾斜掘削工法を採用することが望ましい。掘削ターゲットは、坑井間の生産・還元の干渉を防止するために、300m 程度の離隔を取ることが望まれる。なお、生産井及び還元井の掘削深度や坑井仕様（ケーシングプログラム等）は、調査井の掘削・坑井試験結果等を基に最終決定される。

GDC が所有している 2,000 馬力の掘削リグを使用すれば、掘削深度 1,800m から 2,300m 程度の傾斜井の掘削は可能であると推定される。坑井仕上げ計画（ケーシングプログラム）の一

例並びに傾斜掘削計画の一例は、図 III -2-1 と図 III -2-2 を参照。

資源開発レイアウト案を図 III -5-1 に示す。掘削基地の数は、生産井用 2 基地と還元井用 1 基地が必要であると見込まれ、取付け道路と併せて新たに造成する必要がある。セパレータ基地は、2 箇所の生産井基地に隣接して配置し、蒸気のみを発電所へ移送する計画とした。

還元井の掘削基地は、発電所またはセパレータ基地よりも標高が低い場所に設置されるべきである。そのような場所に設置できれば、分離された熱水を還元井まで輸送するのに落差が利用できる。還元熱水が短時間で生産貯留層に還流し温度低下を招くことを防止するため、還元井の掘削ターゲットは生産域から概ね 1km の距離を置いて設置する必要がある。当地点における 1 箇所の還元基地は生産基地の北側に配置する計画とした。

清水ピット、泥水ピットやパイプ等の資材置き場を含む掘削基地の広さを 100m×150m と想定すれば、1 基地当たりの掘削可能本数は、8 本前後となる。設置する掘削基地は、発電所運転開始以後の補充井掘削にも利用される。

坑井掘削や発電所の運転に必要な工事用水は、バリリング湖からチェプチャク地点の西方約 5km までの間に計画されている給水設備を利用することを想定した。この場合、この地点からチェプチャク地点まで新たに延長約 10km の送水配管を敷設しなければならない。送水された工事用水は、一旦、容量 4,000m³ 程度の貯水槽へ移送し、この貯水槽から各坑井敷地へ道路に沿って敷設される送水管を通して供給できる。

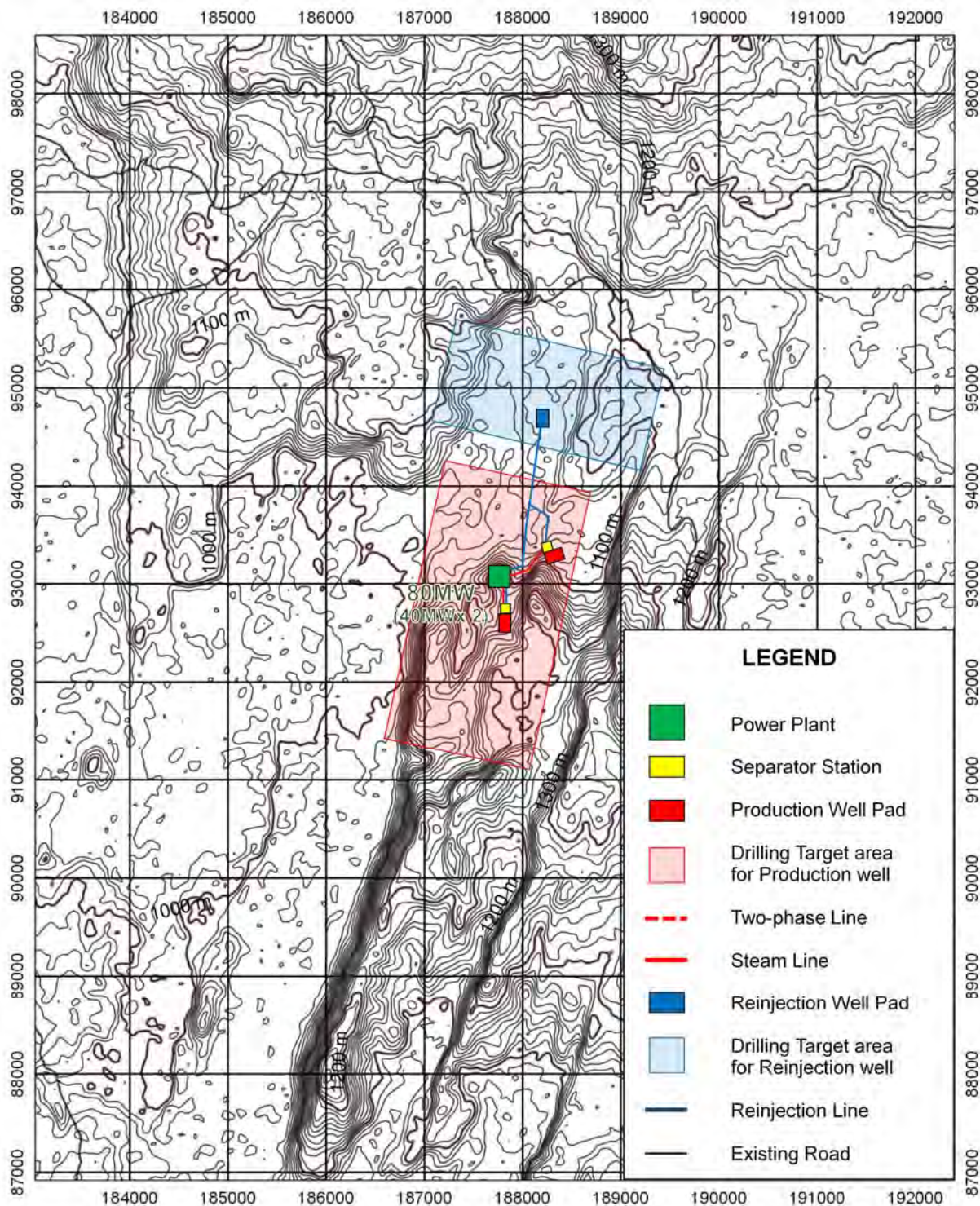


図 III -5-1 資源開発レイアウト案 (チェプチャク)

III -5.3 発電設備計画

シングルフラッシュサイクル 40MW x 2ユニットのチェプチャク地熱発電所が、チェプチャク地熱フィールド内に建設される予定である。発電可能資源量の更なる調査及びプラントの発電サイクルの選定と発電容量の詳細な検討が必要である。

建設予定地は生産井及び還元井と発電設備との距離、配管作業効率及び地理的条件を考慮して決定された。その他、地質的なもしくは環境的な制限についても経済性評価にて検討が必要である。

チェプチャク地熱プラントより発電された電力は、一旦コロシ発電所構内 220kV 変電所を経て KETRACO が建設した 220kV 送電線(シングル Canary 2 回線)を経由し、KETRACO が建設した 220kV 送電線を経て、最寄りのパカ変電所(400/220kV)を経てメイングリッドに接続される。

主要な汽水輸送設備及び発電設備のフローを図 III -5-2 に示す。図 III -5-3 にチェプチャク発電所単線結線図、図 III -5-4 に 220kV チェプチャク変電所レイアウトを示す。

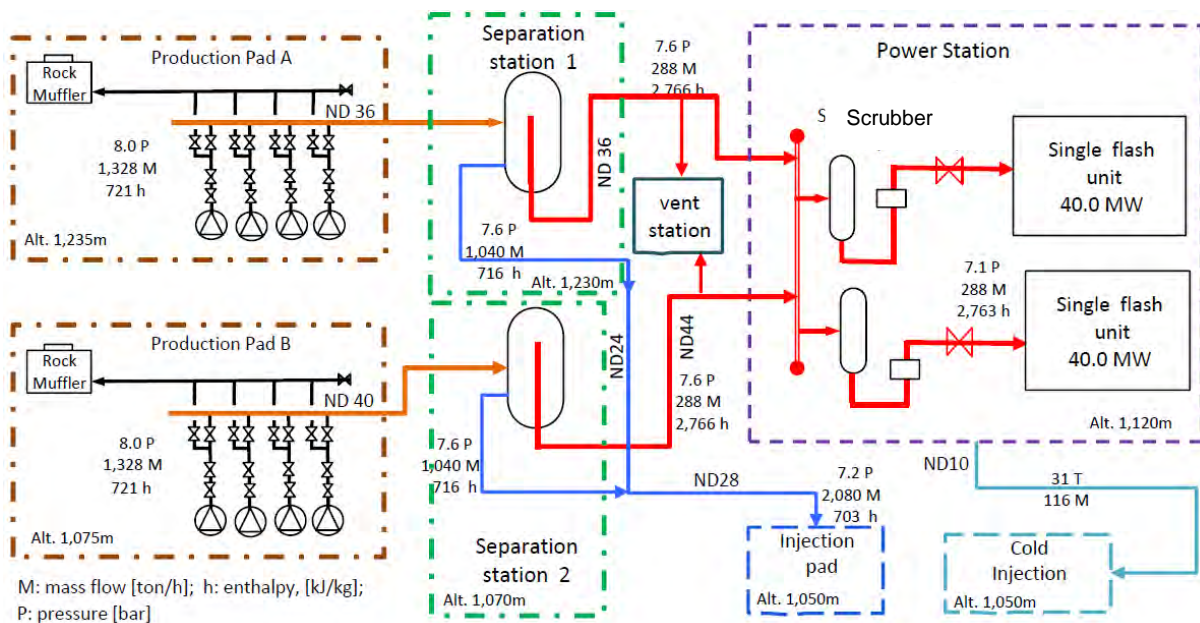


図 III -5-2 汽水輸送設備・発電設備フロー図 (チェプチャク)

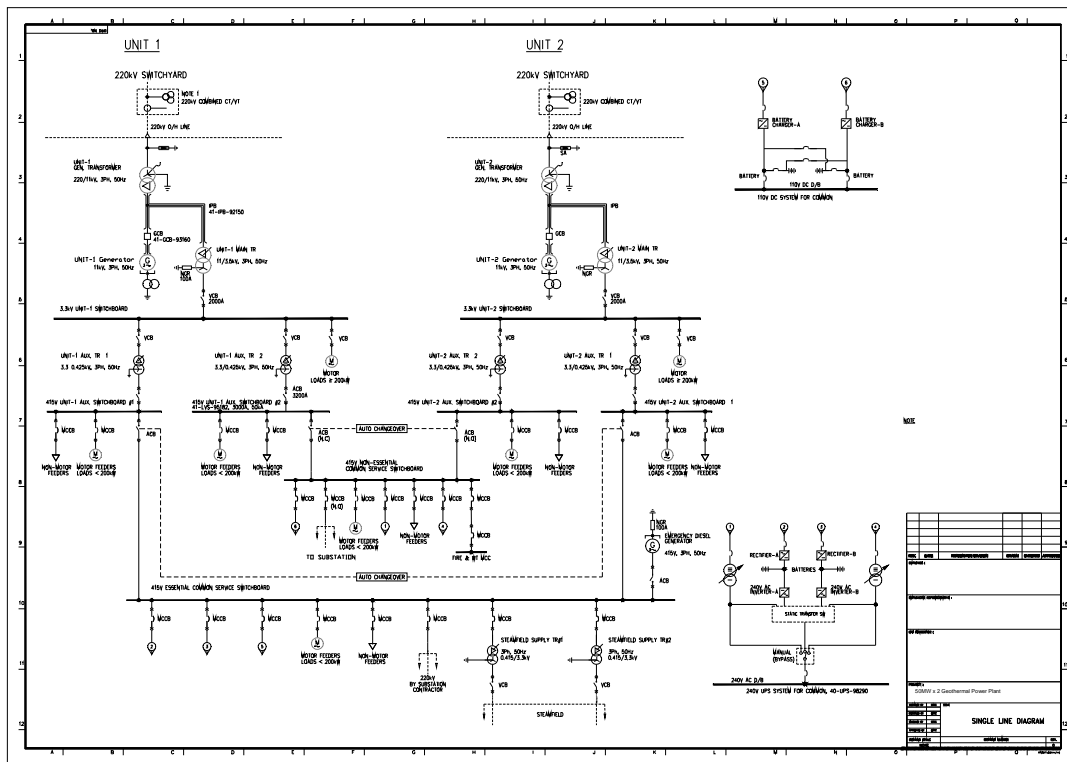


図 III -5-3 チェプチャク発電所単線結線図

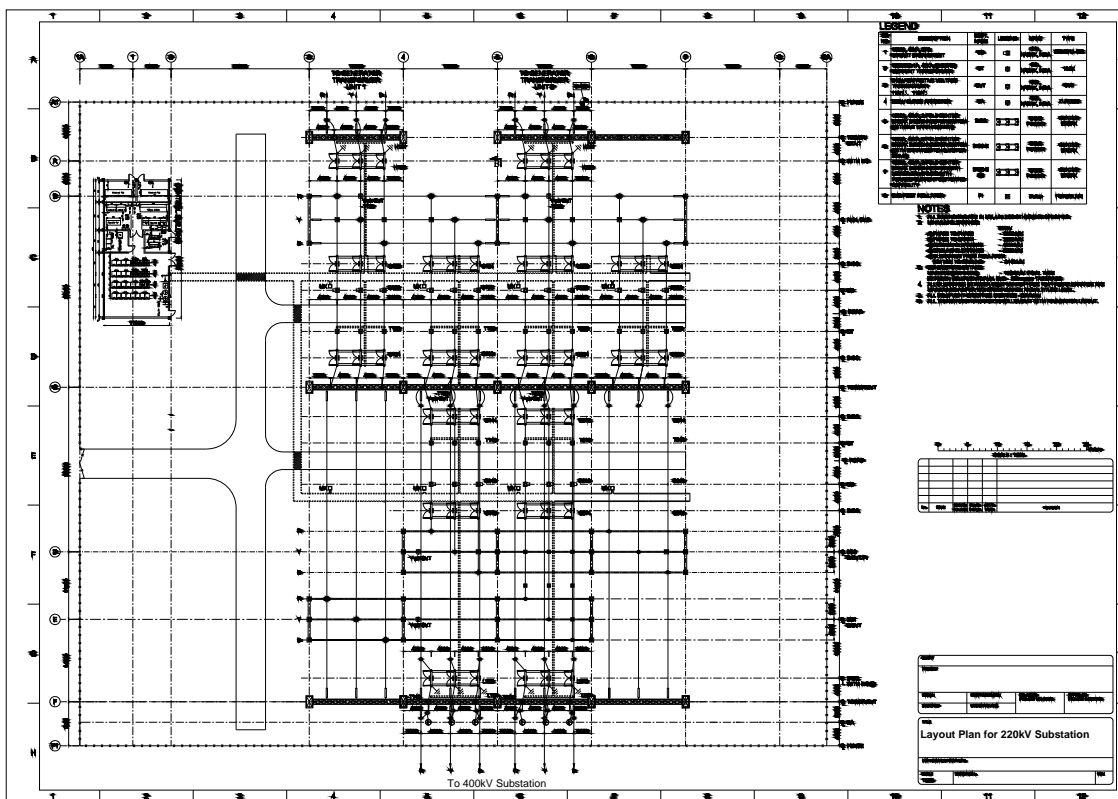


図 III -5-4 220kV チェプチャク変電所レイアウト

表 III -5-3 概略開発コスト (チェプチャク)

Exploration Stage						Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks	
Exploration/Appraisal Well Drilling	L.S.	1		42,010,000		
Well Pad	Lot	3	600,000	1,800,000	Size of New Pad: 100m x 150m	
Lay Down/Operation Center	Lot	1	250,000	250,000		
Access Road	km	4	40,000	160,000	Width: 6-8m	
Water Pipe Line	km	10	100,000	1,000,000	Victaulic pipe	
Water Supply Sysytem	L.S.	1	2,400,000	2,400,000	Tanks, booster pumps, power supply, etc.	
Production Well Drilling	Well	7	4,000,000	28,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion	
Reinjection Well Drilling	Well	1	4,000,000	4,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion	
Water Supply Operation	Well	8	50,000	400,000	Power/water domestic supply	
Well Testing	Well	8	500,000	4,000,000		
Environmental Impact Assessment	L.S.	1		300,000		
Feasibility Study	L.S.	1		1,000,000		
Total Exploration Stage Cost	L.S.	1		43,310,000		

Development Stage (Steam Field)						Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks	
Start-up Well Drilling	L.S.	1		50,050,000		
Well Pad	Lot	0	600,000	-		
Lay Down/Operation Center	Lot	0	250,000	-		
Access Road	km	0	40,000	-	Width: 6-8m	
Production Well Drilling	Well	4	4,000,000	16,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion	
Reinjection Well Drilling	Well	7	4,000,000	28,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion	
Water Supply Operation	Well	11	50,000	550,000	Power/water domestic supply	
Well Testing	Well	11	500,000	5,500,000		
FCRS Construction	L.S.	1		17,500,000		
Separator Station 1 & 2	L.S.	2	3,250,000	6,500,000	80m x 80m each	
FCRS Piping	L.S.	1	11,000,000	11,000,000	including civil works, instrument, etc.	
Total Steam Field Cost	L.S.	1		67,550,000		

Development Stage (Power Plant)						Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks	
Power Plant	L.S.	1		147,500,000		
Site Preparation	L.S.	1	3,500,000	3,500,000	200m x 160m	
Power Plant	L.S.	2	72,000,000	144,000,000	40MW x 2	
Switchyard and Transmission Line	L.S.	1		9,715,200		
Site Preparation	m2	14,080	40	563,200	110m x 128m	
Switchyard	L.S.	4	1,463,000	5,852,000		
Transmission Line	km	15	220,000	3,300,000	Chepchuk PS-Korosi PS 220kV x 2circuit (single Canary)	
Total Power Plant Cost	L.S.	1		157,215,200		

Operation Stage						Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks	
Make-up Well Drilling	L.S.	1		52,650,000		
Production Well Drilling	Well	7	4,000,000	28,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion	
Reinjection Well Drilling	Well	6	4,000,000	24,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion	
Water Supply Operation	Well	13	50,000	650,000	Power/water domestic supply	

III -5.5 経済性評価

(1) 財務評価

以上の開発計画を前提にチェプチャク地点の経済性評価を行った。アルス地点と同様に最初
に開発コストを求める財務評価を実施した。アルス地点と同様に、(i)民間企業による一貫開
発、(ii)GDCと民間企業による共同開発、(iii)GDCによる一貫開発、の3ケースを想定して評
価した。財務評価の前提もアルス地点と同様である。

<財務評価の結果>

当地点での地熱発電所の建設費は、表 III -5-4 の通りである（10%のコンサルタント経費及
び管理費を含む）。また、各開発形態における発電コスト、蒸気コストは表 III -5-5、図 III
-5-5 のように試算された。

表 III -5-4 チェプチャク地点の建設費合計

項目	蒸気フィルト ^o (million US\$)	発電所 (million US\$)	合計 (million US\$)	建設単価 (US\$/kW)
建設費	122	173	295	3,690
建中金利 (IDC)	6	16	23	-
建設費 (IDC 込み)	128	189	317	3,970

表 III -5-5 チェプチャク地点における各開発形態別の発電コスト・蒸気コスト (US¢/kWh)

開発形態	民間一貫開発	GDC・IPP 共同開発	GDC 一貫開発
蒸気コスト	11.5	5.1	5.0
エネルギー変換コスト	7.3	7.3	4.6
発電コスト (合計)	18.9	12.4	9.7

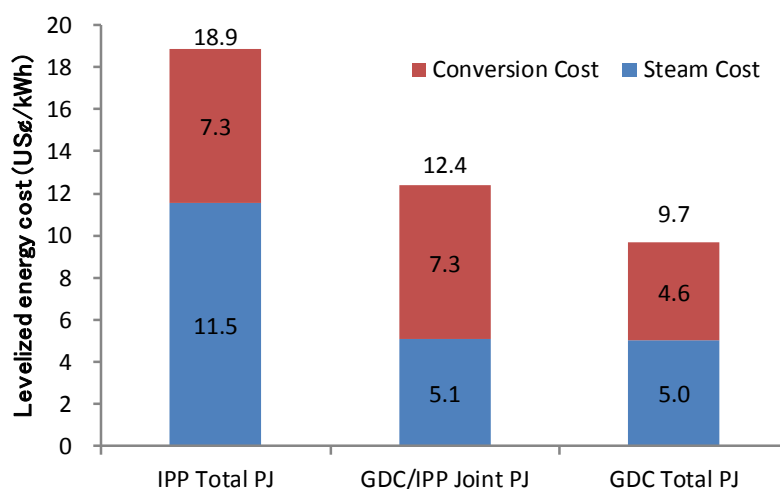


図 III -5-5 チェプチャク地点における各開発形態別の発電コスト・蒸気コスト

(2) 経済評価

次に、当地点の開発に社会経済的な意義があるかを確認するため、経済評価を行った。アルス地点と同様に、(i)石炭火力、(ii)LNG 複合火力、(iii)ディーゼル発電、の3発電所を想定して評価した。経済評価の前提はアルス地点と同様である。

<経済評価の結果>

チェプチャク地点開発の各代替火力発電所に対する経済評価の試算結果は表 III -5-6 のとおりである。いずれもケニアの社会経済的機会費用である 12%を超えており、当地点における地熱発電所の建設は、社会経済的に意義があると認められた。

表 III -5-6 チェプチャク地点開発の各代替火力発電所に対する優位性

代替火力発電所	石炭火力	LNG 複合火力	ディーゼル発電
経済的内部収益率 (EIRR)	12.2%	15.7%	26.4%

(3) 感度分析

当地点での地熱発電所の建設費は US\$ 317 million、建設単価 3,970 US\$/kW と試算されたが、この建設費が上下した場合の発電コストや経済評価の感度分析結果を図 III -5-6、図 III -5-7 に示す。建設費が想定コストに対して±20%変化した場合、GDC・IPP 共同開発の場合の発電コストは 10.2 US¢/kWh (-17.4%)から 14.5 US¢/kWh (+17.4%)の範囲で変化する。また、経済評価については、建設費が現在の試算見通しより高くなった場合には地熱発電は石炭火力に対して経済性を失う可能性があるので十分な注意が必要である。

また、当地点での生産井の平均出力は 10MW/本と推定されているが、この平均出力が変化した場合の発電コストや経済評価の感度分析結果を図 III-5.8、図 III-5.9 に示した。もし、生産井平均出力が 5MW/本へと減少すると、GDC・IPP 共同開発の場合の発電コストは 14.4 US¢/kWh へと 16.0%上昇する。また、経済評価は平均出力が 10MW/本から減少すると石炭火力に対して経済性を失いはじめると試算されたので、十分な注意が必要である。

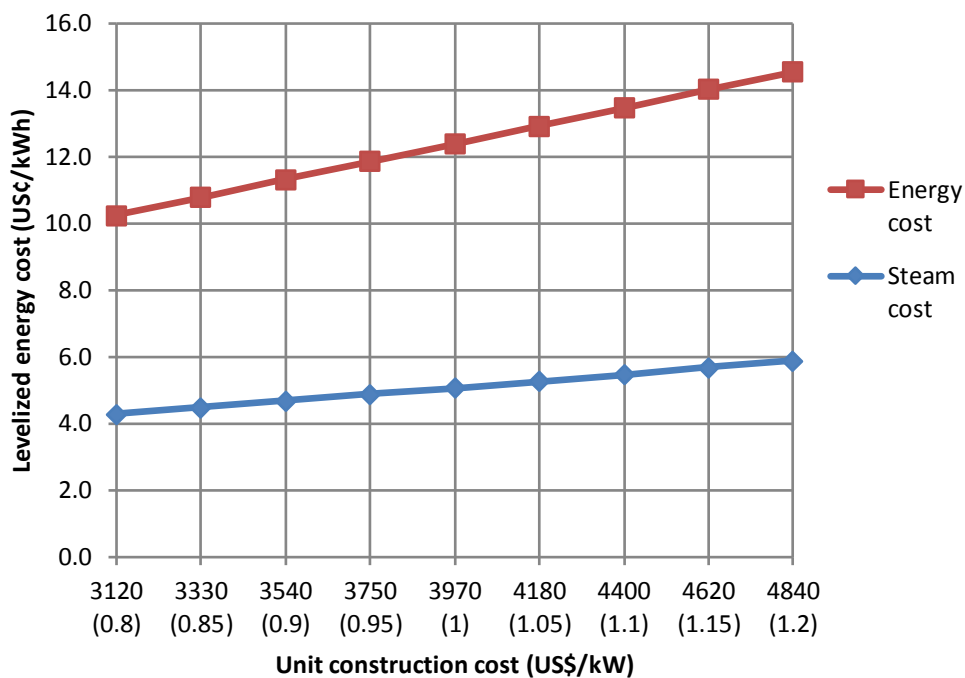


図 III -5-6 建設費の変化に対する発電コストの感度分析 (チェプチャク地点)

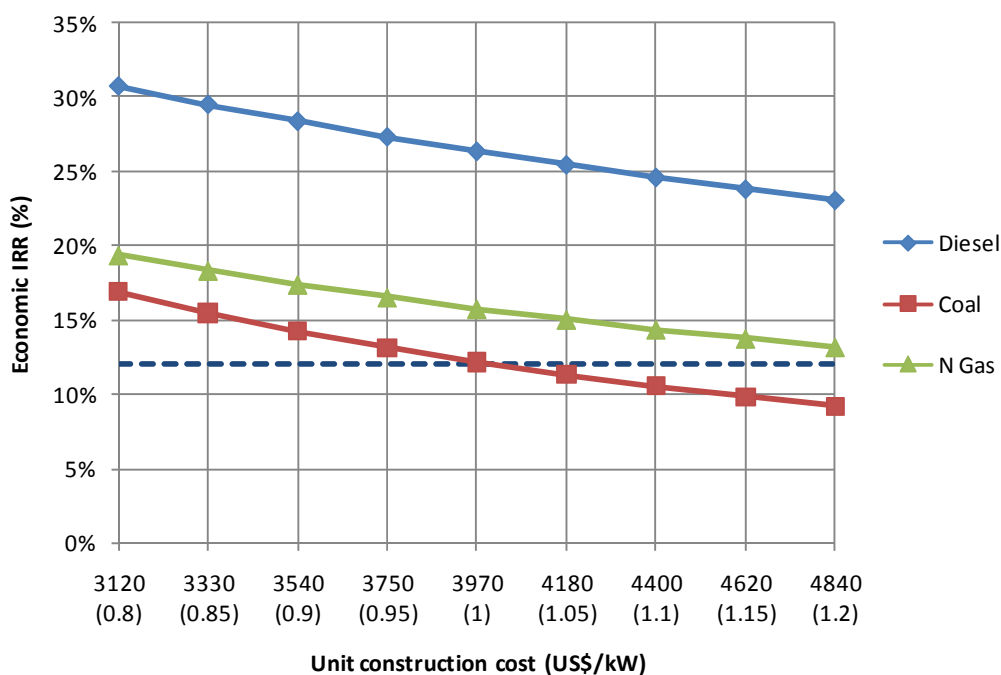


図 III -5-7 建設費の変化に対する経済評価の感度分析 (チェプチャク地点)

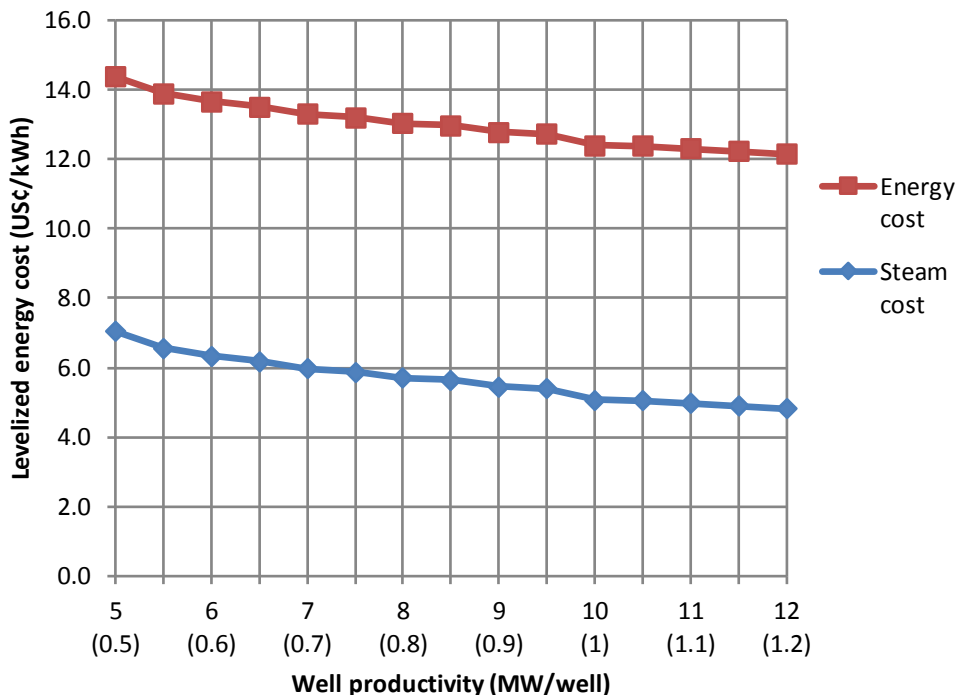


図 III -5-8 生産井平均出力の変化に対する発電コストの感度分析 (チェプチャク地点)

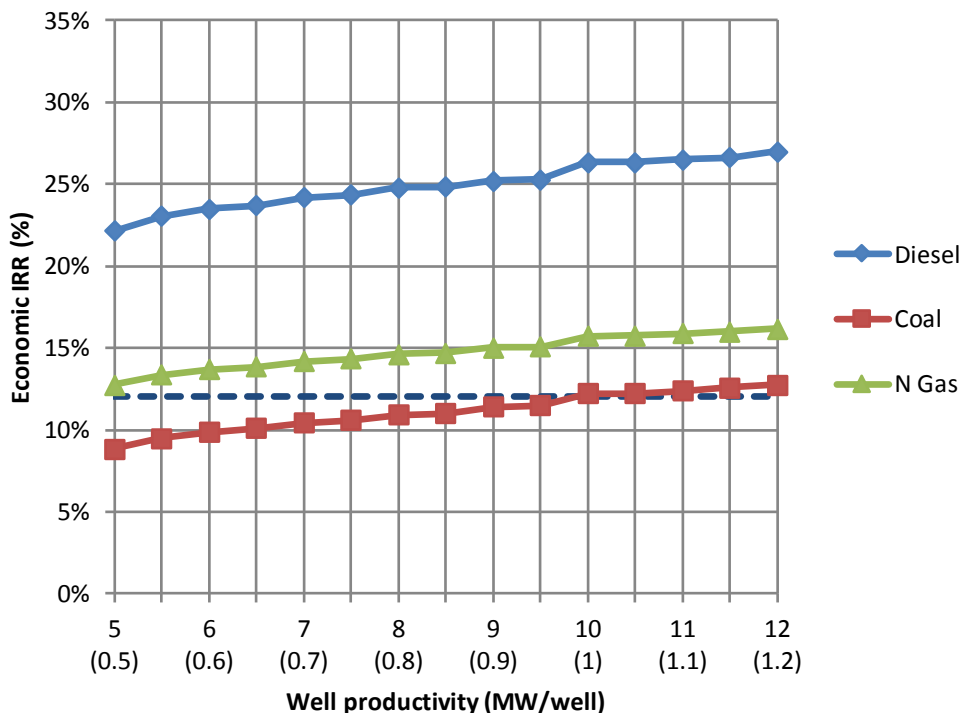


図 III -5-9 生産井平均出力の変化に対する経済評価の感度分析 (チェプチャク地点)

III -6 パカ地点の開発計画

III -6.1 開発規模と主要設備

開発規模（地熱発電所の設備容量）は、推定された資源量に基づき、一般的なフラッシュ蒸気サイクル（復水式）の発電プラントを想定した。また、発電所運転開始に必要な地熱井の掘削本数は、坑井の生産能力及び還元能力の推定結果に基づき算出した。想定される地熱開発の規模及び主要設備を表 III -6-1 に示す。

パカ地点における 320MW の地熱発電所運転開始には、生産井 34 本と還元井 5 本の坑井が必要であると試算された。坑井掘削の成功率を探索段階における調査井は 67%、資源確認段階の試掘井及び開発段階の運用井は 80~100%と想定した場合、掘削する坑井は生産井 41 本と還元井 6 本となる。

表 III -6-1 地熱開発の規模及び主要設備

地点	計画出力	生産井1本当たり平均出力	還元熱水の総流量	還元井1本当たり想定容量	発電所運転に必要な坑井数	
	(MW-gross)	(MW/well)	(t/h)	(t/h/well)	生産井	還元井
パカ 70MW x 4 + 40MW x 1	320	9.5	1292	300	34	5

地点		探索段階(調査井)		資源確認段階		開発段階		合計	
		生産井	還元井	生産井	還元井	生産井	還元井	生産井	還元井
パカ 70MW x 4 + 40MW x 1	掘削数	3	0	5	1	33	5	41	6
	成功本数 (運転利用本数)	2	0	4	1	28	4	34	5

III -6.2 資源開発計画

坑井の掘削深度に関しては、地熱系概念モデルに基づき、生産井・還元井ともに 1,800m から 2,300m 程度が必要と見込まれる。また、これらの坑井は、掘削基地の数を最小限にし、同一基地から複数のターゲットを掘削できるようにするため、傾斜掘削工法を採用することが望ましい。掘削ターゲットは、坑井間の生産・還元の干渉を防止するために、300m 程度の離隔を取ることが望まれる。なお、生産井及び還元井の掘削深度や坑井仕様（ケーシングプログラム等）は、調査井の掘削・坑井試験結果等を基に最終決定される。

GDC が所有している 2,000 馬力の掘削リグを使用すれば、掘削深度 1,800m から 2,300m 程度の傾斜井の掘削は可能であると推定される。坑井仕上げ計画（ケーシングプログラム）の一例並びに傾斜掘削計画の一例は、図 III -2-1 と図 III -2-2 を参照。

資源開発レイアウト案を図 III -6-1 に示す。掘削基地の数は、生産井用 6 基地と還元井用

2 基地が必要であると見込まれる。既に GDC により建設された PW01、PW02、PW03 の 3 基地は、生産井用の掘削基地として使用する。発電所の配置計画は、対象地点の西側と東側に各 1 箇所を想定した。

計画した各発電所周辺に配置する 3 箇所の掘削基地から得られる地熱流体は、二相流状態でセパレータ基地に送り、蒸気と熱水に分離させた後、蒸気のみを発電所へ移送する。

還元井の掘削基地は、発電所またはセパレータ基地よりも標高が低い場所に設置されるべきである。そのような場所に設置できれば、分離された熱水を還元井まで輸送するのに落差が利用できる。還元熱水が短時間で生産貯留層に還流し温度低下を招くことを防止するため、還元井の掘削ターゲットは生産域から概ね 1km の距離を置いて設置する必要がある。当地点における 2 箇所の還元基地は生産基地の北側に配置する計画とした。

清水ピット、泥水ピットやパイプ等の資材置き場を含む掘削基地の広さを 100m×150m と想定すれば、1 基地当たりの掘削可能本数は、8 本前後となる。設置する掘削基地は、発電所運転開始以後の補充井掘削にも利用される。

坑井掘削や発電所の運転に必要な工事用水は、コロシ地点の南方に位置するバリンゴ湖から北方のシラリ地点までの間に計画されている給水設備を利用することを想定した。送水された工事用水は、一旦、容量 4,000m³ 程度の貯水槽へ移送し、この貯水槽から各坑井敷地へ道路に沿って敷設される送水管を通して供給できる。

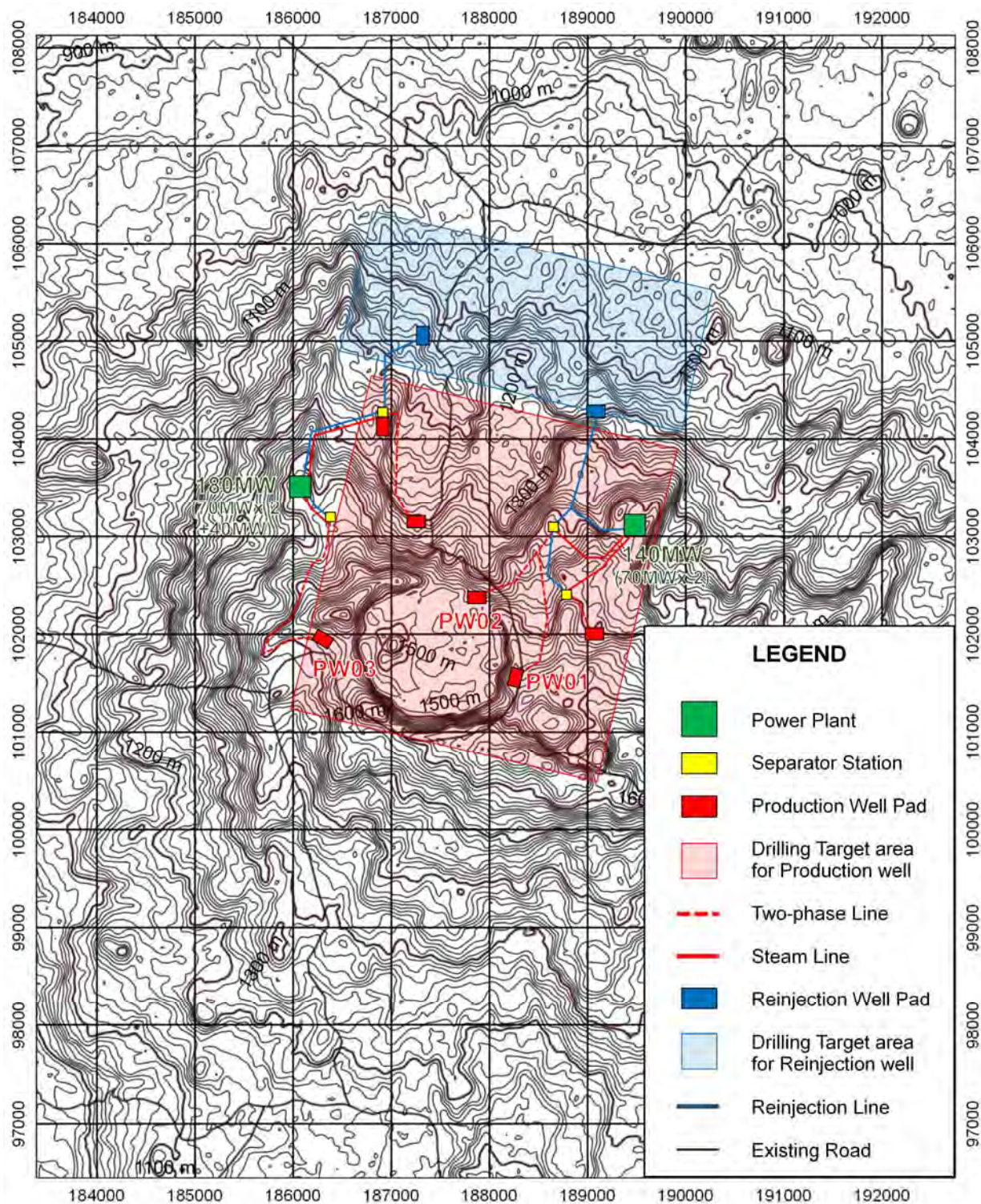


図 III -6-1 資源開発レイアウト案 (パカ)

III -6.3 発電設備計画

シングルフラッシュサイクル70MW x 2及び40MW x 1ユニットからなるパカ西部地熱発電所及びシングルフラッシュサイクル70MW x 2ユニットからなるパカ東部地熱発電所が、パカ地熱フィールド内に建設される予定である。発電可能資源量の更なる調査及びプラントの発電サイクルの選定と発電容量の詳細な検討が必要である。

建設予定地は生産井及び還元井と発電設備との距離、配管作業効率及び地理的条件を考慮して決定された。その他、地質的なもしくは環境的な制限についても経済性評価にて検討が必要である。発電設備等のレイアウト案を図III -6-2及び図III -6-3に示す。

パカ東部地熱プラントより発電された電力は、一旦パカ西部発電所構内220kV変電所を経てKETRACOが建設した220kV送電線(シングルCanary 2回線)を經由し、KETRACOが建設した220kV送電線を経て、最寄りのパカ変電所(400/220kV)を経てメイングリッドに接続される。

主要な汽水輸送設備及び発電設備のフローを図III -6-4及び図III -6-5図に示す。

図III -6-6にパカ西部地熱発電設備単線結線図及び図III -6-7にパカ東部地熱発電設備単線結線図を示す。また、図III -6-8に220kVパカ西部変電所レイアウト及び図III -6-9に220kVパカ東部変電所レイアウトを示す。

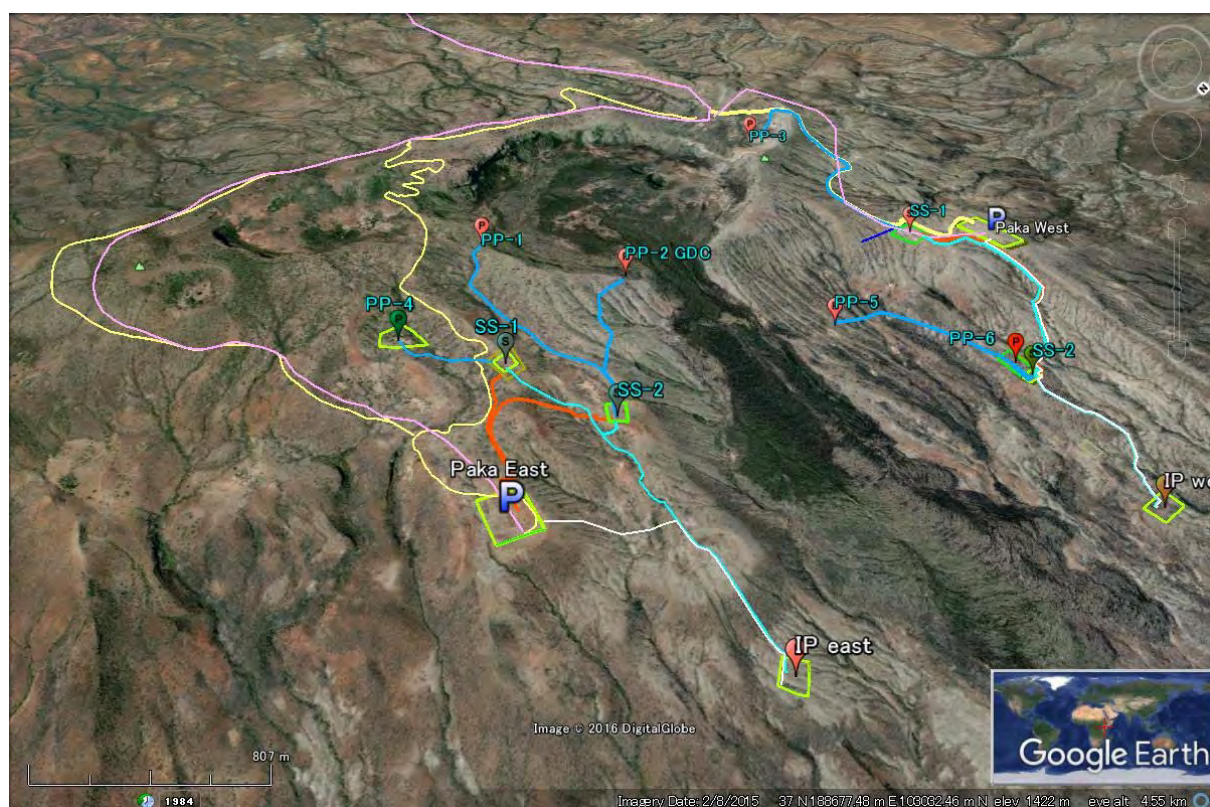


図 III -6-2 発電設備等のレイアウト案 (北東からの眺望)

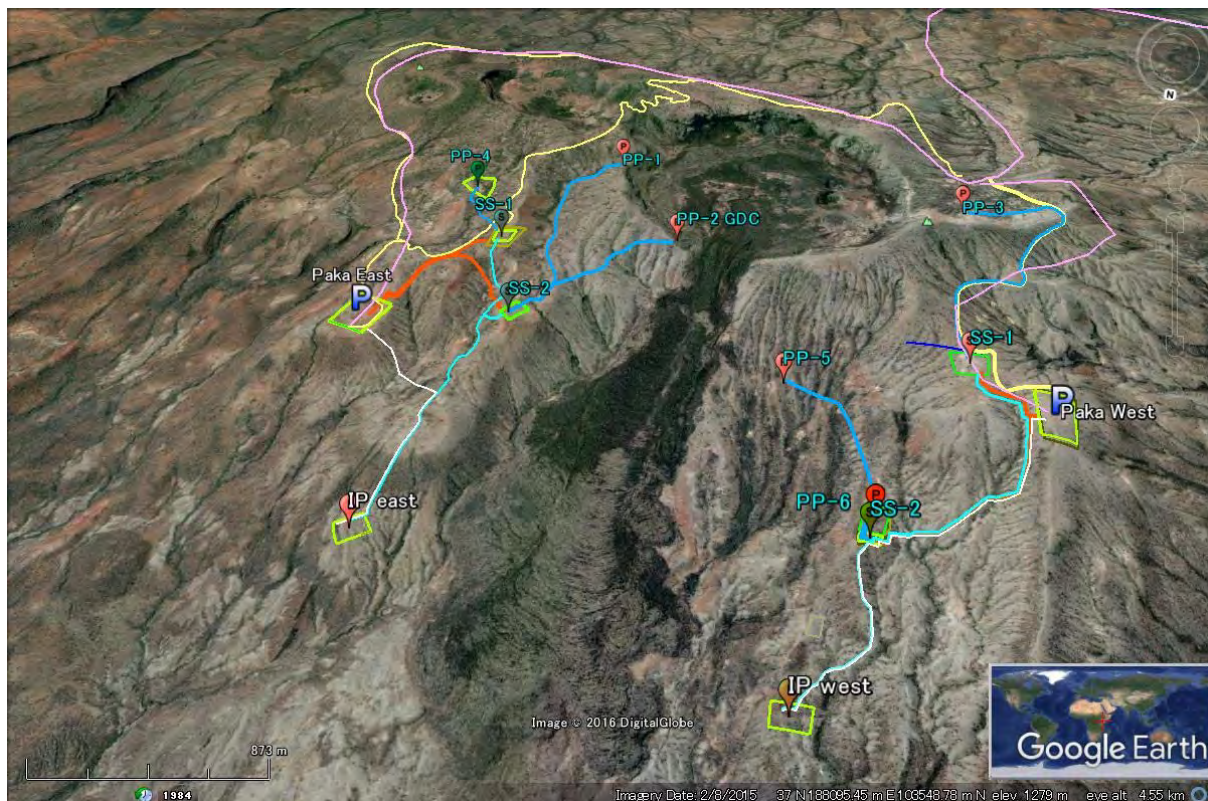


図 III -6-3 発電設備等のレイアウト案 (北からの眺望)

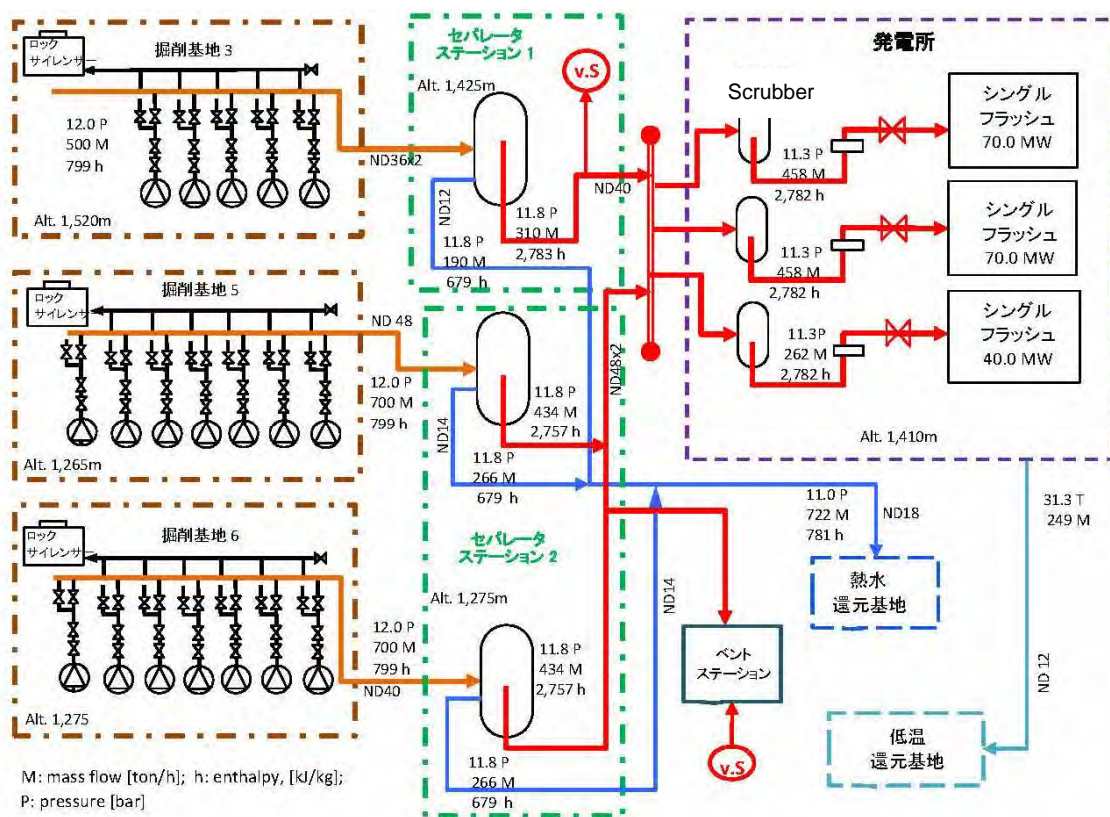


図 III -6-4 汽水輸送設備・発電設備フロー図 (パカ西部)

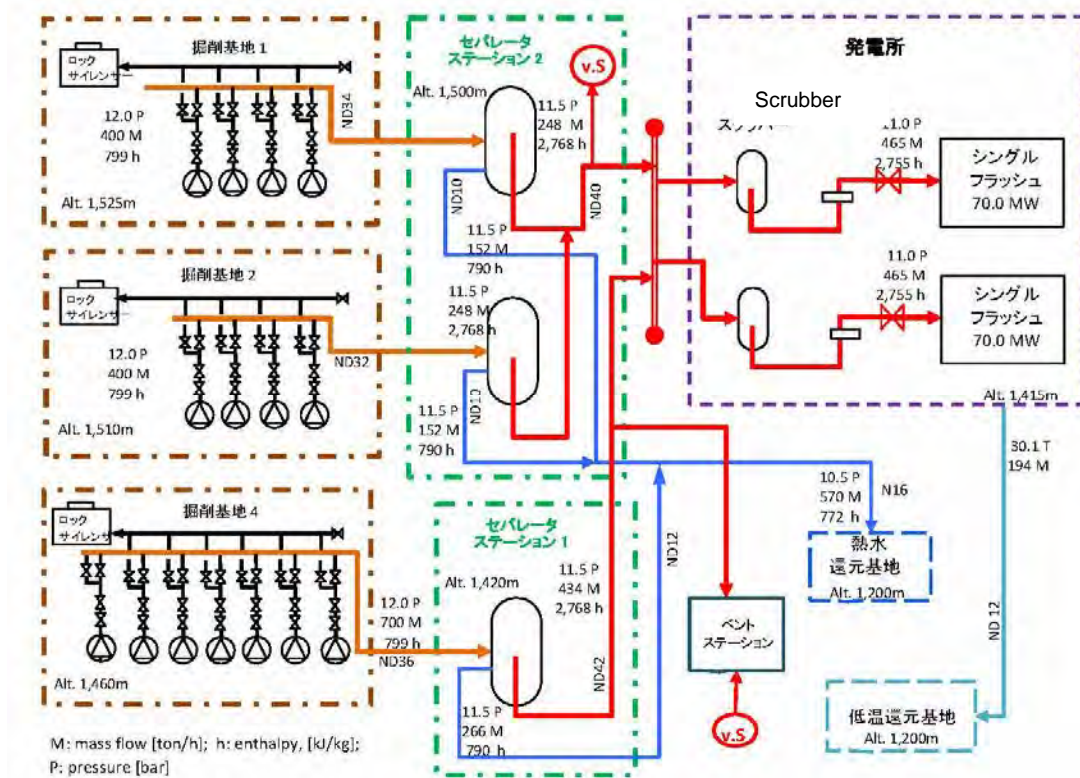


図 III -6-5 汽水輸送設備・発電設備フロー図 (パカ東部)

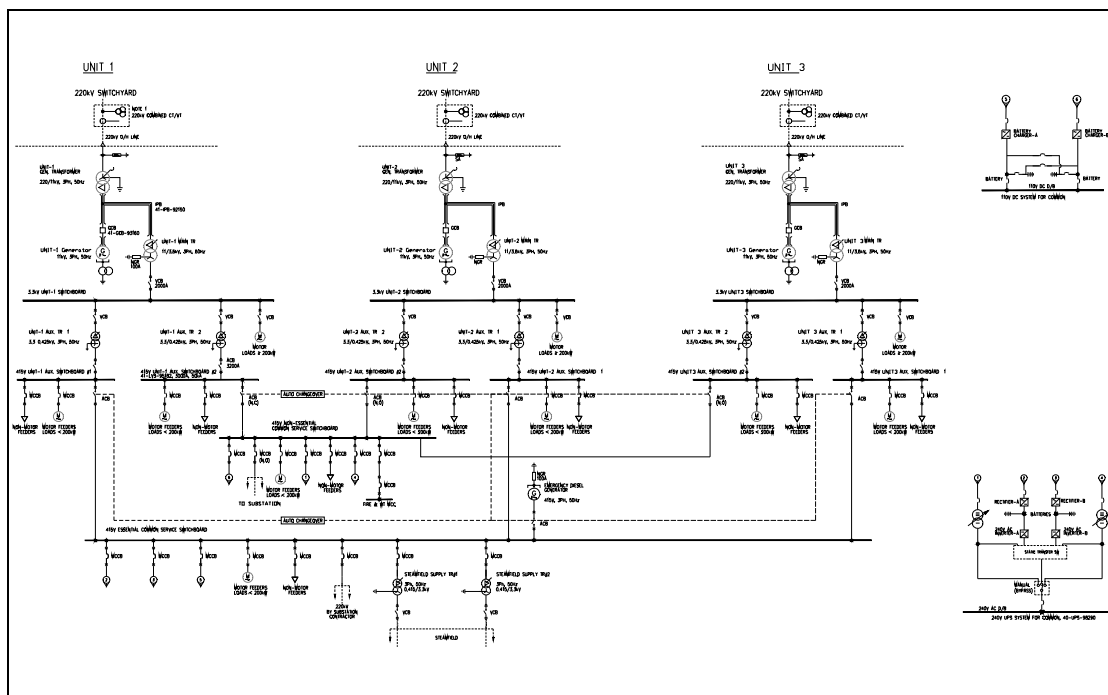


図 III -6-6 パカ西部発電所単線結線図

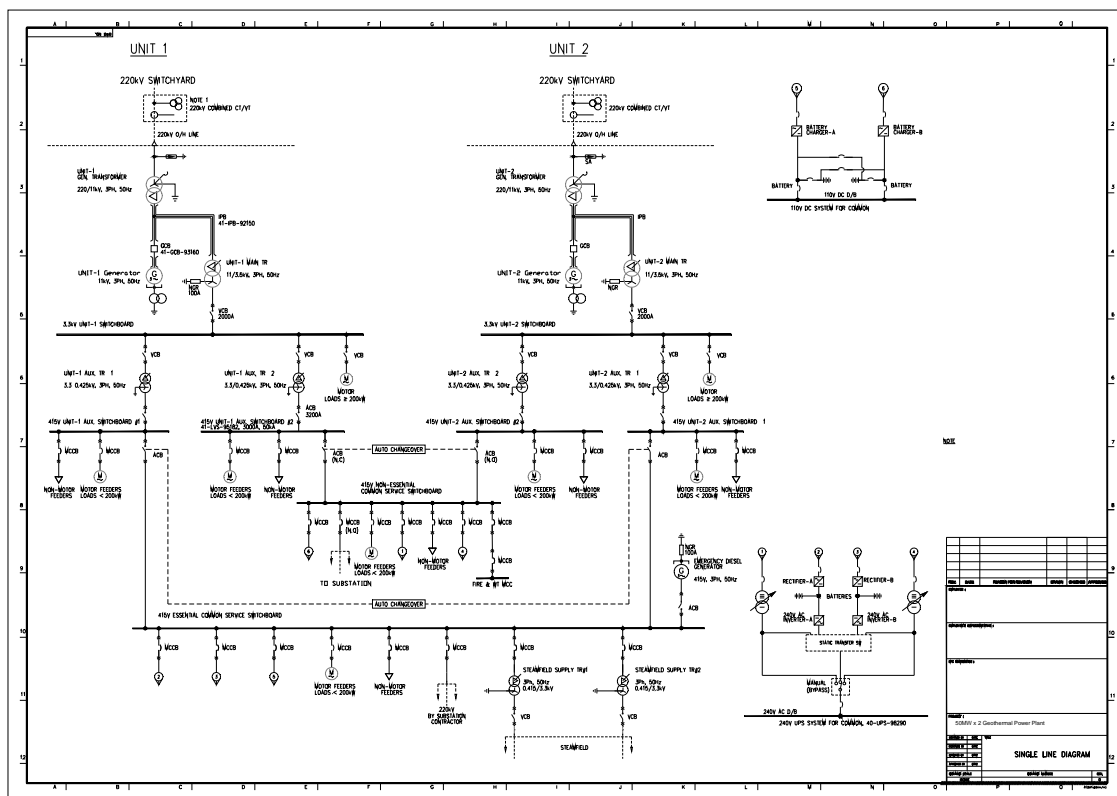


図 III -6-7 パカ東部発電所単線結線図

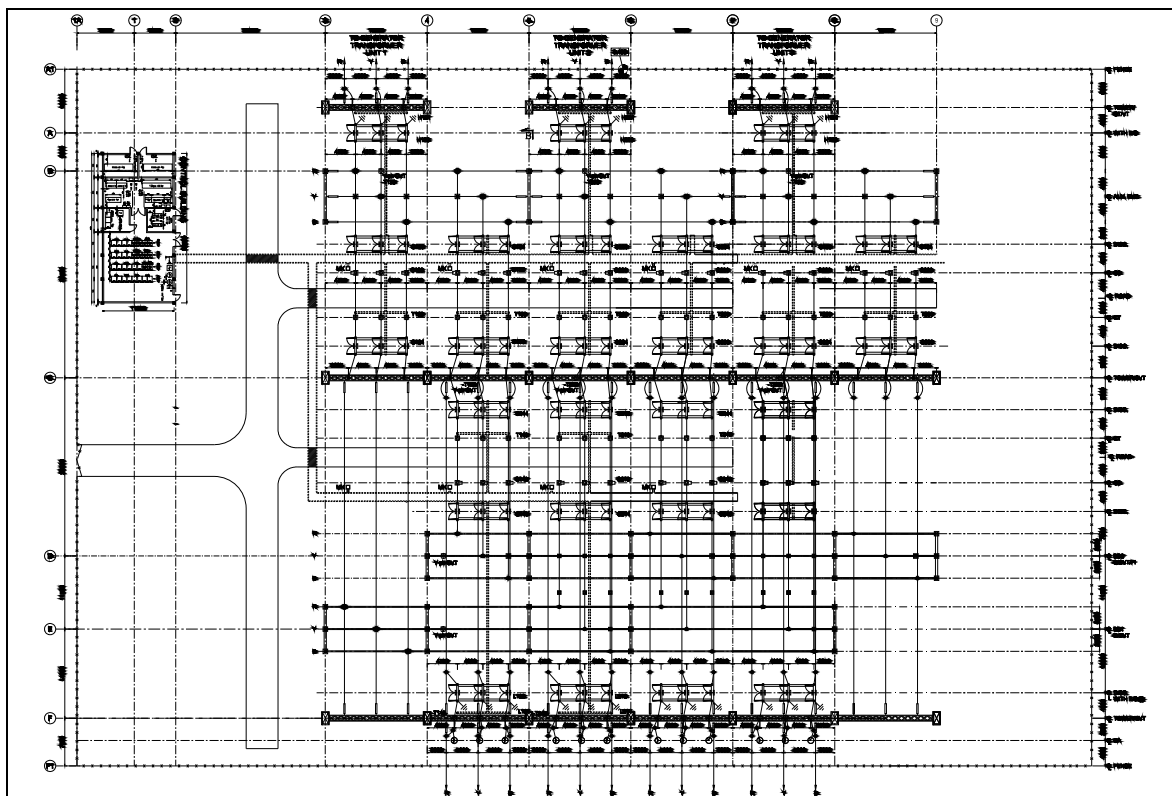


図 III -6-8 220kV パカ西部変電所レイアウト

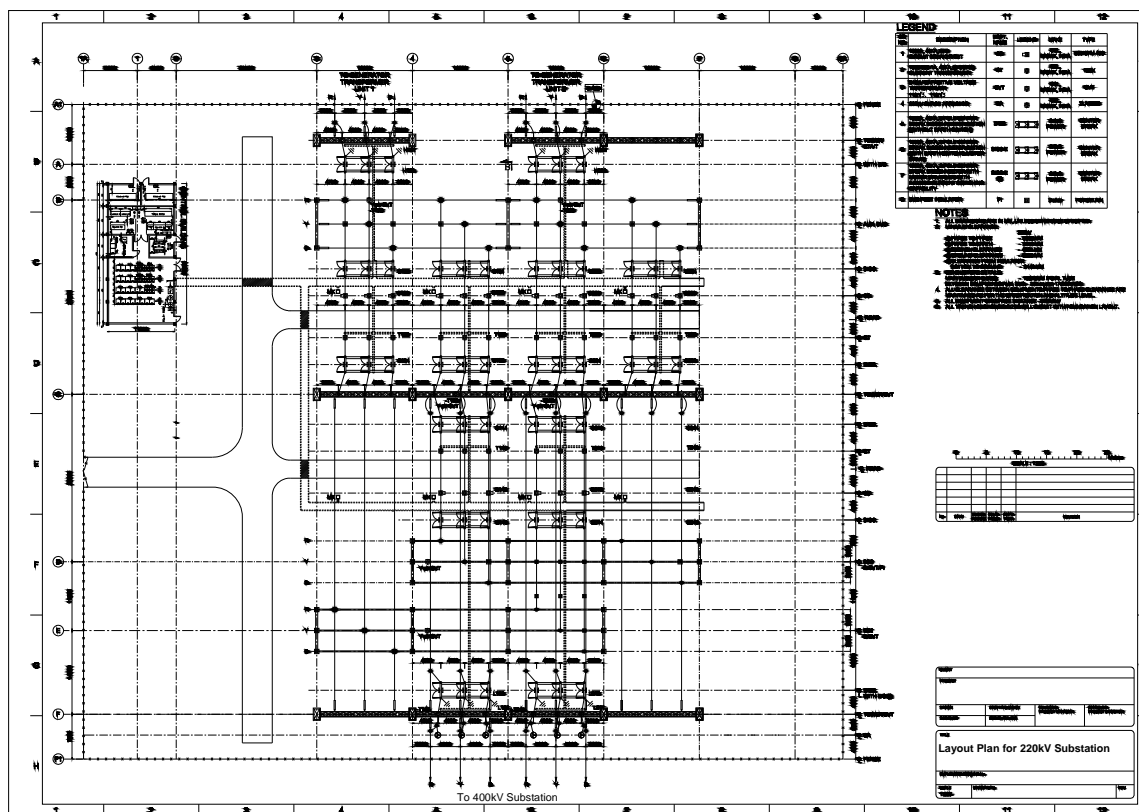


図 III -6-9 220kV パカ東部変電所レイアウト

III -6.4 開発スケジュール及びコスト概略積算

パカ地点における 320MW の地熱発電所建設に係るスケジュールを表 III -6-2、概略コストを表 III-6-3 に示す。発電所の建設及び運転開始は、パカ西部で 1 号機として 70MW、2・3 号機として 110MW (70MW+40MW) 及びパカ東部で 4・5 号機として 140MW (70MW×2) の順番を想定した。本地域での発電所運転開始から 30 年間に必要となる蒸気井及び還元井の補充井掘削本数は、現時点でシリカ等のスケーリングの状況等が予測不能であるため、以下の一般的な減衰率を用いて試算した。

- 生産井の減衰率：3% 年
- 還元井の減衰率：3% 年

試算の結果、30 年間に必要な補充井の掘削本数は、生産井 30 本と還元井 3 本である。この仮定に基づけば、全ての補充井を掘削するには、既存の生産井用の掘削基地だけでは不足するため、少なくとも新たに 3 箇所の掘削基地の新設が必要であると考えられる。

なお、生産井・還元井の坑井試験結果や運用状況から減衰率等が把握でき、発電所の運用期間中は必要に応じて掘削基地の拡幅や新設数を検討しなければならない。

表 III -6-2 開発スケジュール (パカ)

Activity	Duration (month)	Year 1				2				3				4				5				6				7				8				9				10				11													
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4														
Exploration Stage																																																							
<i>Phase 1</i>																																																							
Land Acquisition, Preparation	6	■																																																					
<i>Phase 2</i>																																																							
Drilling Civil, Water Supply	6	■																																																					
Exploration Well Drilling, 2 Rigs	6	■																																																					
Appraisal Well Drilling, 3 Rigs	6	■																																																					
Well Testing	12	■																																																					
Resource Assessment	6	■																																																					
Environmental Impact Assessment																																																							
<i>Environmental Impact Assessment</i>																																																							
	24					■																																																	
Feasibility Study, Contract, Design, Procurement																																																							
<i>Feasibility Study, Basic Design</i>																																																							
<i>Contract, Survey, Design, Procurement</i>																																																							
	33					■																																																	
Development Stage																																																							
<i>Steam Field Development</i>																																																							
Preparation, Civil Works for Well Drilling	6																																																						
Well Drilling & Testing, 2 Rigs	36					■				18 P-wells, 3 R-wells																																													
<i>Fluid Collection and Reinjection System</i>																																																							
Fabrication, Delivery, Construction/Installation	48					■																																																	
<i>Power Plant (70MW x 1 + (70MW + 40MW) x 1)</i>																																																							
Design, manufacturing ,delivery & Instal. of Unit 1	24									■				Unit 1 (70)																																									
Commissioning activities	3																																																						
Design, manufacturing ,delivery & Instal. of Unit 2	24													■				Unit 2 (70)																																					
Commissioning activities	3																																																						
Design, manufacturing ,delivery & Instal. of Unit 3	24																	■				Unit 3 (40)																																	
Commissioning activities	3																																																						
<i>Switchyard</i>																																																							
Design, manufacturing ,delivery & Instal. for Unit 1	24																																																						
Design, manufacturing ,delivery & Instal. for Unit 4&5	6																																																						
Operation Stage																																																							
70MW																																																							
180MW																																																							
Paka East																																																							
Development Stage																																																							
<i>Steam Field Development</i>																																																							
Preparation, Civil Works for Well Drilling	6																																																						
Well Drilling & Testing, 2 Rigs	36					■				15 P-wells, 2 R-wells																																													
<i>Fluid Collection and Reinjection System</i>																																																							
Fabrication, Delivery, Construction/Installation	24													■																																									
<i>Power Plant (70MW x 2)</i>																																																							
Design, manufacturing ,delivery & Instal. of Unit 4&5	24																																																						
Commissioning activities	3																																																						
Design, manufacturing ,delivery & Instal. of Unit 4&5	24																																																						
Commissioning activities	3																																																						
<i>Switchyard</i>																																																							
Design, manufacturing ,delivery & Instal. for Unit 2&3	24																																																						
Operation Stage																																																							
140MW																																																							

表 III -6-3 概略開発コスト (パカ)

Exploration Stage						Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks	
Exploration/Appraisal Well Drilling	L.S.	1		43,950,000		
Well Pad	Lot	1	600,000	600,000	For reinjection well, Size: 100m x 150m	
Lay Down/Operation Center	Lot	0	250,000	-		
Access Road	km	0	40,000	-	Width: 6-8m	
Water Supply System	L.S.	1	2,400,000	2,400,000	Tanks, booster pumps, power supply, etc.	
Production Well Drilling	Well	8	4,000,000	32,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion	
Reinjection Well Drilling	Well	1	4,000,000	4,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion	
Water Supply Operation	Well	9	50,000	450,000	Power/water domestic supply	
Well Testing	Well	9	500,000	4,500,000		
Environmental Impact Assessment	L.S.	1		300,000		
Feasibility Study	L.S.	1		1,000,000		
Total Exploration Stage Cost	L.S.	1		45,250,000		

Development Stage (Steam Field)						Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks	
Start-up Well Drilling	L.S.	1		175,870,000		
Well Pad	Lot	4	600,000	2,400,000	3 for production and 1 for reinjection	
Lay Down/Operation Center	Lot	1	250,000	250,000		
Access Road	km	8	40,000	320,000	Width: 6-8m	
Production Well Drilling	Well	33	4,000,000	132,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion	
Reinjection Well Drilling	Well	5	4,000,000	20,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion	
Water Supply Operation	Well	38	50,000	1,900,000	Power/water domestic supply	
Well Testing	Well	38	500,000	19,000,000		
FCRS Construction	L.S.	1		57,000,000		
Separator Station West 1 & 2	L.S.	2	5,250,000	10,500,000	80m x 100m each	
FCRS Piping West (180MW)	L.S.	1	21,000,000	21,000,000	including civil works, instrument, etc.	
Separator Station East 1 & 2	L.S.	2	4,500,000	9,000,000	80m x 100m each	
FCRS Piping East (140MW)	L.S.	1	16,500,000	16,500,000	including civil works, instrument, etc.	
Total Steam Field Cost	L.S.	1		232,870,000		

Development Stage (Power Plant)						Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks	
Power Plant_West 180MW	L.S.	1		284,000,000	180MW (70MW x 2 + 40MW)	
Site Preparation	L.S.	1	4,000,000	4,000,000	360m x 200m	
Power Plant	L.S.	2	104,000,000	208,000,000	70MW x 2	
Power Plant	L.S.	1	72,000,000	72,000,000	40MW	
Power Plant_East 140MW	L.S.	1		212,000,000	140MW (70MW x 2)	
Site Preparation	L.S.	1	4,000,000	4,000,000	240m x 200m	
Power Plant East	L.S.	2	104,000,000	208,000,000	70MW x 2	
Switchyard and Transmission Line	L.S.	1		25,720,200		
Site Preparation	m2	31,680	40	1,267,200	Paka West:110m x 160m, Paka East: 110m x 128m	
Switchyard	L.S.	11	1,463,000	16,093,000	Paka West: 10,241,000 and Paka East: 5,852,000	
Transmission Line	km	38	220,000	8,360,000	Paka West PS- Paka SS: 28km, Paka East PS-Paka West PS: 10km by 2 circuit of single Canary	
Total Power Plant Cost	L.S.	1		521,720,200		

Operation Stage						Unit:US\$
Item	Unit	Quantity	Unit Price	Price	Remarks	
Make-up Well Drilling	L.S.	1		135,450,000		
Well Pad	Lot	3	600,000	1,800,000	For production wells, Size: 100m x 150m x 3	
Production Well Drilling	Well	30	4,000,000	120,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion	
Reinjection Well Drilling	Well	3	4,000,000	12,000,000	±2,000mTD, Directional, 7" liner completion	
Water Supply Operation	Well	33	50,000	1,650,000	Power/water domestic supply	

III -6.5 経済性評価

(1) 財務評価

以上の開発計画を前提にパカ地点の経済性評価を行った。アルス地点と同様に最初に開発コストを求める財務評価を実施した。アルス地点と同様に、(i)民間企業による一貫開発、(ii)GDCと民間企業による共同開発、(iii)GDCによる一貫開発、の3ケースを想定して評価した。財務評価の前提もアルス地点と同様である。

<財務評価の結果>

当地点での地熱発電所の建設費は、表 III -6-4 の通りである（10%のコンサルタント経費及び管理費を含む）。また、各開発形態における発電コスト、蒸気コストは表 III -6-5、図 III -6-10 のように試算された。

表 III -6-4 パカ地点の建設費合計

項目	蒸気フィールド [※] (million US\$)	発電所 (million US\$)	合計 (million US\$)	建設単価 (US\$/kW)
建設費	290	574	864	2,700
建中金利 (IDC)	16	38	54	-
建設費 (IDC 込み)	306	612	918	2,870

表 III -6-5 パカ地点における各開発形態別の発電コスト・蒸気コスト (US¢/kWh)

開発形態	民間一貫開発	GDC・IPP 共同開発	GDC 一貫開発
蒸気コスト	5.6	3.0	3.0
エネルギー変換コスト	5.8	5.8	4.0
発電コスト (合計)	11.4	8.8	7.0

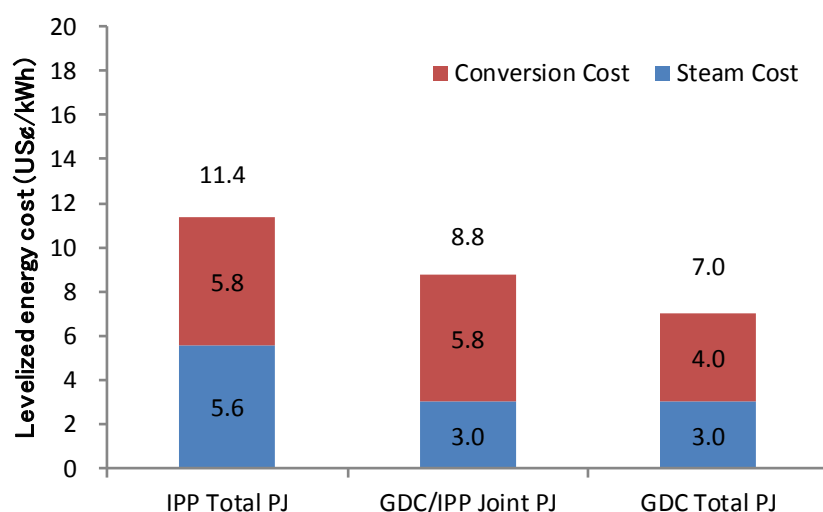


図 III -6-10 パカ地点における各開発形態別の発電コスト・蒸気コスト

(2) 経済評価

次に、当地点の開発に社会経済的な意義があるかを確認するため、経済評価を行った。アルス地点と同様に、(i)石炭火力、(ii)LNG 複合火力、(iii)ディーゼル発電、の3発電所を想定して評価した。経済評価の前提はアルス地点と同様である。

<経済評価の結果>

パカ地点開発の各代替火力発電所に対する経済評価の試算結果は表 III -6-6 のとおりである。いずれもケニアの社会経済的機会費用である 12%を超えており、当地点における地熱発電所の建設は、社会経済的に意義があると認められた。

表 III -6-6 パカ地点開発の各代替火力発電所に対する優位性

代替火力発電所	石炭火力	LNG 複合火力	ディーゼル発電
経済的内部収益率 (EIRR)	23.5%	23.8%	37.5%

(3) 感度分析

当地点での地熱発電所の建設費は US\$ 918 million、建設単価 2,870 US\$/kW と試算されたが、この建設費が上下した場合の発電コストや経済評価の感度分析結果を図 III -6-11、図 III -6-12 に示す。建設費が想定コストに対して±20%変化した場合、GDC・IPP 共同開発の場合の発電コストは 7.3 US¢/kWh (-16.7%)から 10.3 US¢/kWh (+16.7%)の範囲で変化する。また、経済評価については、建設費が 20%上昇しても地熱発電は石炭火力、LNG 複合発電、ディーゼル発電に対し十分な経済性を有することが分かった。

また、当地点での生産井の平均出力は 9.5MW/本と推定されているが、この平均出力が変化した場合の発電コストや経済評価の感度分析結果を図 III-6.13、図 III-6.14 に示した。もし、生産井平均出力が 4.5 MW/本へと減少すると、GDC・IPP 共同開発の場合の発電コストは 10.2 US¢/kWh へと 16.2%上昇する。ただし、経済評価は平均出力が 4.5 MW/本に減少しても依然、石炭火力に対して経済性を有していると試算された。

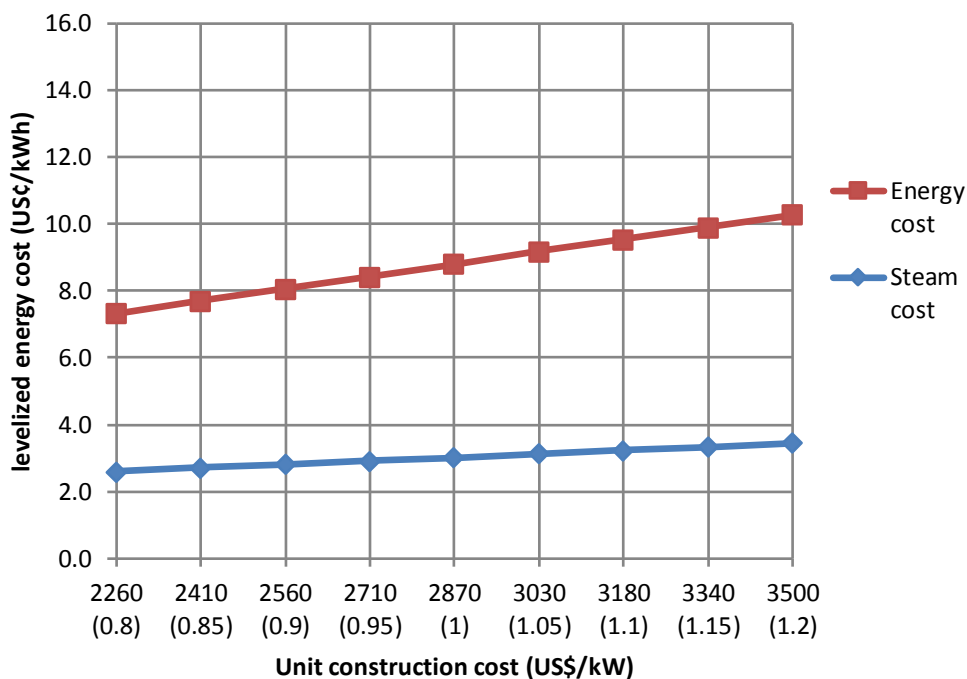


図 III -6-11 建設費の変化に対する発電コストの感度分析 (パカ地点)

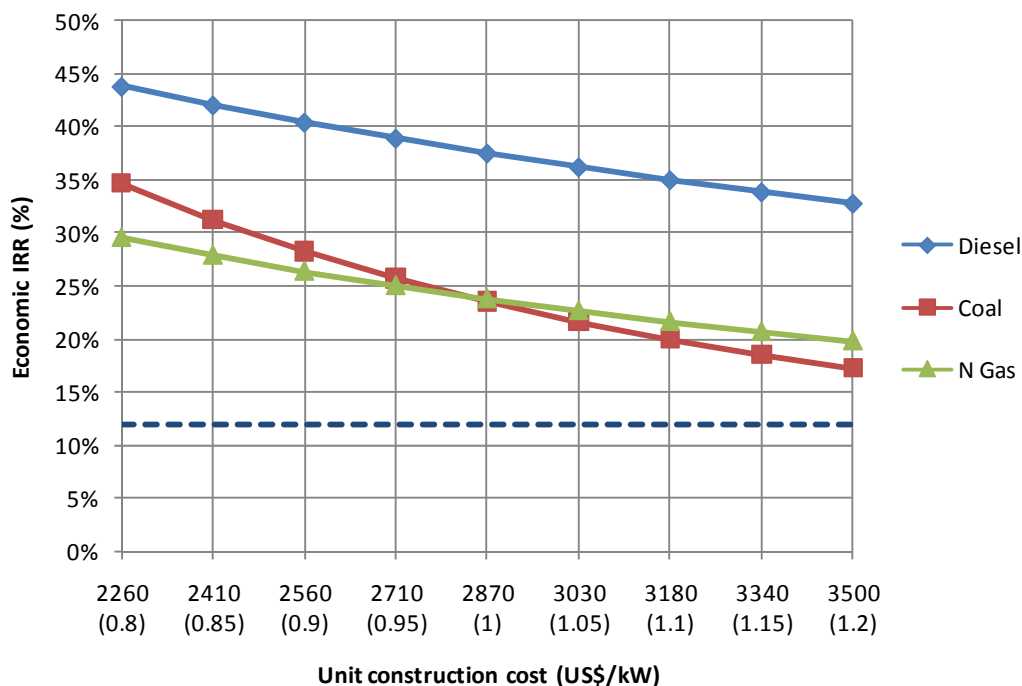


図 III -6-12 建設費の変化に対する経済評価の感度分析 (パカ地点)

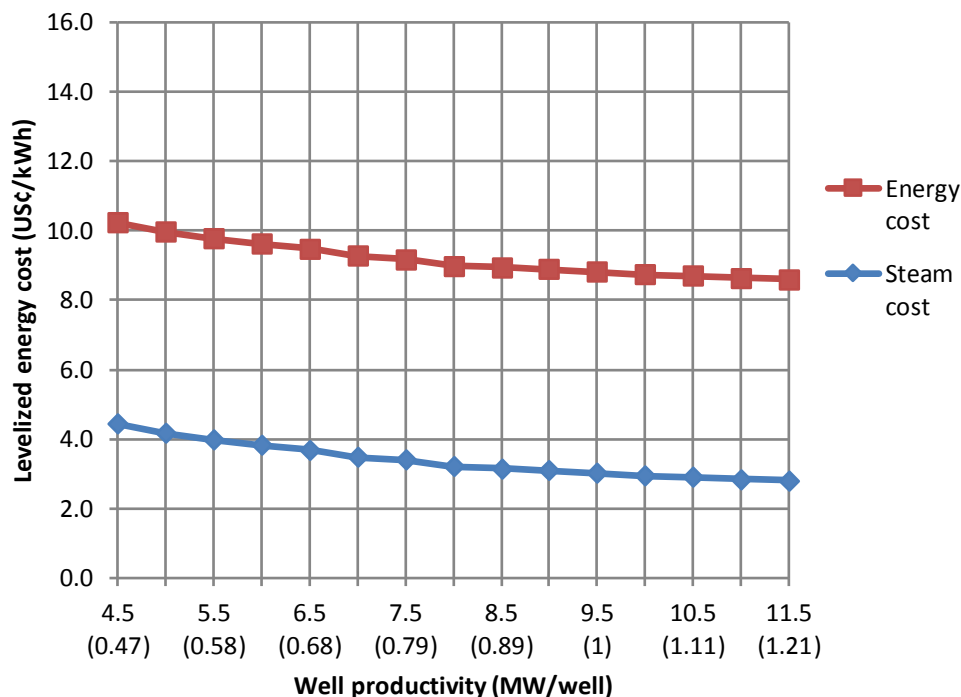


図 III -6-13 生産井平均出力の変化に対する発電コストの感度分析（パカ地点）

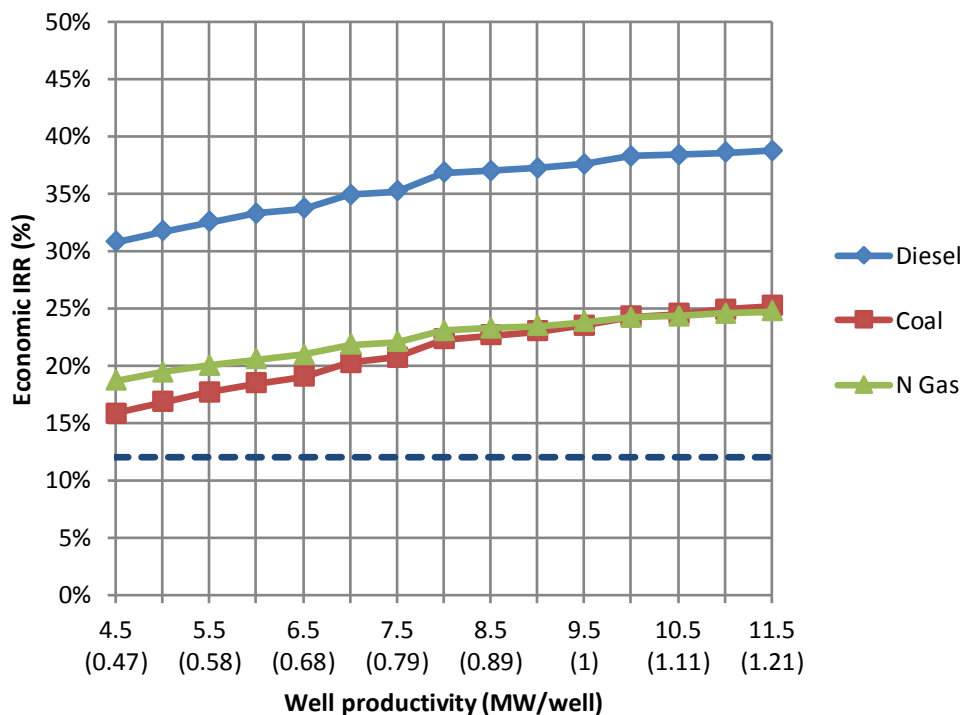


図 III -6-14 生産井平均出力の変化に対する経済評価の感度分析（パカ地点）

III -7 送電線整備

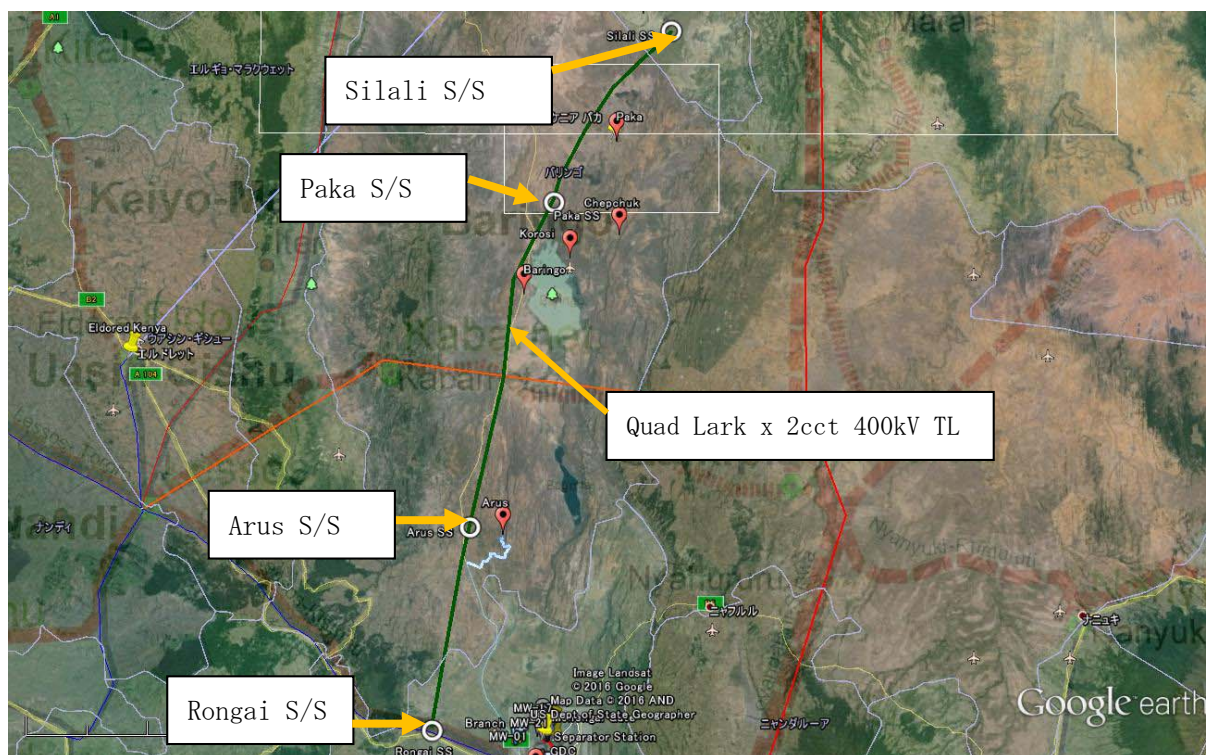
III -7.1 概要

GDC 社が開発中の各地熱発電設備建設予定地沿いに、KETRACO 社は、図 III -7-1 のとおり 400 kV 送電線を建設する予定である。

LCPDP2013 によるとアルス（ボゴリア）地区、コロシ地区、パカ地区及びシラリ地区の 4 地点を結ぶ 400kV x 2 回線、総長 150km の送電線が 2020 年までに建設され、当該 4 地点に 400kV 開閉所が建設される計画である。

2014 年 11 月、KETRACO 社及び GDC 社で聴き取りした結果、LCPDP2013 の内容は変電所の建設予定地はアルス地区、パカ地区及びシラリ地区の 3 地点であり、KETRACO 社は本 3 地点の 220/400kV 変電所建設と 165km の 400kV x 2 回線の送電線を建設する計画としている。

本プロジェクト実施により、ケニア国電力システムの末端に位置する地域に電力を供給する事で、送電線末端地域に発生する電圧降下を抑制し、電力システムの安定に寄与する。

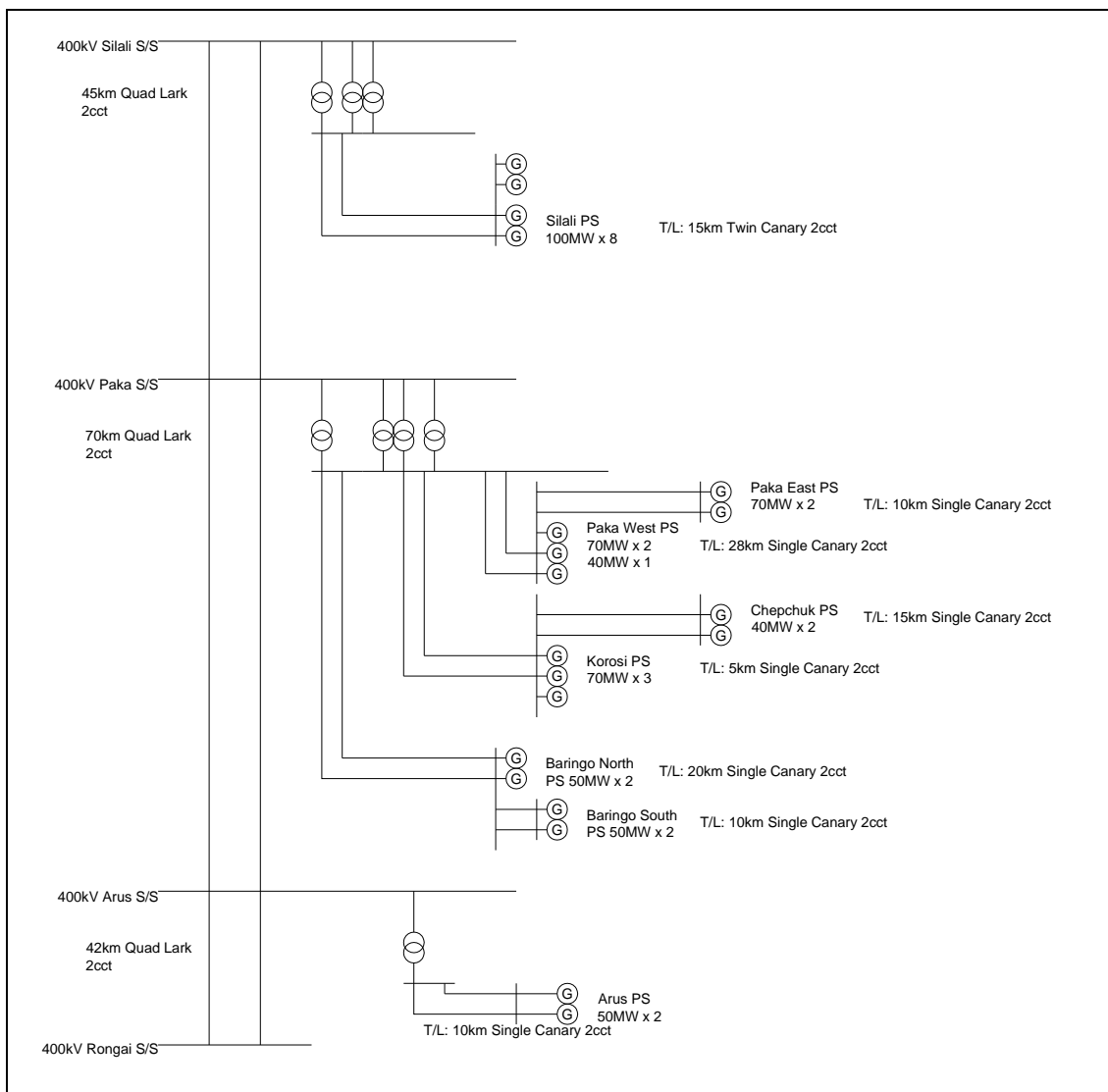


JICA 調査団作成

図 III -7-1 ロンガイーシラリ 400kV 送電線ルート(案)

400kV 送電線を既設送電線へ接続するために、ロンガイ地区に新規の変電所建設も計画されている。

図 III -7-2 には、2014 年 11 月時点で GDC 社及び KETRACO 社と協議・確認した 400kV 送電系統単線結線図、及び GDC 社が計画している各変電所から KETRACO 社が建設する 400kV 変電所接続について単線結線図にて示す。



JICA 調査団作成

図 III -7-2 ロンガイーシラリの 400kV 送電線・変電所接続の単線結線図 (案)

アルス発電所 (50MW x 2) は 220kV x 10km x 2 回線送電線 (Single Canary) にて 400/220kV アルス変電所へ接続される。

バリngo発電所建設については、第一段階として Baringo 南発電所 (50MW x 2) が建設され 220kV x 30km x 2 (Single Canary) にて 400/220kV パカ変電所へ接続される。その後、バリngo南発電所開閉所を 1 ベイ拡張し、50MW x 1 を接続する。バリngo北発電所 (50MW x 2) 建設に伴い、バリngo南発電所-400/220kV パカ変電所間 220kV 送電線路へバリngo北発電所を π 接続し、400/220kV パカ変電所へ送電を行う。

コロシ発電所 (70MW x 3) は 220kV x 5km x 2 回線 (Single Canary) にて 400/220kV パカ変電所に接続される。

チェプチャク発電所 (40MW x 2) は 220kV x 15km x 2 回線 (Single Canary) にて一旦コロシ発電所開閉所に接続され、400/220kV パカ変電所に接続される。

パカ西発電所 (70MW x 2、40MW x 1) は 220kV x 28km x 2 回線 (Single Canary) にて 400/220kV パカ変電所に接続される。パカ東発電所 (70MW x 2) は 220kV x 10km x 2 回線 (Single Canary) にて一旦パカ西発電所に接続され 400/220kV パカ変電所に接続される。

III -7.2 送電線における電圧降下及び損失

上記計画を基に想定される、各発電所から最寄りの 400/220kV 変電所までの送電線路における電圧降下及び送電線損失は以下のとおりである。

表 III -7-1 想定される電圧降下

No	Transmission Line	Voltage Drop (%)	Specification
1	Arus PS-Arus SS	0.28%	220kV 2cct 10km 100MW (Single Canary)
2	Baringo South PS – Baringo North PS	0.28%	220kV 2cct 10km 100MW (Single Canary)
3	Baringo North – Paka SS	1.12%	220kV 2cct 20km 200MW (Single Canary)
4	Korosi PS-Paka SS	0.30%	220kV 2cct 5km 210MW (Single Canary)
5	Chepchuk PS-Paka SS	0.448%	220kV 2cct 20km 80MW (Single Canary)
6	Paka West PS-Paka SS	1.42%	220kV 2cct 28km 180MW (Single Canary)
7	Paka East PS – Paka SS	1.49%	220kV 2cct 38km 140MW (Single Canary)

表 III -7-2 想定される送電線損失

No	Transmission Line	Loss (%)	Specification
1	Arus PS-Arus SS	0.31%	220kV 2cct 10km 100MW (Single Canary)
2	Baringo South PS – Baringo North PS	0.31%	220kV 2cct 10km 100MW (Single Canary)
3	Baringo North – Paka SS	1.24%	220kV 2cct 20km 200MW (Single Canary)
4	Korosi PS-Paka SS	0.33%	220kV 2cct 5km 210MW (Single Canary)
5	Chepchuk PS-Paka SS	0.50%	220kV 2cct 20km 80MW (Single Canary)
6	Paka West PS-Paka SS	1.56%	220kV 2cct 28km 180MW (Single Canary)
7	Paka East PS-Paka SS	1.65%	220kV 2cct 38km 140MW (Single Canary)

また、400kV パカ変電所－400kV アルス変電所間 70km における 400kV 4 線式 Lark x 2 回線送電線による損失は 0.62%、400kV アルス変電所－400kV ロンガイ変電所間 42km における 400kV

4 線式 Lark x 2 回線送電線による損失は 0.43%、総計 1.05%程度と非常に小さい。

III -7.3 400kV 送電系統への接続方法

(1) 400/220kV アルス変電所への接続方法

下図にアルス発電所からの 220kV x 2 回線を 400/220kV アルス変電所に接続する際の所内単線結線図を示す。

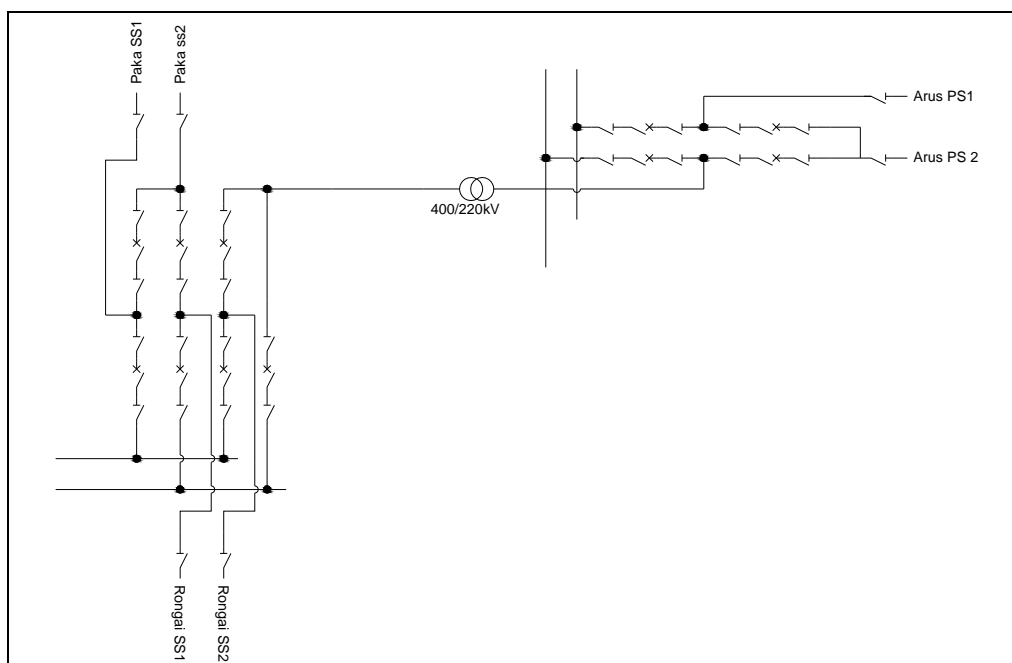


図 III -7-3 アルス変電所とアルス発電所の接続単線結線図

アルス変電所の仕様は以下のとおり。

- 400kV x 7bay (アルス発電所向けの 2bay を含む)
- 220kV x 4bay
- 440kV/220kV 350MVA Tr

(2) 400/220kV パカ変電所への接続方法

下図にパカ発電所、チェプチャク発電所、コロシ発電所及びバリngo南発電所からの 220kV x 8 回線を 400/220kV パカ変電所に接続する際の所内単線結線図を示す。

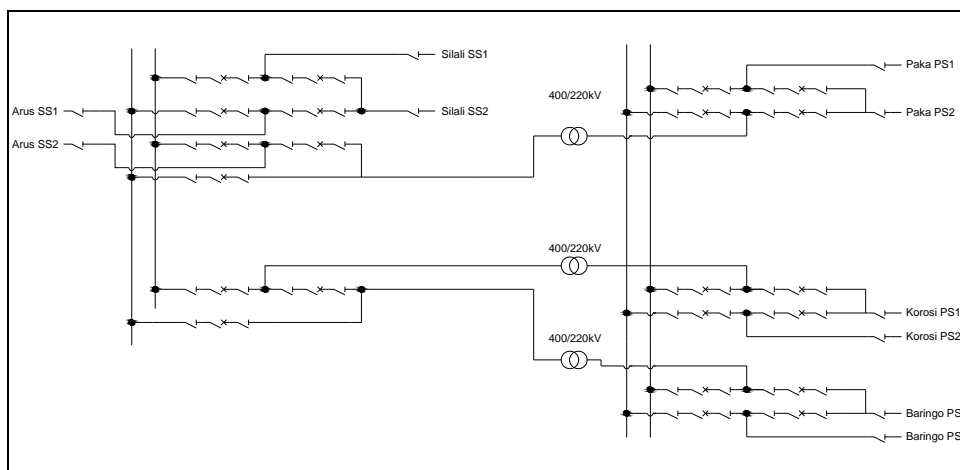


図 III -7-4 パカ変電所とパカ・チェプチャク・コロシ・バリngo南発電所の接続単線結線図

パカ変電所の仕様は以下のとおり。

- 400kV x 10bay
- 220kV x 12bay
- 440kV/220kV 350MVA Tr x 3

III -7.4 400kV 送変電設備費用

以下に各発電所建設に伴う KETRACO 所掌の送電線、400/220kV 変電所の拡張工事費を示す。送変電設備拡張に伴う事業費は USD 58,908,000 と想定される。

表 III -7-3 アルス発電所から 400/220kV アルス変電所への送変電設備費用

Name	Cost ('000 USD)	Remarks
220kV Bay for Arus PS	5,852	4 bay
400/220kV 350MVA transformer	4,700	1 unit
400kV Bay for Arus PS	4,000	2 bay
Total	14,552	

表 III -7-4 パカ・チェプチャク・コロシ・バリngo南発電所から 400/220kV パカ変電所への送変電設備費用

Name	Cost ('000 USD)	Remarks
220kV Bay for Baringo PS	5,852	4 bay
400/220kV 350MVA transformer	4,700	1 unit
400kV Bay for Baringo PS	4,000	2 bay
220kV Bay for Korosi PS	5,852	4 bay
220kV Bay for Paka PS	5,852	4 bay
400/220kV 350MVA transformer	14,100	3 unit
400kV Bay for Korosi PS	2,000	1 bay
400kV Bay for Paka PS	2,000	1 bay
Total	44,356	