

キルギス共和国
エネルギー・産業省

キルギス国
チュイ州小水力発電開発に関する
情報収集・確認調査
ファイナルレポート

平成 25 年 6 月
(2013 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

東電設計株式会社
株式会社建設技研インターナショナル

東中
CR(10)
13-005

【目次】

第1章 調査の背景.....	1-1
1-1 調査の目的.....	1-1
1-2 調査の対象地域.....	1-1
1-3 調査の内容.....	1-1
1-4 調査の背景.....	1-3
1-5 調査体制および調査実績.....	1-4
1-5-1 調査団の構成・分担.....	1-4
1-5-2 調査実績.....	1-4
第2章 電力セクターの概況.....	2-1
2-1 組織体制.....	2-1
2-1-1 組織体制.....	2-1
2-1-2 運営維持管理能力.....	2-2
2-1-3 財務状況.....	2-5
2-2 法制度.....	2-7
2-3 電気料金体系.....	2-8
2-3-1 電気料金制度.....	2-8
2-3-2 電気料金の推移.....	2-8
2-3-3 「電気」と「お金」の流れ.....	2-9
2-3-4 現状の電気料金レベルと今後の値上げ計画.....	2-10
2-4 電力需給状況.....	2-11
2-4-1 既設設備の概要.....	2-11
2-4-2 電力需給状況.....	2-21
2-4-3 2012年1月の最大供給実績と最大ピーク需要想定.....	2-25
2-5 電力損失.....	2-27
2-5-1 送電ロス.....	2-27
2-5-2 配電ロス.....	2-27
2-6 電力設備の開発計画.....	2-33
2-6-1 電源開発計画.....	2-33
2-6-2 系統開発計画.....	2-36
2-6-3 配電設備の拡充計画.....	2-39
2-7 電力需給計画.....	2-42
2-7-1 需要想定.....	2-42
2-7-2 需給計画.....	2-44
2-8 電力セクターの課題と対策.....	2-48
2-9 他ドナーの動向.....	2-53
2-9-1 ADBの取り組み.....	2-53

2-9-2	世銀の取り組み	2-54
2-9-3	その他ドナーの取り組み	2-54
第 3 章	小水力発電開発の動向	3-1
3-1	組織体制	3-1
3-2	法制度	3-3
3-3	小水力開発の現状	3-5
3-3-1	小水力開発における経緯	3-5
3-3-2	既存施設の現状と運用の実績	3-10
3-3-3	小水力発電事業運営・施設維持管理体制	3-15
3-4	小水力開発計画	3-16
3-4-1	現在の小水力開発計画	3-16
3-4-2	今後の小水力開発計画	3-16
3-5	小水力発電開発の国際機関（他ドナー）等の支援実績・活動状況	3-20
3-5-1	UNDP による支援	3-20
3-5-2	EBRD による支援	3-21
3-5-3	ノルウェーによる支援	3-21
3-5-4	ドイツ銀行グリーン基金等の民間活用	3-21
3-6	小水力発電開発の課題（制作面・予算面）	3-23
3-7	小水力発電開発による全体の電力政策・計画への貢献	3-25
3-7-1	電力危機における供給力拡充プロジェクトの必要性	3-25
3-7-2	電力危機に対する具体的な方策	3-26
3-7-3	今後期待される足の速いプロジェクト	3-27
3-7-4	日本の支援として期待されるプロジェクト	3-28
第 4 章	環境社会配慮	4-1
4-1	概要	4-1
4-2	小水力発電事業に関する環境社会配慮関連法規	4-1
4-2-1	環境関連法規	4-1
4-2-2	社会配慮関連法規	4-4
4-3	環境社会影響評価	4-4
4-3-1	環境社会影響評価に関する組織	4-4
4-3-2	環境社会影響評価に関する法規制	4-5
4-3-3	小水力発電事業に関する環境社会影響評価	4-6
4-4	自然環境の保護	4-6
4-4-1	自然保護区と森林保護	4-6
4-4-2	生態系の状況	4-7
4-5	土地管理にかかわる法制度	4-8
4-5-1	法令	4-8

4-5-2 制度	4-8
4-6 水利用	4-9
4-6-1 水資源とその利用	4-9
4-6-2 灌漑水路	4-10
4-6-3 気候変動	4-10
4-7 小水力発電事業にかかわる社会配慮	4-11
4-7-1 貧困問題	4-11
4-7-2 ジェンダー配慮	4-12
4-8 開発候補地で想定される環境社会影響	4-12
4-8-1 既存の環境社会影響評価報告書のレビュー結果	4-12
4-8-2 環境社会配慮に関する現地調査結果	4-16
4-9 まとめ	4-22
第 5 章 Chi 州小水力発電開発にかかる基礎情報	5-1
5-1 キルギスおよび Chui 州の概要	5-1
5-1-1 自然条件	5-1
5-1-2 社会・経済状況	5-4
5-2 水文・気象、地形、地質情報	5-6
5-2-1 水文・気象情報	5-6
5-2-2 地形・地質情報	5-12
5-3 水利用状況	5-14
5-3-1 灌漑設備	5-14
5-3-2 灌漑設備利用の水力発電所	5-15
5-3-3 Chu 川の水利用	5-15
5-4 現在の電力供給状況	5-17
5-5 送・配電および輸送環境	5-18
5-5-1 既設電力系統との連系要件	5-18
5-6 裨益対象地域、裨益対象者	5-19
5-7 既往の小水力発電開発	5-21
5-7-1 既往開発小水力発電所の全体的な特徴・傾向	5-21
5-7-2 既往発電所の現地調査	5-22
5-7-3 既往開発小水力発電所の全体的な特徴・傾向	5-37
第 6 章 有望候補ポテンシャル地点の抽出と実施に向けた課題	6-1
6-1 踏査対象ポテンシャル地点の抽出	6-1
6-2 ポテンシャル地点の現地踏査	6-4
6-2-1 Kegeti 地点	6-4
6-2-2 Djardy-Kainda 地点	6-15
6-2-3 Issyk-Ata-2 地点	6-29

6-2-4	Sokuluk-1 地点.....	6-35
6-2-5	Alamedin 地点	6-45
6-2-6	Shamsi 地点	6-50
6-2-7	Chon-Kemin-1, 2 & 3 地点	6-59
6-2-8	Ak Suu-1&2 地点.....	6-68
6-2-9	Lebedinovka 地点	6-77
6-2-10	現地踏査結果のまとめ	6-81
6-3	候補地点の発電計画の検討.....	6-82
6-3-1	水文資料の分析	6-82
6-3-2	Lebedinovka 地点の改修計画.....	6-88
6-3-3	発電諸元と概算工事費の算出	6-91
6-3-4	裨益効果	6-93
第 7 章	まとめ.....	7-1
7-1	電力セクターの課題.....	7-1
7-2	冬季の電力需給計画.....	7-1
7-3	今後期待される足の速いプロジェクト	7-3
7-4	日本の支援として期待されるプロジェクト	7-4
7-5	小水力開発の支援における留意事項.....	7-4
7-6	Chui 州小水力発電開発にかかる基礎情報	7-5
7-6-1	水文・気象条件	7-6
7-6-2	Chui 州の小水力地点.....	7-6
7-6-3	小水力発電所新設による裨益効果	7-6
7-7	有望な小水力開発ポテンシャル地点.....	7-7
7-7-1	ポテンシャル地点の抽出と現地踏査	7-7
7-7-2	候補地点の評価	7-7
7-8	有望な小水力開発ポテンシャル地点.....	7-10

【 表リスト 】

表 2-1-1	電力セクターの損益	2-5
表 2-1-2	信頼度に応じた原価シナリオ	2-5
表 2-1-3	信頼度に応じた原価シナリオ（原価内訳 Som, 2010）	2-6
表 2-3-1	電気料金の推移	2-8
表 2-4-1	既設発電設備の概要	2-11
表 2-4-2	キルギスにおける送変電設備量(2012 年).....	2-13
表 2-4-3	キルギスにおける配電設備量(2012 年).....	2-19
表 2-4-4	冬季最大需要に対するエリア別電力供給（2012 年計画値）	2-24
表 2-6-1	電源開発計画	2-34
表 2-6-2	各ドナー支援による JSC NEGK が実施予定の送電系統拡充・改修プロジェクト	2-36
表 2-6-3	各ドナー支援による配電会社が実施予定の配電設備拡充・改修プロジェクト	2-40
表 2-7-1	電力需給計画（Real Case: 最大ピーク需要(MW)が年率 0%で増の場合）	2-45
表 2-7-2	電力需給計画（Base Case: 最大ピーク需要(MW)が年率 2.5%で増の場合）	2-46
表 2-7-3	参考：電力需給計画（Optimistic Case: 最大ピーク需要(MW)が年率 5.0%増の場合）	2-47
表 2-9-1	ドナーによる電力セクター支援（2013-2017 年, 検討中を含む）	2-56
表 3-3-1	Chui 州の廃止発電所.....	3-5
表 3-3-2	Issyk Kul 州の廃止発電所.....	3-6
表 3-3-3	Naryn 州の廃止発電所	3-7
表 3-3-4	Talas 州の廃止発電所.....	3-8
表 3-3-5	Osh 州および Batken 州の廃止発電所.....	3-8
表 3-3-6	Jalal-Abad 州の廃止発電所.....	3-9
表 3-3-7	JSC Chakan GES の所有する小水力発電所	3-11
表 3-3-8	Issyk-Ata 水力発電所の主要諸元.....	3-14
表 3-3-9	小水力発電事業者候補一覧	3-15
表 3-4-1	現在の小水力開発計画（2008 年大統領令）	3-18
表 3-4-2	今後の小水力開発計画（EBRD 調査結果）	3-19
表 3-7-1	今後期待される供給力拡充プロジェクトの増出力見込み値（調査団想定）	3-27
表 4-2-1	小水力発電事業に関する環境法規制	4-1
表 4-7-1	貧困に関する主な指標	4-11
表 4-8-1	環境社会影響に関する結果と配慮すべき事項（Sokuluk-5 のケース）	4-14
表 4-8-2	現地確認調査の結果に基づく環境社会配慮面の要点の整理.....	4-18
表 5-1-1	Chui 州の行政地区	5-5
表 5-2-1	Chui 州の月平均降水量.....	5-7
表 5-2-2	Bishkek の気温	5-8
表 5-2-3	測水所観測比流量（m ³ /s/100km ² ）（1992-1996, 1999, 2001-2002 年）.....	5-9
表 5-3-1	灌漑設備利用の水力発電所	5-15

表 5-7-1	稼働中の小水力発電所	5-21
表 5-7-2	Sokuluk-2 発電所の諸元.....	5-27
表 5-7-3	Alamedin Cascade 小水力発電所群	5-33
表 6-1-1	Chui 州における小水力開発 調査候補地点.....	6-2
表 6-2-1	Kegeti 川計測ポイントの位置情報等.....	6-7
表 6-2-2	Djardy-Kainda 川計測ポイントの位置情報等.....	6-18
表 6-2-3	Sokuluk 川計測ポイントの位置情報等	6-38
表 6-2-4	Chon-Kemin 川計測ポイントの位置情報等.....	6-62
表 6-2-5	Ak Suu 川計測ポイントの位置情報等	6-71
表 6-2-6	Lebedinovka 発電所の機器諸元.....	6-77
表 6-2-7	現地踏査地点の評価結果	6-81
表 6-3-1	Lebedinovka 発電所 2 号機 改修計画の発電諸元と概略工事費	6-88
表 6-3-2	Lebedinovka 発電所 2 号機 改修計画の裨益効果と経済性の評価.....	6-89
表 6-3-3	Lebedinovka 発電所 2 号機 改修計画の冬期最大出力の内訳.....	6-90
表 6-3-4	水車機器の使用期間	6-90
表 6-3-5	候補地点の発電諸元と概略工事費	6-92
表 6-3-6	候補地点の季節別発電出力	6-94
表 7-3-1	今後期待される供給力拡充プロジェクトの増出力見込み値（調査団想定）	7-3
表 7-7-1	候補地点の比較	7-8
表 7-7-2	候補地点の特徴と今後の主要検討課題	7-9

【 図リスト 】

図 1-2-1	Chui 州の位置図	1-2
図 2-1-1	電力セクター組織図	2-1
図 2-3-1	電力セクターにおける「電気」と「お金」の流れ.....	2-10
図 2-4-1	発電設備および送電設備の位置図	2-12
図 2-4-2	CAPS における中央アジア電力輸出入の推移.....	2-14
図 2-4-3	中央アジア電力システム (Central Asian Power System; CAPS)	2-14
図 2-4-4	ウズベキスタンにおける系統開発状況	2-16
図 2-4-5	カザフスタンにおける系統開発状況	2-17
図 2-4-6	各配電会社のサービスエリア図	2-18
図 2-4-7	全取替が必要な設備の割合 (配電会社・設備別)	2-19
図 2-4-8	全配電設備量に占める各配電会社保有設備の割合.....	2-20
図 2-4-9	電力供給量および電力消費量の推移	2-21
図 2-4-10	Naryn 川 (Toktogul 貯水池上流) の年間平均河川流量の推移	2-22
図 2-4-11	最大ピーク出力の推移	2-22
図 2-4-12	最大ピーク出力と年負荷率の実績	2-23
図 2-4-13	電力供給量の月別変動 (2007 年および 2008 年実績値)	2-24
図 2-4-14	2012 年冬季の最大需要に対する MEI による電力供給計画	2-25
図 2-5-1	キルギスの送電系統における過去 5 年間の送電ロスの推移.....	2-27
図 2-5-2	JSC Severelectro における過去 5 年間の配電ロスの推移	2-28
図 2-5-3	JSC Vostokelectro における過去 5 年間の配電ロスの推移	2-28
図 2-5-4	JSC Oshelectro における過去 5 年間の配電ロスの推移.....	2-29
図 2-5-5	JSC Jalal-Abadelectro における過去 5 年間の配電ロスの推移.....	2-29
図 2-5-6	キルギスにおける過去 5 年間の配電ロスの推移.....	2-30
図 2-6-1	Arka 地域電力供給改善プロジェクト対象地域.....	2-38
図 2-7-1	GDP の推移	2-43
図 2-7-2	電力供給量および電力消費量の推移 (再掲)	2-43
図 2-7-3	GDP 経済成長率および電力消費量伸び率の関係.....	2-43
図 2-7-4	需給計画 (Real Case: 最大ピーク需要(MW)が年率 0%で増の場合)	2-45
図 2-7-5	需給計画 (Base Case: 最大ピーク需要(MW)が年率 2.5%で増の場合)	2-46
図 2-7-6	参考: 需給計画 (Optimistic Case: 最大ピーク需要(MW)が年率 5.0%増の場合) ..	2-47
図 2-8-1	電力安定供給に向けた理想的な取り組み (イメージ図)	2-48
図 2-8-2	キルギスにおける過去 5 年間の配電ロスの推移 (再掲)	2-50
図 3-1-1	小水力発電開発に係る政府の組織図	3-1
図 3-1-2	小水力発電事業者から消費者への電気の流れ.....	3-2
図 3-3-1	出力帯で見る廃止小水力発電所	3-10
図 3-3-2	JSC Chakan GES の年間発生電力量 (2000 年~2012 年)	3-12
図 3-3-3	JSC Chakan GES の年間輸出電力量 (2010 年~2012 年)	3-12

図 3-3-4	JSC Chakan GES の年間売電収入 (2010 年～2012 年)	3-13
図 3-3-5	JSC Chakan GES 技術部門の組織体制図	3-13
図 3-7-1	需給計画 (最大ピーク需要(MW)が年率 2.5%で増の場合) (再掲)	3-25
図 4-3-1	SAEPF 組織図	4-5
図 4-3-2	SIETS 組織図	4-5
図 4-4-1	自然保護区の地図 (Chui 州部分)	4-7
図 4-6-1	Chui 州の灌漑水路の位置図	4-10
図 5-1-1	キルギス位置図	5-1
図 5-1-2	Chui 州位置図	5-2
図 5-1-3	GDP 成長率と一人当たり GDP	5-5
図 5-2-1	Chui 州の Hydropost(測水所)配置図	5-7
図 5-2-2	Chui 州の月平均降水量	5-8
図 5-2-3	流量資料の Hydropost 概略位置図	5-9
図 5-2-4	Hydropost 観測比流量	5-10
図 5-2-5	比流量と降水量	5-11
図 5-2-6	比流量と気温	5-11
図 5-2-7	Chui 州の地形と河川	5-12
図 5-2-8	Ala Arach 川の河川縦断面図	5-13
図 5-3-1	Chu 川流域灌漑開発図	5-16
図 5-7-1	Issyk-Ata 地点へのアクセス図	5-22
図 5-7-2	既設 Issyk-Ata 発電所位置	5-23
図 5-7-3	Issyk-Ata 川の縦断面図	5-23
図 5-7-4	Issyk-Ata-1 再開発地点鳥瞰図	5-26
図 5-7-5	Sokuluk 地点へのアクセス	5-27
図 5-7-6	Sokuluk-1,2 および Sokuluk-5 地点計画位置図	5-28
図 5-7-7	Sokuluk 川の縦断面図	5-29
図 5-7-8	Sokuluk-2 導水路横断面	5-30
図 5-7-9	Sokuluk-2 廃止発電所再開発発電所鳥瞰図	5-32
図 5-7-10	Alamedin Cascade Small Hydropower Plants 位置図	5-33
図 6-1-1	Chui 州における小水力発電所および開発候補地点	6-3
図 6-2-1	Kegeti 地点へのアクセス	6-4
図 6-2-2	Kegeti 川 計測ポイント位置図	6-6
図 6-2-3	Kegeti 川の縦断面図 (EL2,028m 地点～灌漑取水地点)	6-7
図 6-2-4	Kegeti 地点鳥瞰図	6-12
図 6-2-5	Kegeti 地点鳥瞰図(上流側上方 (南側) より下流側 (北側) を望む)	6-13
図 6-2-6	Djardy-Kainda 地点へのアクセス	6-15
図 6-2-7	Djardy-Kainda 導水路断面	6-16
図 6-2-8	Djardy-Kainda 地点計画位置図	6-18
図 6-2-9	Djardy-Kainda 川の縦断面図 (取水地点～発電所地点)	6-19

図 6-2-10	Djary-Kainda 廃止発電所(左岸側上方(西側)から右岸側(東側)を望む)	6-26
図 6-2-11	Djary-Kainda 廃止発電所(下流側上方(北側)から上流側(南側)を望む)	6-27
図 6-2-12	Issyk-Ata 地点へのアクセス	6-29
図 6-2-13	Issyk-Ata 地点計画位置図および既設 Issyk-Ata 発電所	6-30
図 6-2-14	Issyk-Ata 川の縦断面図	6-31
図 6-2-15	Issyk-Ata-2 地点鳥瞰図(北側上方より南側を望む)	6-33
図 6-2-16	Sokuluk 地点へのアクセス	6-35
図 6-2-17	Sokuluk-1 導水路断面	6-36
図 6-2-18	Sokuluk-1,2 および Sokuluk-5 地点計画位置図	6-38
図 6-2-19	Sokuluk 川の縦断面図	6-39
図 6-2-20	Sokuluk-1 廃止発電所再開発電所鳥瞰図	6-43
図 6-2-21	Alamedin 地点へのアクセス	6-45
図 6-2-22	Alamedin 川の縦断面図	6-46
図 6-2-23	Shamsi 地点へのアクセス	6-50
図 6-2-24	Shamsi 川の縦断面図	6-52
図 6-2-25	Shamsi 小水力取水口地点(下流側上方(北側)から上流側(東側)を望む)	6-56
図 6-2-26	Shamsi 小水力発電所全体配置図	6-57
図 6-2-27	Chon-Kemin 地点へのアクセス	6-58
図 6-2-28	Chon Kemin-1,2 & 3 地点計画位置図	6-61
図 6-2-29	Chon Kemin 川の縦断面図	6-62
図 6-2-30	Chon Kemin 地点鳥瞰図(西側上方より東側を望む)	6-66
図 6-2-31	Ak Suu 地点へのアクセス	6-68
図 6-2-32	Ak Suu-1 および Ak Suu-2 地点計画位置図および既設自家発電所	6-70
図 6-2-33	Ak Suu 川の縦断面図(取水地点～発電所地点)	6-71
図 6-2-34	Ak Suu 地点鳥瞰図(西側上方より東側を望む)	6-75
図 6-2-35	Lebedinovka 発電所への流入量(2008年～2012年)	6-78
図 6-2-36	Lebedinovka 発電所の月別発生電力量(2008年～2012年)	6-78
図 6-2-37	Lebedinovka 発電所の年間発生電力量(2008年～2012年)	6-79
図 6-3-1	Kegeti-1&2 の流域面積図	6-82
図 6-3-2	Djardy-Kainda の流域面積図	6-83
図 6-3-3	Chon-Kemin-3 の流域面積図	6-84
図 6-3-4	Kegeti-1 (C.A.:127 km ²)の流況曲線	6-85
図 6-3-5	Kegeti-2 (C.A.:108 km ²)の流況曲線	6-86
図 6-3-6	Dardy-Kainda (C.A.:181 km ²)の流況曲線	6-86
図 7-2-1	需給計画 (Base Case: 最大ピーク需要(MW)が年率 2.5%で増の場合)	7-2

【 略語集 】

ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
bil.	billion	十億
C.A.	Catchment Area	流域面積
CAPS	Central Asia Power System	中央アジア電力システム
CASA1000	Central Asia South Asia Electricity Trade and Transmission Project	中央アジア-南アジア電力取引および送電プロジェクト
CB	Circuit Breaker	遮断器
CHP	Combined Heat and Power Station	熱併給発電所
CIS	Commonwealth of Independent States	独立国家共同体
CL	Cable Line	ケーブル配電線
CO2	Carbon Dioxide	二酸化炭素
DC	Direct Current	直流
DFR	Department For Regulation, MEI	エネルギー・産業省規制局
Directorate	Directorate for the Small and Medium Scale Power Generation Projects	中小水力発電事業局
DisCos	Distribution Companies	配電会社
DPCC	Development Partners' Coordination Council	開発パートナー協調会議
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development	欧州復興開発銀行
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIS	Environmental Impact Statement	環境影響評価書
ExIm Bank	Export-Import Bank	輸出入銀行
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GEF	Global Environment Facility	地球環境ファシリティ
GIS	Geographical Information System	地理情報システム
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, the German Society for International Cooperation	ドイツ国際協力公社
GWh	Gigawatt Hour	ギガワット時
HPP	Hydro Power Plant	水力発電所
IDB	Islamic Development Bank	イスラム開発銀行
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境調査
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IPP	Independent Power Producer	独立電気事業者
IUCN	International Union for Conservation of Nature and Natural Resources	国際自然保護連合

JICA	Japan International Cooperation Agency	独立行政法人 国際協力機構
JSC Chakan GES	Joint Stock Company Chakan GES	小水力発電会社
JSC EPP	Joint Stock Company Electric Power Plants	発電会社
JSC Jalal-Abatelectro	Joint Stock Company Jalal-Abatelectro	ジャララバード配電会社
JSC NEKG	Joint Stock Company National Electricity Grid of Kyrgyzstan	送電会社
JSC Oshelectro	Joint Stock Company Oshelectro	オシュ配電会社
JSC Severelectro	Joint Stock Company Severelectro	北部配電会社
JSC Vostokelectro	Joint Stock Company Vostokelectro	東部配電会社
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau	ドイツ復興金融公庫
km	Kilometer	キロメートル
KR	Kyrgyz Republic	キルギス国
KSTC	Kyrgyz Science Technology Center “Energy”	キルギス・エネルギー科学技術セ ンター
kV	Kilovolt	キロボルト
MEI	Ministry of Energy and Industry	エネルギー・産業省
mil.	million	百万
MVA	Mega volt ampere	メガボルトアンペア
MW	Megawatt	メガワット
OHDL	Overhead Distribution Line	架空配電線
OHS	Occupational Health and Safety	労働安全衛生
OJT	On the Job Training	実地訓練
PCB/PCBs	Polychlorinated Biphenyls	ポリ塩化ビフェニル
S/S	Substation	変電所
SAEPF	State Agency on Environment Protection and Forestry	環境保全森林庁
SHPP	Small Hydroelectric Power Plant	小水力発電所
SIETS	State Inspectorate for Environment and Technical Safety	キルギス環境・技術安全検査局
SPF	State Property Fund	国有財産監視院
SPO	Special Purpose Organization	特別目的組織
SRS	State Registration Service	キルギス登録局
TA	Technical Assistance	技術支援
TL	Transmission Line	送電線
TOR	Terms of Reference	調査事項
Tr	Transformer	変圧器
UNDP	United Nations Development Programme	国際連合開発計画

UNECE	United Nations Economic Commission for Europe	国際連合欧州経済委員会
USAID	U.S. Agency for International Development	米国国際開発庁
USD	U.S. dollar	米ドル
WTO	World Trade Organization	世界貿易機関
WB	World Bank	世界銀行

第 1 章 調査の背景

1-1 調査の目的

本調査は、自国の水資源を活用した水力発電への電力依存が高いキルギス共和国（以下、キルギス）における小水力発電事業の実施を検討すべく、同国における電力セクターの最新動向を把握し、これを踏まえて、キルギスの中でも小水力のポテンシャルが高い Chui 州における小水力発電事業の必要性を確認するものである。

この調査の最終目的は、キルギスにおける小水力発電事業に関し、JICA による効果的な協力の取り組み方を検討するために、必要な基礎情報の収集・分析を行うものである。

1-2 調査の対象地域

本調査の対象地域は、キルギスの中でも小水力のポテンシャルが高い「Chui 州」とする。図 1-2-1 に Chui 州の位置図を示す。

1-3 調査の内容

業務指示書に基づき以下の内容を調査範囲とする。

1) 電力セクターにかかる関連情報の収集および分析

- ① 経済・産業振興にかかる上位政策および計画、電力セクターの概要、法制度、政策、需給バランス、電力需要予測、電源開発計画、系統整備計画、電力供給計画、地方電化計画、電力損失、電気料金、供給コスト、需要特性等にかかる情報収集・分析
- ② 電力セクター計画における送・配電網整備、送・配電設備拡充計画
- ③ 小水力発電開発に関する制度、開発計画、政策面・予算面の課題抽出
- ④ 小水力発電開発の全体の電力政策の中での位置づけ
- ⑤ 小水力発電開発における国際機関（他ドナー）等の支援実績・活動状況
- ⑥ 小水力発電開発における社会環境配慮の留意事項（法制度および事例について情報収集）
- ⑦ 小水力発電開発の経緯（1950 年代、1960 年代）、既存施設の現状と運用の実態（稼動していない既存水力発電所の不稼動の理由およびリハビリの可能性を含む）
- ⑧ 政府の今後の小水力発電開発に関する計画
- ⑨ 他ドナーが進めようとしている民活による水力発電の可能性



図 1-2-1 Chui 州の位置図

2) Chui 州小水力発電開発の方向性にかかる関連情報の収集および分析

① キルギスにおける電力セクターの実施体制

主要省庁であるエネルギー産業省、電力セクター国営企業および傘下の組織につき、組織体制、人員、運営・維持管理に係る技術的能力、財務状況、電源開発に係る実施体制（特に小水力）等の情報収集・分析

② ポテンシャルサイトにかかる情報収集・分析

ア) 概要（地理的・経済的・社会的分析）

- イ) 水文、地形、地質情報
- ウ) 裨益対象地域、裨益対象者
- エ) 水利用状況（灌漑用水・生活用水等）
- オ) 現在の電力供給状況
- カ) 電力需要予測
- キ) 全体の電力政策・計画への貢献
- ク) 送・配電及び輸送環境
- ケ) 電気料金制度
- コ) 小水力発電事業運営・施設維持管理体制
- サ) 環境社会配慮

3) キルギスの電力セクターにおける課題の特性および解決策の検討

- ① 上記業務にて判明した課題および解決策の整理
- ② ポテンシャルサイトの優先順位付けの方法・基準の整理
- ③ 優先順位付けの基準に基づく、ポテンシャルサイト関連情報の整理
- ④ 実施が想定される案件の諸元（実施コストや発電容量等）の整理
- ⑤ 将来の無償資金協力に向けた要調査項目の列挙

1-4 調査の背景

隣国のカザフスタンやウズベキスタンとは異なり、キルギスは水資源が豊富である。旧ソ連時代には、下流国の灌漑農業のために大規模貯水池が建設され、これを利用した大規模水力発電所が建設された。旧ソ連当時は、灌漑の水利用計画に合わせて発電放流を行っていた。従って灌漑期には国内の需要を上回る余剰電力を下流国に融通して消費し、この見返りとして、水利用が少なく電力が不足する非灌漑期に、周辺国が電力や火力発電用の石炭などを提供するバーター取引が行われていた。旧ソ連崩壊後には、このような複雑な取引が機能不全に陥った。各国の独立に伴って各国の利害関係が顕在化してきており、キルギスにおいても自国の水資源を活用した水力発電への依存を一層強めている。

キルギスの電力需給は、暖房需要が高くなる冬季に逼迫する。

キルギスの主要水力発電設備は、Syr Darya 川上流の Naryn 川に位置する Toktogul 水力発電所を中心とした水力発電であり、国の総発電量の内 90%は水力発電でまかなわれている。

しかしながら水力発電による冬季の供給力は、灌漑利用にかかる下流国との協定によって大規模貯水池からの発電放流量が規制される上、河川流量が低下することから水力発電量が減少する。一方で火力発電による電力供給は、不十分な燃料調達および著しく老朽化した火力発電設備等が原因で電力供給が制約され、冬季の水力発電の減少分を補うことが出来ていない。

現在、水資源の有効利用度は未だに 10%程度に留まっており、水力発電のポテンシャルは高い。しかしながら、これら大規模な水力発電所の発電能力増強には多大な投資と開発期間が必要とさ

れることから、現在建設に着手している発電所が完成するまで、長期間にわたって電力需給が逼迫した状態が継続することが懸念される。

他方、キルギスにおいて、旧ソ連時代の 1950 年代、60 年代には、多くの小規模水力発電所が建設されたが、Toktogul 水力発電所等の大規模水力発電事業が計画され一部が実現された 1970 年代に、それまで稼働していた多くの小規模水力発電所の使用が停止され、廃止されることとなった。

このような背景の中、大規模水力発電の発電能力の早急な増強が困難な状況から、逼迫している電力需給への早急な対応を目的に、比較的開発期間が短くてすむ小水力発電が近年見直されつつある。

1-5 調査体制および調査実績

1-5-1 調査団の構成・分担

本調査は以下に示す団員構成・分担で実施した。

氏名	担当業務	所属
古越 仁	総括／小水力開発計画	東電設計株式会社
鈴木 誠一	副総括／小水力開発計画	東電設計株式会社
城崎 千之	小水力発電技術	東電設計株式会社
永井 雅彦	小水力発電土木	東電設計株式会社
岡野 誠志	環境・社会配慮	株式会社 建設技研インターナショナル
佐藤 泰東	送配電計画	株式会社 建設技研インターナショナル

1-5-2 調査実績

本調査は以下のとおり、第一次現地調査（平成 25 年 2 月 6 日から 22 日）と第二次現地調査（平成 25 年 4 月 1 日から 26 日）を実施した。

第一次現地調査

Date			Hitoshi FURUKOSHI (Mr.)	Seiichi SUZUKI (Mr.)	Chiyuki JOZAKI (Mr.)	Masahiko NAGAI (Mr.)	Seiji OKANO (Mr.)	Yasuharu SATO (Mr.)	
1	6-Feb	Wed	Move from Narita to Bishkek						
2	7-Feb	Thu	Bishkek (Meeting with JICA Office, Embassy of Japan and MEI)						
3	8-Feb	Fri	Bishkek (Meeting with MEI and KSTC)						
4	9-Feb	Sat	Bishkek (Meeting with MEI)						
5	10-Feb	Sun	Bishkek (Data Arrangement)						
6	11-Feb	Mon	Site Survey (Chakan GES)						
7	12-Feb	Tue	Bishkek (Meeting with JSC EPP and JSC NEGK)						
8	13-Feb	Wed	Site Survey (Kegeti)						
9	14-Feb	Thu	Departure from Bishkek			Bishkek (Meeting with UNDP and GEF)		Bishkek (Meeting with UNDP and JSC Severelectro)	
10	15-Feb	Fri	Arrive at Narita			Bishkek (Meeting with KSTC and Hydromet)			
11	16-Feb	Sat				Bishkek (Data Arrangement)			
12	17-Feb	Sun				Bishkek (Data Arrangement)			
13	18-Feb	Mon				Site Survey (Sokuluk-1, Sokuluk-2 and Alamedin)			
14	19-Feb	Tue				Site Survey (Issyk-Ata)			
15	20-Feb	Wed				Bishkek (Meeting with UNDP, SAEPF and JICA Office)		Bishkek (Meeting with JSC Severelectro)	
16	21-Feb	Thu	Departure from Bishkek						
17	22-Feb	Fri	Arrive at Narita						
Total Days			10	10	10	17	17	17	

第二次現地調査

			Hitoshi FURUKOSHI (Mr.)	Seiichi SUZUKI (Mr.)	Chiyuki JOZAKI (Mr.)	Masahiko NAGAI (Mr.)	Seiji OKANO (Mr.)	Yasuharu SATO (Mr.)
1	1-Apr	Mon		Move from Narita to Bishkek				
2	2-Apr	Tue		Bishkek (Meeting with KSTC, MEI and Academy)				
3	3-Apr	Wed		Bishkek (Meeting with KSTC, MEI and JICA Office)				
4	4-Apr	Thu		Site Survey (Djardy-Kainda)	Bishkek (with JSC Chakan GES)	Site Survey (Djardy-Kainda)		
5	5-Apr	Fri		Bishkek (Meeting with Directorate, Inkraft and JSC EPP)				
6	6-Apr	Sat		Bishkek (Data Arrangement)				
7	7-Apr	Sun		Bishkek (Data Arrangement)				
8	8-Apr	Mon		Bishkek (Meeting with MEI & JSC EPP)	Bishkek (Meeting with KSTC)		Move from Narita to Bishkek	
9	9-Apr	Tue		Bishkek (Attended at Donor meeting)	Bishkek (Meeting with KSTC)	Bishkek (Attended at Donor meeting)	Bishkek (Meeting with KSTC)	
10	10-Apr	Wed	Move from Narita to Bishkek	Bishkek (Meeting with MEI and DFR)		Site Survey (Shamsi)		Move from Narita to Bishkek
11	11-Apr	Thu	Bishkek (Meeting with MEI)		Departure from Bishkek	Bishkek (Data Arrangement)		Bishkek (Meeting with JSC Serverelectro)
12	12-Apr	Fri	Bishkek (Meeting with MEI)		Arrive at Narita	Site Survey (Kegeti)	Bishkek (Data Arrangement)	Bishkek (Meeting with JSC NEGK)
13	13-Apr	Sat	Site Survey (Sokuluk)			Site Survey (Sokuluk)		Bishkek (Meeting with MEI) Site Survey (Sokuluk)
14	14-Apr	Sun	Bishkek (Data Arrangement)			Bishkek (Data Arrangement)		
15	15-Apr	Mon	Bishkek (Data Arrangement)			Bishkek (Data Arrangement)		
16	16-Apr	Tue	Bishkek (Data Arrangement)			Bishkek (Meeting with Water Resource Agency)	Bishkek (Data Arrangement)	
17	17-Apr	Wed	Site Survey (Chon-Kemin)			Site Survey (Chon-Kemin)	Bishkek (Meeting with SRS and SAEPF)	Site Survey (Chon-Kemin)
18	18-Apr	Thu	Bishkek (Meeting with MEI)			Bishkek (Data Arrangement)		
19	19-Apr	Fri	Bishkek (Meeting with USAID & Attended at Donor meeting)			Bishkek (with JSC Chakan GES)	Bishkek (Meeting with SIETS)	Bishkek (Meeting with USAID, DPCC WG and MEI)
20	20-Apr	Sat	Bishkek (Meeting with MEI)			Site Survey (Ak Suu)	Site Survey (Djardy-Kainda)	
21	21-Apr	Sun	Site Survey (Kegeti)			Site Survey (Kegeti)		
22	22-Apr	Mon	Bishkek (Meeting with JICA and EoJ)	Bishkek (Meeting with JSC Chakan GES and EoJ)		Bishkek (Meeting with JSC Chakan GES and EoJ)	Bishkek (Meeting with JICA and Embassy of Japan)	
23	23-Apr	Tue	Departure from Bishkek	Bishkek (Meeting with ADB and WB)		Departure from Bishkek		Bishkek (Meeting with JSC NEGK and ADB)
24	24-Apr	Wed	Arrive at Narita	Bishkek (Report to MEI)		Arrive at Narita		Bishkek (Report to MEI)
25	25-Apr	Thu		Departure from Bishkek				Departure from Bishkek
26	26-Apr	Fri		Arrive at Narita				Arrive at Narita
Total Days			15	26	12	24	17	17

第 2 章 電力セクターの概況

2-1 組織体制

2-1-1 組織体制

キルギス共和国（以下、キルギス）の電力セクターは、Ministry of Energy and Industry (MEI; エネルギー・産業省)および State Property Fund (SPF; 国有財産監視院) の2つの組織により統治されている。

国有の事業体である発電/送電/配電会社は、エネルギー法(1996)ならびに電力法(1997)に基づき¹、電力セクターへの民間参入の促進を目的とし、2001年に発送配電垂直統合型の組織であった Kyrgyzenergo を分社化した。

現在の電力セクターの組織図は、図 2-1-1 に示すとおりである。

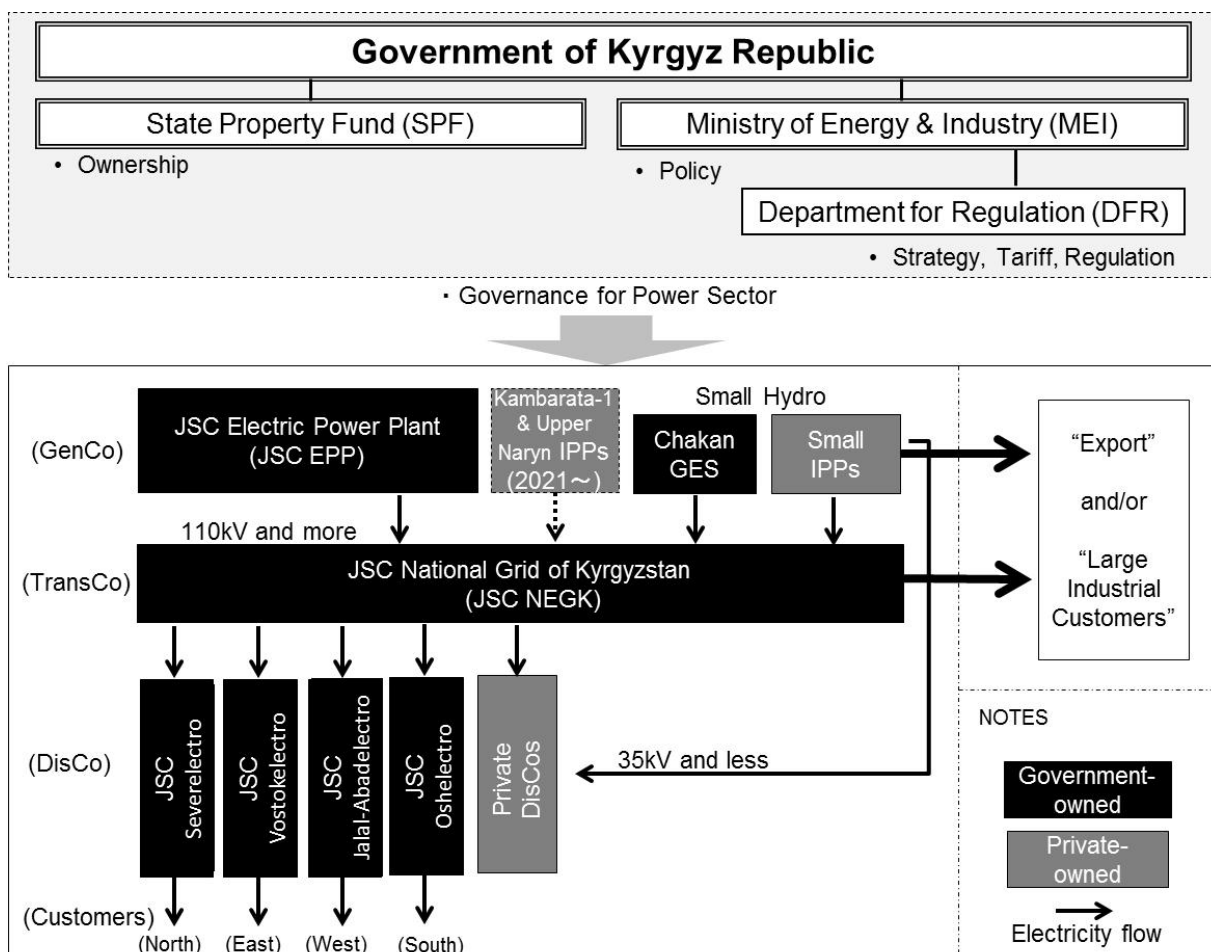


図 2-1-1 電力セクター組織図

MEI は、電力エネルギー分野における政策策定を管轄している。

MEI の下部組織である Department for Regulation (DFR; エネルギーセクター規制局) は、電力

¹ Law on Energy number 56, October 1996, and Law on the Electricity number 8, January 1997

エネルギー分野全体の開発戦略を策定する機関である。併せて、一般需要家に対する電気料金、発電会社へ支払われる売電単価、送電会社へ支払われる託送単価、配電会社へ支払われる配電単価について、年度計画を立案・決定する規制機関である。加えて、電力エネルギー分野におけるロス低減を含む効率化に向け、毎年、Performance Indicator Agreement を各社と締結し、目標と実績を監視する役割を持つ。さらに、開発権等の許認可機関の役割を果たす。

SPF は、以下に示す国有の発電/送電/配電会社を所有しており、経営を監視する役割を持つ。

- ◆ 2つの発電会社
 - Joint Stock Company (JSC) “Electric Power Plants”/JSC EPP
 - JSC Chakan GES (小水力発電所に限る)
- ◆ 1つの送電会社
 - Joint Stock Company (JSC) “National Electricity Grid of Kyrgyzstan”/JSC NEGK
- ◆ 4つの配電会社
 - Joint Stock Company (JSC) Severelectro (北部地域を管轄)
 - Joint Stock Company (JSC) Vostokelectro (北東部地域を管轄)
 - Joint Stock Company (JSC) Jalal-Abadelectro (北西部地域を管轄)
 - Joint Stock Company (JSC) Oshelectro (南部地域を管轄)

SPF は、これら発電/送電/配電会社の株主であり、2001年の分社化以降80%の株を有しており、利益が出た場合は配当として利益の30%を徴収している。なお、株保有率は、SPF80%以外に、社会基金13%、民間7%となっており、実質的な国有企業である。

SPF は、2005年に小水力発電会社である JSC Chakan GES、2009年に配電会社である Severelectro および Vostokelectro の株を売却し民営化を図ったが、不透明なお金の動きがあったとされ、現大統領の意向により2010年に再国有化された経緯を有する。

2-1-2 運営維持管理能力

発電/送電/配電会社の運転維持管理に係る技術的能力については、現地調査中に詳細な現場実態を確認することができなかつたため、近年 USAID が実施した JSC EPP、JSC NEGK、および4つの配電会社の企業経営診断結果^{2,3,4,5}を代表事例として参照する。

(1) JSC EPP

JSC EPP が抱える運転維持管理に係る課題は以下のとおりである。

- ◆ 資金不足により機器の更新が先伸ばしにされており、また、重要機器への注意が欠けている。
- ◆ 重要なスペアパーツの不足により、修理を繰り返して古い設備を使用し続けている。
- ◆ 系統立てた機器取替/更新の計画・予算確保がなされておらず、将来、深刻な機器トラブルが

² Management Diagnostic of JSC Power Plants, Report on Phase 1: Preliminary Findings and Recommendation, March 31, 2011, USAID

³ JSC Electric Power Plants Management Diagnostic Recommendations Implementation Plan PHASE 2, June 2011, USAID

⁴ Management Diagnostic of the National Electricity System of Kyrgyzstan (JSC “NESK”), Report on Phase 1: Preliminary Findings and Recommendations, March 31, 2011, USAID

⁵ Management Diagnostic of the Electricity Distribution Companies of the Kyrgyz Republic, Report on Phase 1: Preliminary Findings & Recommendations, March 31, 2011, USAID

発生し、結果として大きな修理予算が必要となるリスクがある。また、このまま運転を継続すると、緊急停電が発生するリスクが増大する。

- ◆ 旧ソ連時代の古い標準規格を用いて修理計画を行っており、最新の修理手法を習得していない。古い規格に代わる最新規格が政府にて用意されていない。
- ◆ 発電所の効率的な運営を行うために必要な、リアルタイムのデータ通信を可能にする情報伝送システムが導入されておらず、給電所と発電所間の連絡ははまだ電話にて行われている。

上記の課題に対して、USAID は以下の解決案を示している。

- ◆ 既設水力発電所の長期的な生産性を確保するために必要な補修計画ならびに資金調達に関する管理手法の導入
- ◆ 事故停止・停電を防止するための機器修理や機器取替に関する最適な事業計画の導入
- ◆ 喫緊の優先課題として、想定されるリスクに対応する補修・取替計画の立案、資金調達、ならびに実施
- ◆ 管理部門が現地発電所の状況をリアルタイムに監視することにより、需要に見合った供給力への調整と電力の輸出に係るコスト最小化と効率向上を可能にする情報システムの導入
- ◆ 主たる技術者や管理者が現代的な技術や手法を理解し実行できるようになるためのトレーニングの実施
- ◆ 主たる操作員や補修計画者が最新の水力電気に関する操作や機器に接する機会の付与

上記から、JSC EPP は時代遅れの運転維持管理方法にもとづき、非効率な設備保全を行っており、近い将来に深刻な機器トラブルが発生するリスクを抱えている。また、補修や新技術導入に対する十分な資金が調達できていないため、経年劣化した主要設備の更新や現代的な運転監視情報システムの導入ができておらず、適切な運転保守が実施できていない状況にある。

(2) JSC NEGK

JSC NEGK が抱える運転維持管理に係る課題は次の通りである。

- ◆ 中央給電所がリアルタイムで取得することができる電力系統の運用状態のデータが限られている。このため、遮断器の状態変化、送電線および変電所の変圧器の過負荷状態といった重要な項目の報告がまだ電話にて行われている。
- ◆ 変電設備について、旧ソ連時代に導入された時代遅れの技術を用いた、交換時期を超過した機器を使用している。
- ◆ 会社上層部のトップダウンにより、現場設備の詳細な知識を有する熟練技術者が把握している実際の設備状態に基づく設備計画、保守、修繕、改修ではなく、旧ソ連時代に構築された旧来の画一的な手法を重視している。
- ◆ 国際的慣行として、設備診断装置を用いた設備状態に応じたトラブルの予防保全が行われているのに対し、注意を払うべき重負荷設備も、問題のない軽負荷設備も同一の頻度で保守管理スケジュールが組まれており、非効率である。
- ◆ 最近の技術を用いた機器の導入に伴い必要となる保守項目の実施能力が不十分である。
- ◆ 保有する設備量の多さに対して極めて少額の設備投資および修繕予算しか割り当てられていない。このため、老朽設備の適切なリハビリや取替を行うことができない。

上記の課題に関し、USAID は以下の提言を行っている。

- ◆ 重要設備の技術的条件の詳細分析の実施
- ◆ 緊急的に必要な設備のリハビリおよび交換の慢性的な先送りがもたらす影響の特定
- ◆ 最適コスト効率の設備リハビリおよび交換計画と予算の提案
- ◆ 取締役会、規制当局、および MEI による、JSC NEGK の提案計画と予算への承認要求

以上のことから、JSC NEGK は、時代遅れの運転維持管理方法にもとづき、非効率な設備保全を行っていると言える。設備のリハビリおよび取替については、各ドナーの支援により、新技術を用いた機器の導入などが実施されているものの、その保守のための技術力が不十分であり、適切な設備の運転維持管理が実施できていない状況にある。

(3) 各配電会社 (JSC Severelectro、JSC Vostokelectro、JSC Oshelectro、JSC Jalal-Abadelectro)

配電会社が抱える運転維持管理に係る課題は次の通りである。

- ◆ 資金不足により、設備が適切な状態で維持されていない。
- ◆ 年度初めに策定する保守業務実施計画は希望リスト的な位置付けになっており、期中に予算削減等のために優先順位を変更させられる。
- ◆ 保守作業が設備保守上の理由ではなく、政治家や政府代表者の介入によって計画されている。
- ◆ 保守作業用のための特殊技術および装置が旧式で経年劣化が著しい。
- ◆ 配電系統が正しくマッピングされていない。このため、配電ロスの特定やシステムの故障の発見が困難である。

上記の課題に対する USAID の提言は以下の通りである。

- ◆ より実現性の高い保守業務計画策定プロセスへの改善が必要
- ◆ 特殊な配電系統の保守優先順位の向上
- ◆ 書類業務プロセスの優先度の向上
- ◆ 技術者に対する、最近の技術を取り入れた特殊装置の使用に関するトレーニングおよび保守用機材の整備
- ◆ 保守業務実施計画上の優先順位設定に当たっての外部影響の出来る限りの排除
- ◆ 新型の電力量計の導入と同時に適切なネットワークマッピングを実施する。資金調達が可能となった時点で詳細な GIS (Geographical Information System) 構築のための調査を行う。

各配電会社は、精度の悪い旧式の電力量計がロスの原因になっていることを認識しており、積極的に新型の電力量計への取替を推進している。更に、資金不足や政治的介入等により計画通りに実現してきていないものの、経年劣化した設備の修繕の必要性も認識している。以上のことから、各配電会社の設備運転管理能力は高く、上記の提言を踏まえた適切な支援によって状況が改善できる素地があると考えられる。

2-1-3 財務状況

政府は、電気料金値上げに対する国民の理解が得られていないと見ており、値上げの時期と程度を慎重に検討している状況にある。発電/送電/配電会社は表 2-1-1 に示すとおり、非常に厳しい財務状態にあり、各社は電気料金収入で最低限の人件費等を賄うのみで、銀行や政府からの借入によって辛うじて運転を継続している状態にあり、新たな投資を必要とする新設ならびに修繕作業を十分に実施できるレベルではなく、また、適正な利潤も得られない状況にある。

表 2-1-1 電力セクターの損益

Unit : Thousand Som

	2009	2010
JSC EPP	(1,951,054)	(531,915)
JSC NEGK	(166,373)	104,555
Severelectro	(61,024)	9,720
Vostokelectro	(3,281)	(63,845)
Oshelectro	25,980	(92,257)
Jalal-Abadelectro	(19,002)	1,323
Total	(2,174,754)	(572,419)

(出典: USAID)

USAID は現在の電力システムにはすでに信頼性がないと指摘⁶しており、政府に対して政策の転換を促している。USAID は政府に対して、表 2-1-2 に示すとおり、目標とする供給信頼度レベルに応じた電力供給サービスの原価に関する 3 つの選択肢を提示⁷している。

表 2-1-2 信頼度に応じた原価シナリオ

	シナリオ 1	シナリオ 2	シナリオ 3
電力供給サービスの信頼度レベル	設備劣化が進行する信頼度の低いサービス	既存設備の信頼度回復	冬季の電力不足を解消し、全国の供給信頼度を通年確保するレベル
想定原価	0.99 Som/kWh	1.65 Som/kWh	2.03 Som/kWh
必要な収入	USD 190 mil.	USD 326 mil.	USD 415 mil.
マネジメントレベル	High Risk Management	Prudent Management	Responsible Management

(出典: USAID)

上記の選択肢に示された発電/送電/配電会社の原価内訳は表 2-1-3 に示すとおりである。最も信頼度の高いシナリオ 3 を選択した場合、電気料金は現行の 3 倍程度に値上げする必要がある。

⁶ The Energy Sector's Crisis: Our "Dangerous Opportunity", USAID

⁷ REVIEW OF THE PRIME COST OF ELECTRICITY, March 3, 2011, USAID

表 2-1-3 信頼度に応じた原価シナリオ（原価内訳，2010）

Unit : Som/kWh

	現行の原価	シナリオ 1	シナリオ 2	シナリオ 3
Generation	0.21	0.41	0.65	0.87
Transmission	0.13	0.15	0.25	0.41
Distribution	0.36	0.43	0.75	0.75
Total	0.70	0.99	1.65	2.03

(出典: USAID)

2-2 法制度

キルギスの電力エネルギー分野に関する主な法体制としては、1996年に制定された「エネルギー法」、および1997年に制定（2012年改定）された「電力法」が挙げられる。

電力セクターは、1991年のソビエト崩壊後、上記のエネルギー法(1996)ならびに電力法(1997)に基づき、2001年に発送配電垂直統合型の経営であった Kyrgyzenergo を実質的に発送配電会社(国有)へ分割し、電力セクターへの民間参入を促進するための体制を整えた。

エネルギー法ならびに電力法の概要は以下のとおりである。

エネルギー法（1996年）では、同国の水資源を含むすべての一次エネルギー資源の開発および利活用について、政府が定めるライセンスを必要とし、政府がエネルギーセクター全体を国による独占体制から民間が参入できる市場へと発展させる役割を担うとされている。

電力法（1997年）では、エネルギー法（1996年）と同様に、電力セクターにおいて民間が参入できる市場へと誘導するための体制づくりとして、発送配電業務ならびに小売り業務を実施するためのライセンスについて詳述されている。

特筆すべき点として、水力開発の事前調査にはライセンスは必要ない代わりに、調査結果は国へ報告しなければならないこと、1,000kW未満の自家発電にはライセンスが不要なこと、再生可能エネルギーに関するライセンスはMEIから与えられること等の緩和措置について記載されている。

また、配電会社は地域ごとにライセンスを与えられ、地域内の遠隔地に対しても責任を持って配電しなければならないこと、送電会社は系統運用を国の責任のもと実施すること、電力輸出入にもライセンスが必要なこと、電気料金は総括原価レベル以上であるべきこと等、が記載されている。

上述の法体制に基づく、現時点における電力セクターへの民間の参入状況としては、発電分野では小水力発電事業者として、“Arc” LLC (Issyk-Ata 小水力)、“Kalinin HPP” LLC (Kalinin 小水力)、配電分野では“TransElectro” CJSC、“Aksel” LLC、“EnergoTrade” LLC、“Energotechservice” LLCなどがあげられるが、いずれも規模が小さく十分なレベルの民間参入とは言えない。

現在、計画されている Kambartata-1(1,900MW, 2021年運転開始予定)ならびに Upper Naryn Cascade (191MW, 2021年運転開始予定)の大規模水力開発は、ロシアの InteRAO と RusHydro が計 50%出資する同国初の大規模な民間参入プロジェクト(IPP; Independent Power Producer)と位置付けられており、上記法体制整備の大きな成果として期待されている。

2-3 電気料金体系

2-3-1 電気料金制度

1997年に制定（2012年に改訂）された「電力法」では、MEI 下部組織の規制局 DFR は以下の内容に従って電気料金を設定するように定められている。

- ◆ 電気料金は電力供給サービスの全コストを反映したものでなければならず、発電・送電・配電に係る維持運営費のみならず、設備投資の償却、出資、および内部収益率を含んだ総原価を反映したものでなければならない。また、電気料金は時の経過によって変化する電力供給サービスにかかる費用を反映しなければならないし、消費者が選択できる場合は電力供給サービスの種類や質に応じたものでなければならない。
- ◆ 電気料金を変更する際には、供給者と消費者が急激な経済的困難を生じないように配慮しなければならない。
- ◆ 電気料金の設定に関して差別的待遇は認められず、配電会社から同一の条件で電力供給を受ける消費者は、同一の料金・サービスを受けなければならない。また、ある消費者グループから別のグループへの補助金があってはならない

2-3-2 電気料金の推移

至近における一般需要家に対する電気料金の値上げ実績は、表 2-3-1 に示すとおりである。

表 2-3-1 電気料金の推移

Unit: Som/kWh

Categories	a) Jul. 1, 2008	b) Jan. 1, 2010	c) Apr. 1, 2010	=c) / a)
1. Residential(*)	0.70	1.327	0.70	100.0%
2. Pump Stations(*)	0.68	1.327	0.70	102.9%
3. Industry(**)	0.96	1.327	1.327	138.2%
4. Agriculture(**)	0.96	1.327	1.327	138.2%
5. Budget(**)	1.00	1.327	1.327	132.7%
6. Others(**)	1.02	1.327	1.327	130.1%

(*) Tax exemption, (**) Before taxes

(出典: USAID)

現在の電気料金制度は、2010年4月に制定されたものである。

住宅および灌漑に対しては 0.70 Som/kWh (=1.5 US cent/kWh) で売電されており、売電量は全体の約 70% を占めている。これらについては免税措置が取られている。

また、住宅および灌漑以外の工業・農業・政府系施設他（全売電量の約 30%）に対しては、1.327Som/kWh に課税され、1.500 Som/kWh(=2.9US cent/kWh)で売電されている。

住宅・灌漑については、2010年1月に値上げしたものの、3か月後の4月に値上げを取りやめており、工業・農業・政府系施設他と比して半額程度の低料金となっている。これは、2010年1月の値上げを一つのきっかけとして民衆暴動が起これり、前大統領失墜の原因にもなったことを受けた新政権の対策である。

2-3-3 「電気」と「お金」の流れ

キルギスにおいては、2010年より会計の透明性を確保することを目的に、エスクロー会計が導入されており、第三者機関としてRSK Bank（エスクロー銀行）を通じた「お金」の流れとなっている。

発電会社へ支払われる売電単価、送電会社へ支払われる託送単価、配電会社へ支払われる配電単価については、各社からの次年度の予算請求に基づき、エネルギーセクター規制局（DFR）が年度ごとに毎月の単価を決定するルールとなっている。

電力輸出に関しては、2012年よりエスクロー会計を適用せず、各社が独自に売電契約/Power Purchase Agreement (PPA)をウズベキスタン(3.2 US cent/kWh)、カザフスタン(2.8 US cent/kWh)、中国(5.6 US cent/kWh)等の第三国と締結することが許されている。ただし、各社の電力輸入による収入については、使用用途が規制されており、発電会社は燃料調達用、送電会社は既設設備の改修費用に用いるルールとなっている。

また、JSC Chakan GESについては、エスクロー会計を適用せず、配電会社との直接契約に基づく支払いが行われている。

現状の電力セクターにおける「電気」と「お金」の流れを図2-3-1の模式図に示す。

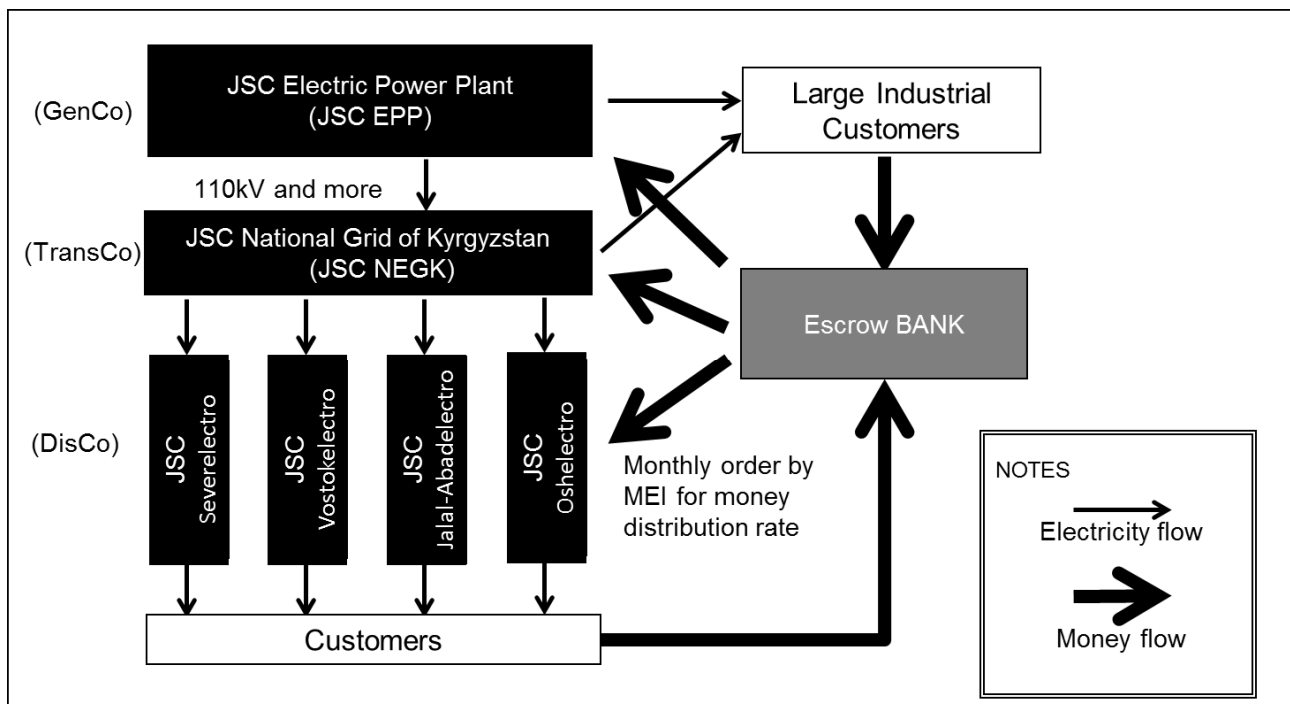


図 2-3-1 電力セクターにおける「電気」と「お金」の流れ

2-3-4 現状の電気料金レベルと今後の値上げ計画

電力法（2012年）においては、電気料金は維持運営費だけでなく、設備投資に係る費用ならびに適正利潤を反映した総括原価レベルに設定されなければならないと定めている。

しかしながら、規制局（DFR）の試算によると、2013年の電気料金の加重平均は0.879Som/kWhと想定されている。これは、発電/送電/配電会社の最低限の人件費等を賄うのみであり、新たな投資を必要とする新設ならびに修繕作業を実施でき得るレベルでなく、また、適正利潤も含まれていないレベルである。即ち、総括原価レベルに到達していない。なお、規制局（DFR）が試算する総括原価レベルの電気料金の加重平均は、1.243 Som/kWhとされており、現状の平均電気料金0.879Som/kWh（2013年想定）に対して4割程度の電気料金の値上げが必要であることとなる。

このような状況の中、規制局（DFR）は、総括原価方式の導入をめざし、2014年以降5か年計画で、年2回の電気料金値上げを実施する計画である。

2-4 電力需給状況

2-4-1 既設設備の概要

① 発電設備

既設の発電設備の概要を表 2-4-1 に示す。

表 2-4-1 既設発電設備の概要

Name	Operation year	Installed capacity (MW)	Available capacity (MW)
<Hydropower>			
1. Toktogul hydropower plant	1975	1,200	1,200
2. Kurpsai hydropower plant	1981	800	800
3. Tash-Kumyr hydropower plant	1985	450	450
4. Shamaldy-Sai hydropower plant	1994	240	240
5. Uchkurgan hydropower plant	1961	180	175
6. At-Bashi hydropower plant	1970	40	38
7. Kambarata hydropower plant-2 (#1)	2010	120	60(*)
8. Small hydropower plants-12 units	1940-1960	40	24.4
<Thermal Power>			
9. Heating power plant of Bishkek city	1961	666	250
10. Heating power plant of Osh city	1966	50	0
Total		3,786	3,238

(*) Available capacity 60MW of Kambarata-2 is to be 120MW after completion of up-grading of cable capabilities.

(出典: MEI & JSC EPP)

定格出力 (=Installed capacity) の合計 3,786 MW のうち、現時点で実際に発電することができる可能出力 (=Available capacity) は 3,238 MW と全体の 85% である。これは、全体的に設備の老朽化が進んでいる中において、特に表 2-4-1 の 9-10 の火力発電所の老朽化による出力低下が主な原因である。また、定格出力の 8 割以上、可能出力の 9 割以上が水力で賄われており、水力設備中心の電源構成となっている。

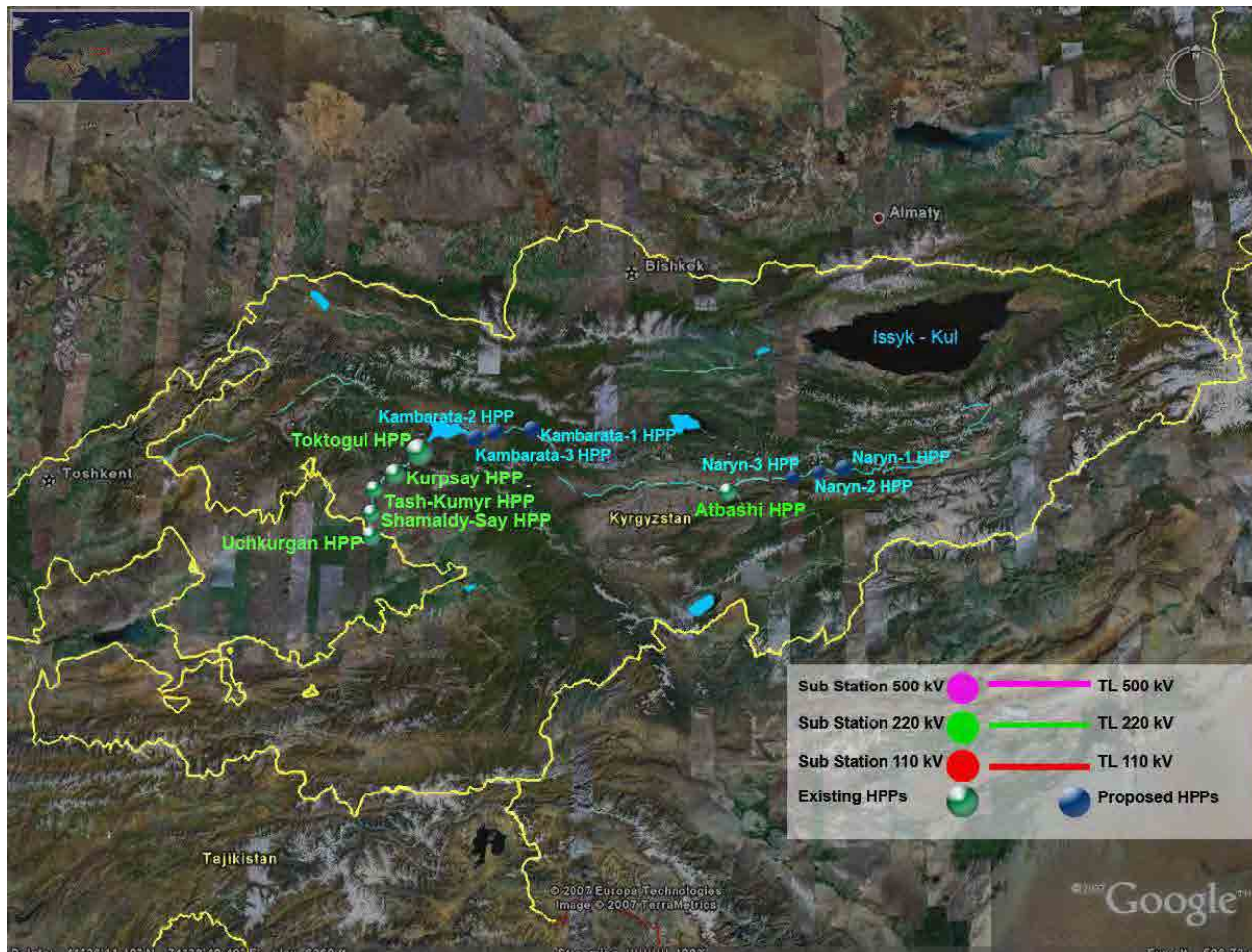
表 2-4-1 のうち 1~7 の水力発電所については、全地点 Naryn 川沿いに位置しており、大規模な Toktogul 調整池の下流に位置する同表 1~5 の Toktogul, Kurpsai, Tash-Kumyr, Shamaldy-Sai, Uchkurgan 水力発電所は連続したカスケード運転を可能としているため、Toktogul 調整池容量を活用した冬季のピーク運転に寄与している。

同表 6 の At-Bashi 水力発電所は、流れ込み式の水力発電所であるため、冬季の発電容量は自然河川の流量に依存することとなる。

同表 7 の Kambarata-2 水力発電所については、現時点では流れ込み式発電として運用されてい

るが、上流に貯水池式 Kambarata-1 水力発電所(1,900 MW, 2021 年計画)の完成後は逆調整機能を果たす計画となっている。

同表 8 の小水力発電所の全設備容量 40 MW (全 12 units)については、この内、国営の JSC Chakan GES が 38.5 MW (9 units)を保有しており、Chui 州を拠点に運転を行っている。



(出典: IMF – Kyrgyzstan: Power Generation & Transmission, US Embassy Bishkek)

図 2-4-1 発電設備および送電設備の位置図

② 送電設備⁸

JSC NEGK は、110 kV 以上の電圧階級の送変電設備を保有し、その運用、設備保守、給電を担っている。国内の全ての水力発電所で発電された電力を、前述の 4 つの配電会社、および 68 の直接接続された大口需要家に卸売りしている。更に、35 kV～500 kV の国際連系送電線を介して隣国のウズベキスタンとカザフスタンとの間で電力の輸出入を行っている。2012 年現在のキルギスの送変電設備量を表 2-4-2 に示す。送電線の電圧階級は 500 kV、220 kV、110 kV となっており、総延長は 6,807 km、変電所数は 190 箇所、設備容量は 9,326 MVA である。500 kV 送電システムは、南部の水力電源地帯から北部の首都 Bishkek 市を含む需要中心地への大規模電力供給用送電線 1 回

⁸ Management Diagnostic of the National Electricity System of Kyrgyzstan (JSC NEGK), Report on Phase 1:Preliminary Findings and Recommendations, March 31st, 2011, USAID

線と、同電源地帯から近隣のウズベキスタン、カザフスタンを経由して北部に至る 500 kV 国際連系送電線で構成されている。また、地域供給用送電線としては 220 kV、110 kV 送電線が使用されている。

表 2-4-2 キルギスにおける送変電設備量(2012 年)

Voltage	Transmission Lines (km)	Substations	
		(units)	(MVA)
500kV	541	2	1,829
220kV	1,756	14	3,168
110kV	4,510	174	4329
Total	6,807	190	9,326

(出典：JSC NEGK 提供資料)

◆ キルギスの送電系統における現在の制約^{9,10,11}

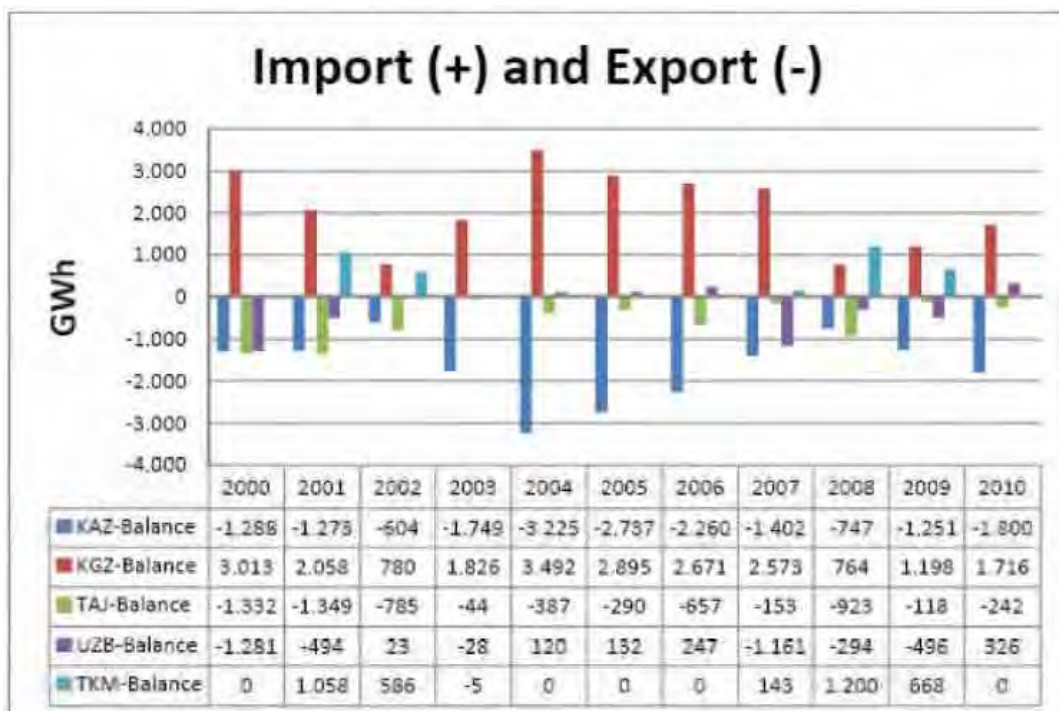
JSC NEGK の送電系統は、中央アジア電力システム（Central Asia Power System、以下 CAPS）と一体化している。CAPS は 500 kV のリング状送電系統であり、関連する下位電圧階級の 220 kV および 110 kV 送電線と接続されている。この中でキルギスは、図 2-4-2 に示すとおり、最大の電力輸出国であり、加えて Toktogul 水力発電所の貯水池運用に基づく周波数安定等の CAPS の電力システムの安定上、重要な役割を担っている。CAPS は旧ソ連時代、ソビエトの共和国間の国境を考慮することなく設計、建設された系統で、域内の水力および火力発電所と大規模負荷を連系したものである。しかしながら、ソビエト連邦の崩壊以降、各国の国益が強く主張されるようになった。各国の電源系統開発等に伴い、トルクメニスタンは 2003 年に CAPS を脱退、タジキスタンは 2010 年から自国のみで電力を賄うシステムを構築しており、現在はキルギス、カザフスタン、およびウズベキスタンの実質 3 か国のみが連系されている。特に、ウズベキスタンにおいては CAPS の全体性を危うくしてまでも、電力の自給自足に向けた対策が採られるようになり、キルギスの国内向け電力の安定供給能力への脅威となるようになった。

キルギスの電力の 90%以上は南部に位置する水力発電所で発電される一方、電力の最大消費地は首都 Bishkek 市および Chui 州のある北部地域である。需要中心の北部地域と電源地帯の南部を結ぶ既設の 500kV 送電線は、Naryn Cascade に位置する Toktogul 水力発電所から Alabel 変電所を経由して Frunzenskaya 変電所（500/220 kV）を結ぶ 1 線路のみである。また、Toktogul 発電所より下流にある他の 4 つの水力発電所（Kurpsai、Tash-Kumyr、Shamaldy-Sai、Uchkurgan）による発電電力は、ウズベキスタンの電力系統の一部である Fergana 地域の Lochin 変電所(500/220 kV)で 220kV グリッドを経由して、キルギス南部地域に戻る形態で直接電力を供給している。(図 2-4-3)

⁹ SUMMARY SECTOR ASSESSEMENT: ENERGY, Power Sector Improvement Project (RRP KGZ 43456-02), ADB

¹⁰ Report and Recommendation of the President to the Board of Directors, Proposed Loan and Grant Kyrgyz Republic: Power Sector Improvement Project, September 2010, ADB

¹¹ Final Report on Project Activities of the Kyrgyzstan Energy Advisory Services, p.67, July 15, 2011



(出典: “Energy Demand/Supply Balance and Infrastructure Constraints Diagnostics Study”, October 2010, ADB-RETA-6488, and “ADB - TA-7704 (KGZ) Power Sector Rehabilitation Project, Final Report”, November 2012, ADB (Fichtner))

図 2-4-2 CAPS における中央アジア電力輸出入の推移



(出典: USAID)

図 2-4-3 中央アジア電力システムシステム (Central Asian Power System; CAPS)

潮流状態については、Toktogul 発電所で発電された電力が前述の 500kV 送電線 (Toktogul-Alabel-Frunzenskaya) により北へ送電される。Bishkek 市へは、Frunzenskaya 変電所からの 220 kV 送電線と、後述の、カザフスタン内の Almaty 変電所 (500/220 kV) からの 220 kV 送電線により電力が供給されている。Naryn Cascade で発電された残り電力は 500 kV 送電線 (Toktogul-Lochin) を通じて南流する。この潮流は Lochin 変電所から、ウズベキスタンおよびカザフスタンを経由する CAPS を介して、カザフスタンの Almaty 変電所からキルギス北部に送電されるものと、220 kV 送電線およびその他の 220 kV、110 kV 変電所を介して Osh 州および Batken 州に供給されるものに分かれる。

しかしながら、キルギスの現状の送電方法には、次の 3 つの点から、電力安定供給上のリスクを抱えている。

1. 南部の電源地帯と北部の需要中心地を結ぶ 500 kV 送電ルートがわずか 1 ルート (2 回線) のみである。このため、同送電線が故障した際、近隣諸国からの電力融通が得られない場合、北部地域の大部分に供給支障を生じる可能性がある。
2. Bishkek 市および北部地域への電力供給において、Frunzenskaya 変電所の変圧器容量の制約を受ける。Toktogul 水力発電所の出力 1,200 MW の内、860 MW 以上¹²はウズベキスタンおよびカザフスタン内を通過する CAPS を使用せずに Bishkek 市を含む北部地域へ供給することが出来ない。
3. 南部地域への電力供給を直接的にコントロールできない。Naryn Cascade に位置する Toktogul 発電所以外の 4 つ発電所からの潮流は南流し、ウズベキスタンの Lochin 変電所から 220kV 送電線によりキルギス南部に戻る形となっている。しかし、この送電方法は、ウズベキスタンが CAPS からの離脱を決定し、Lochin 変電所からのキルギス向けの送電線を切り離した場合、キルギス南部地域への代替供給経路が確保できなくなるリスクが生じる。

◆ 近隣諸国における近年の系統開発状況

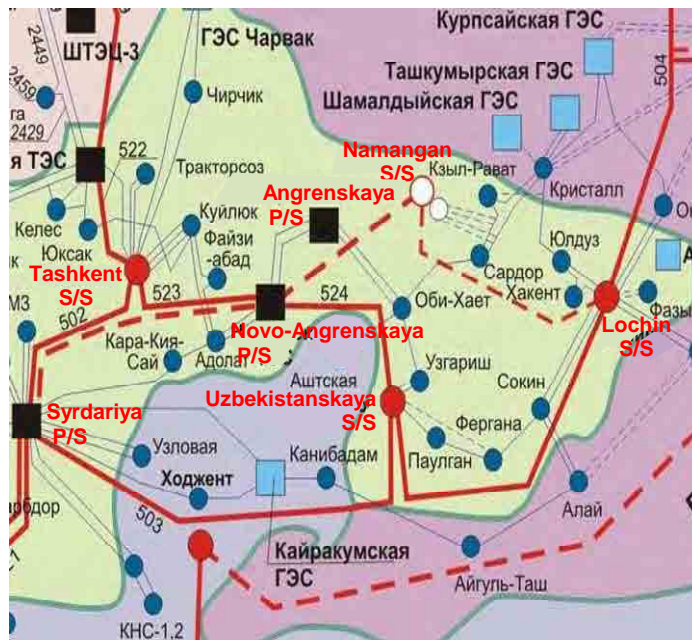
前述のように、近年、中央アジア各国が電力の自給自足に向けた電源および系統開発を推進している中、キルギスと共に CAPS で連系されている隣国のウズベキスタンおよびカザフスタンにおいても状況は同じであり、キルギスは上記 2 国による系統開発の進展に伴い、将来的に CAPS を両国内で開放され、キルギス北部への電力供給用 500 kV² ルートの内、1 ルートによる電力供給が出来なくなるリスクに対し、危機感を持っている。以下に、ウズベキスタンおよびカザフスタンにおける系統開発状況を述べる。

1. ウズベキスタン

2009年7月10日、ウズベキスタンは500 kV Uzbekistanskaya 変電所の試運転について公表した。同変電所は、Syrdariya 発電所と Lochin 変電所結ぶ既設 500 kV 送電線 (L-503 線) の中間に位置し、同変電所と Novo-Angrenskaya 発電所とを結ぶ 500 kV 送電線も運転開始となった。また、新設 500kV Namangan 変電所および、同変電所と Novo-Angrenskaya 発電所、Lochin 変電所を結ぶ 500 kV 送電線 (図 2-4-4 中央より右側に向かう赤い破線) の建設が開始された。更に、Fergana 盆地では 220 kV

¹² Frunzenskaya 変電所の変圧器容量は 1,000MVA (500MVAx2 台) である。

送電線の再建が行われている。このような 500 kV～220 kV 送電系統の更なる拡充により、Fergana 地域の需要中心へはウズベキスタンの主要系統からの直接供給の条件が整いつつあり、Naryn Cascade の水力電源に依存することなく、CAPS からの離脱が彼ら自身の選択によりいつでも可能になると共に、Lochin 変電所でループを開放することによりキルギス南部への電力供給を止めることが出来るという外交カードを手に入れ、キルギスとの間で電力その他の問題に関する譲歩の取り付けで優位な地位に立つこととなった。



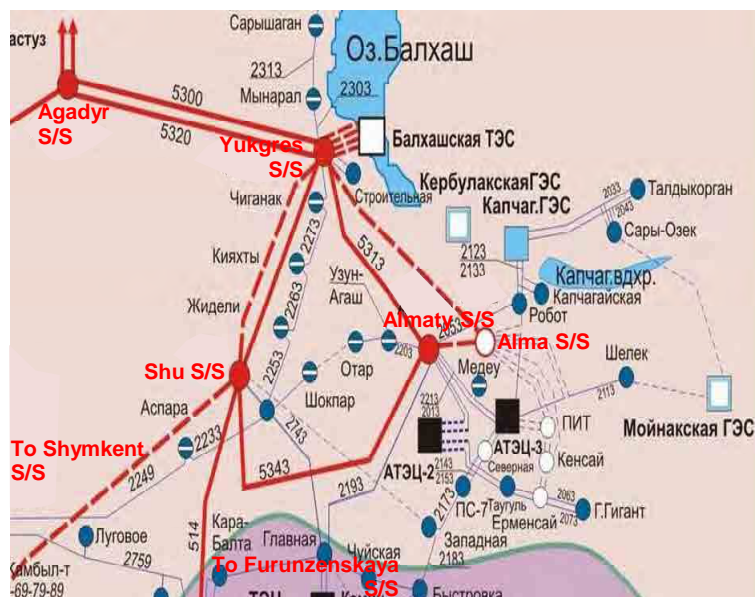
(出典：MEI 提供資料より抜粋)

図 2-4-4 ウズベキスタンにおける系統開発状況

2. カザフスタン

カザフスタンでは、2009 年 9 月に 2 線路目の 500 kV 南北送電線を完成させた。また、500 kV Shu 変電所が完成し、運転開始となっている。この系統開発により、カザフスタン南部需要地へ同国北部の電源からの電力供給が可能となる。更に、カザフスタンは同国の選択次第で 500～220kV の CAPS から独立した系統の運用が可能となる。(図 2-4-5)

ウズベキスタンおよびカザフスタンが CAPS を離脱することによるキルギスの電力供給への影響としては、両国を經由してキルギス北部地域へ行われていた約 700 MW の送電が出来なくなることにより、同地域で約 700 MW の電力不足、Lochin 変電所を開放することにより、220 kV 以下の系統で供給されている南部地域向けの 600 MW の電力が不足する状況となる。



(出典：MEI 提供資料より抜粋)

図 2-4-5 カザフスタンにおける系統開発状況

◆ 系統運用に与える Toktogul 水力発電所の水利用の影響

Toktogul 水力発電所の貯水池は、数年間の水利用に対する調整能力を有し、発電に限らず下流国の灌漑に対しても多大な影響を及ぼしている。そのため、同貯水池からの放流に関しては、政府間協定(Inter-Governmental Irrigation Agreements (IGIA))が毎年締結され、それに基づく水運用が課せられる。この協定においては、キルギスの需要が低下する夏季においても、下流国の灌漑のために、国内の電力需要以上の水を放流しなければならないため、この分の発電量を輸出することになる。同様に、電力需給の逼迫する冬季においては、発電のために放流してしまうと下流国の夏季の灌漑用水が不足するため、下流国から電力融通や燃料を輸入し火力発電で代替えることになる。このように、同協定は極めて複雑な内容となっている。

MEI によれば、同協定は定期的に協議改訂が行われるが、現状のキルギスの履行条項として、①CAPS の電圧ならびに周波数を含むシステム安定上必要となる 300 MW (最大) を、Toktogul 貯水池運用により無償で電力輸出すること、ならびに、②冬季においては Toktogul 貯水池から最大 $650 \text{ m}^3/\text{s}$ までの放流までしか許容されないことが記載されている。

MEI からの情報によれば、実態の運用として、CAPS へ周波数調整用電力輸出は、協定書上は 300 MW となっているが、実績としては冬季 100 MW、夏季 150 MW 程度であること、また、渇水年を除く冬季においては、Toktogul 貯水池から $650 \text{ m}^3/\text{s}$ 以上の発電放流を行い同貯水池下流の 5 水力発電所をピーク時（昼夜 2 回）の数時間ではあるが 100%稼働させている実態がある。

なお、キルギスは自国の電力供給を最優先に考え、冬季には電力輸出を行わない方針であるが、2010 年までの間、ウズベキスタンが無断で受電していたため、2011 年以降は、冬季において有償でウズベキスタンへ電力輸出する協定に変更している。

③ 配電設備

配電会社（JSC Severelectro、JSC Oshelectro、JSC Jalal-Abatelectro、JSC Vostokelectro）は、それぞれ地域独占形態をとり、JSC NEGK および小水力発電事業者などから電力を購入し、各供給エリアの需要家へ電力を供給している。配電会社は 35 kV/6-10 kV/0.4 kV の配電設備を保有しており、その保守および修繕を担っている。図 2-4-6 に、各配電会社のサービスエリアを掲載する。上記 4 つの配電会社のうち JSC Severelectro は、キルギス最大の配電会社であり、最大の電力消費地である Bishkek 特別市、および Chui 州、Talas 州へ電力を供給している。2012 年時点において、これらの 1 市 2 州で、キルギスの全電力消費量の約 52%（5,770 GWh）を占めている。¹³



（出典：USAID Kyrgyz Energy Sector, November 8, 2010）

図 2-4-6 各配電会社のサービスエリア図

2012 年におけるキルギスの配電設備量を表 2-4-3 に示す。

配電線の総延長は 57,357 km、35 kV 配電用変電所数は 336 箇所、10/0.4 kV および 6/0.4 kV 変圧器台数は 20,963 台である。この内、全取替が必要な設備の占める割合を配電会社別にまとめたものを図 2-4-7 に示す。また、全配電設備量に占める各配電会社保有設備の割合を図 2-4-8 に示す。

これらの図から、キルギスの配電設備量の 60%以上を占める JSC Severelectro と JSC Oshelectro の配電設備において、全取替が必要な設備が多いことが分かる。特に、10 kV 以下の架空配電線、配電用ケーブル、変圧器について全取替のニーズが高くなっている。設備取替が必要な原因としては、多くの配電設備が旧ソビエト時代に建設されたものであり、老朽化が顕著であること、キルギス独立後、資金不足により必要な設備修繕をほとんど行ってこなかったことによる設備の劣化、近年の都市部における電力需要の伸びに対応した設備更新が実施されていないことによる既設配電線および変圧器の容量不足による過負荷が挙げられる。

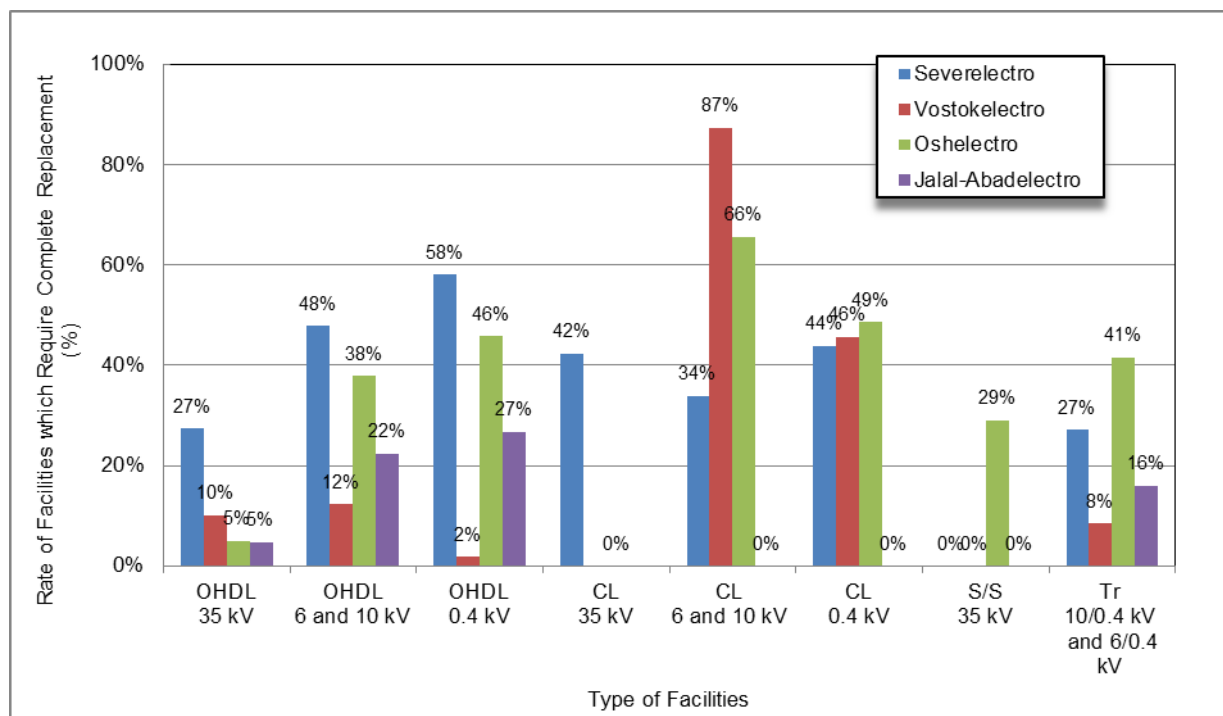
¹³ ここでは、JSC NEGK の送電グリッドから JSC Severelectro の配電グリッドに流入した電力量を電力消費量とした。

表 2-4-3 キルギスにおける配電設備量(2012年)

Company	Total Length of Distribution Lines by Types (km)							Number of Substations and Transformers (units)	
	OHDL 35 kV	OHDL 6 and 10 kV	OHDL 0.4 kV	CL 35 kV	CL 6 and 10 kV	CL 0.4 kV	Total	S/S 35 kV	Tr 10/0.4 kV and 6/0.4 kV
Severelectro	1,320.0	7,806.0	10,914.0	59.0	1,057.0	887.0	22,043.0	122	8,605
Complete Replacement Required	361.0	3,733.0	6,336.0	25.0	358.0	389.0	11,202.0		2,335
	27.3%	47.8%	58.1%	42.4%	33.9%	43.9%	50.8%	0.0%	27.1%
Vostokelectro	1,052.9	6,424.5	5,125.7		61.4	37.2	12,701.7	63	4,529
Complete Replacement Required	106.5	791.1	92.1		53.6	17.0	1,060.3		382
	10.1%	12.3%	1.8%		87.3%	45.7%	8.3%	0.0%	8.4%
Oshelectro	1,275.1	5,888.0	5,772.0	15.0	169.1	185.6	13,304.8	86	4,511
Complete Replacement Required	63.4	2,230.0	2,642.0		110.8	90.2	5,136.4	25	1,872
	5.0%	37.9%	45.8%	0.0%	65.5%	48.6%	38.6%	29.1%	41.5%
Jalal-Abadelectro	959.8	3,676.6	4,586.4		63.2	21.5	9,307.5	65	3,318
Complete Replacement Required	45.0	821.6	1,223.7				2,090.3		529
	4.7%	22.3%	26.7%		0.0%	0.0%	22.5%	0.0%	15.9%
Total	4,607.8	23,795.1	26,398.1	74.0	1,350.7	1,131.3	57,357.0	336	20,963
Complete Replacement Required	575.9	7,575.7	10,293.8	25.0	522.4	496.2	19,489.0	25	5,118
	12.5%	31.8%	39.0%	33.8%	38.7%	43.9%	34.0%	7.4%	24.4%

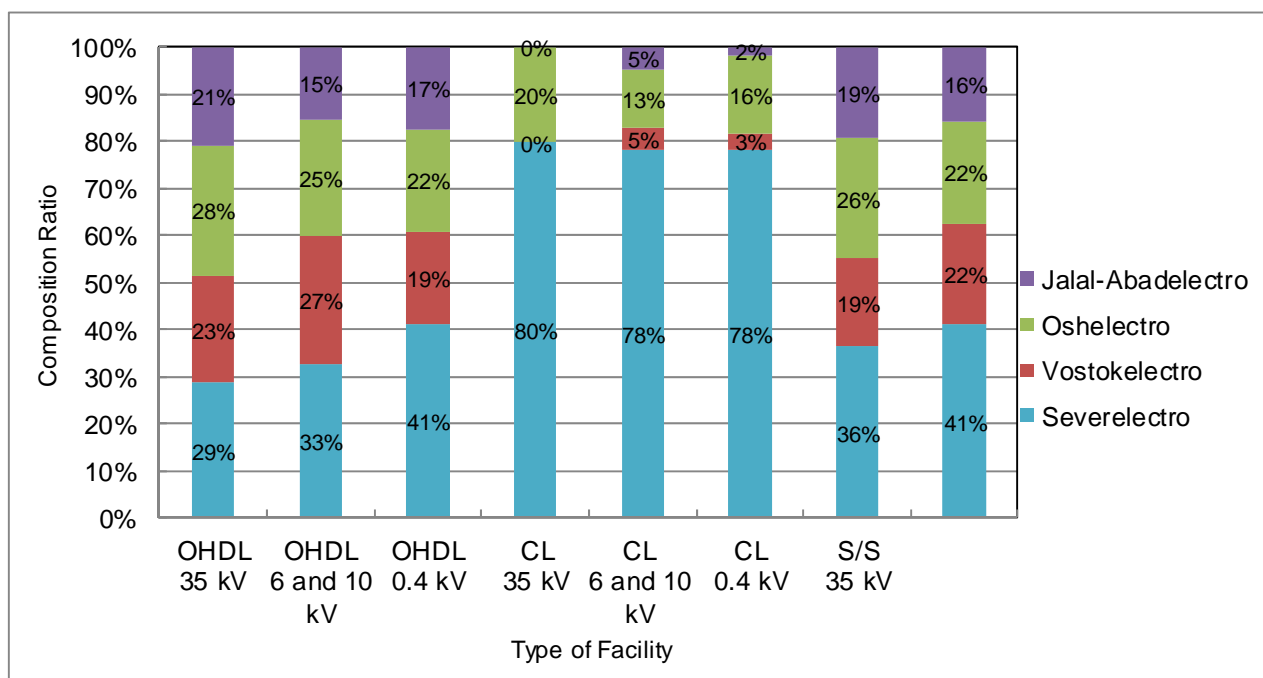
*OHDL: Overhead Distribution Line, CL: Cable Line, S/S: Substation, Tr: Transformer

(出典：MEI 提供資料を調査団にて編集)



(出典：MEI 提供資料を調査団にて編集)

図 2-4-7 全取替が必要な設備の割合 (配電会社・設備別)



(出典：MEI 提供資料を調査団にて編集)

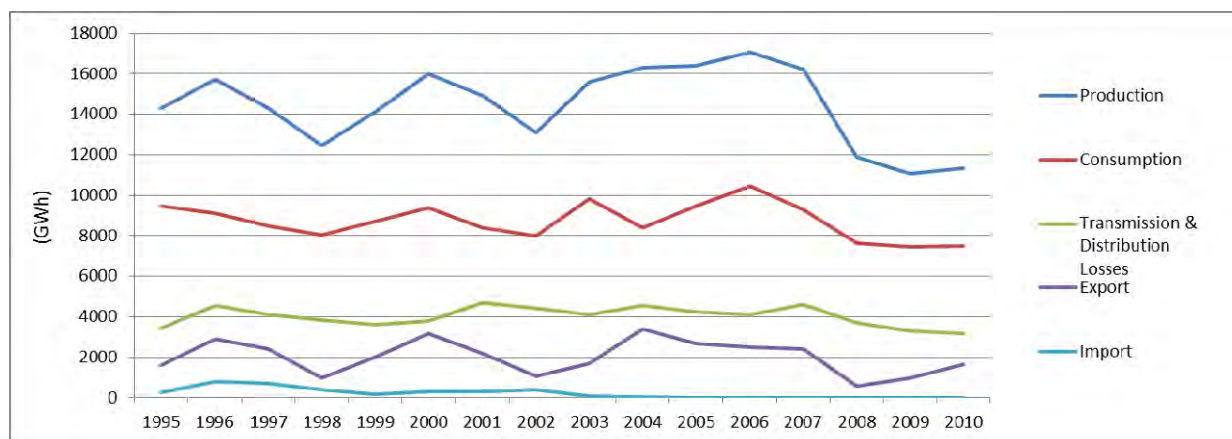
図 2-4-8 全配電設備量に占める各配電会社保有設備の割合

2-4-2 電力需給状況

キルギス全体の電化率は、小規模な未電化エリアが 21 箇所存在するものの、概ね 100%を達成している。なお、Chui 州においては、未電化エリアは存在しない。

2010 年の年間電力供給量は 11,450 GWh であり、このうち国内 10.8 百万の顧客への実際の売電量は 6,091 GWh となっている。残りの 4,641 GWh がシステムロスであり、全体の 40%と高いロス率となっている。

過去の電力供給の実績と特徴を把握するために、1995 年から 2010 年までの発電量(Production)、消費量(Consumption)、送配電ロス(Transmission & Distribution Losses)、輸出货量(Export)、輸入量(Import)の傾向について、図 2-4-9 に示す。ここで、(発電量+輸入量) = (消費量+輸出货量+送配電ロス) が成り立っている。



(出典: The World Bank DataBank/ADB Key Indicators 2012)

図 2-4-9 電力供給量および電力消費量の推移

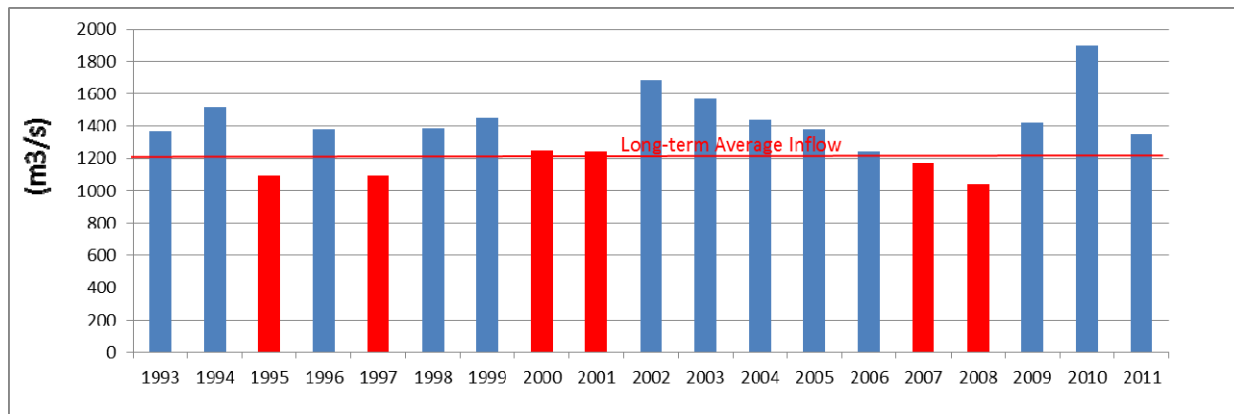
図 2-4-9 において、発電量(Production)ならびに消費量(Consumption)ともに、年変動が大きいものの、過去 15 年間で大きな増加傾向はない。発電量(Production)は 1996 年と 2006 年の極大値データを比べると、15,729 GWh から 17,082 GWh へ年率 0.9%で微増している。

送配電ロス(Transmission & Distribution Losses)は、4,000 GWh 程度(発電量全体の約 20%程度)と高い水準で推移している。また、電力輸出は年変動があり、電力輸入を大幅に上回っている。電力輸入は、近年減少し低水準で推移している。

上記発電量(Production)の年変動と河川流量との関係を確認するために、1990 年から 2011 年までの Naryn 川 (Toktogul 貯水池上流) の年間平均河川流量の推移を図 2-4-10 に示す。

図 2-4-10 より、①1995-1997 年、②2000-2001 年、③2007-2008 年の 3 期間については、Naryn 川の年間平均河川流量が長期平均流量と同程度またはそれを下回っており、至近の渇水年と考えられる。Toktogul 貯水池は数年間の流量調整が可能な貯水池容量を有することから、この渇水年の影響が翌年以降に現れ、図 2-4-9 のとおり、①1998 年、②2002 年、③2008-2010 年に発電量が

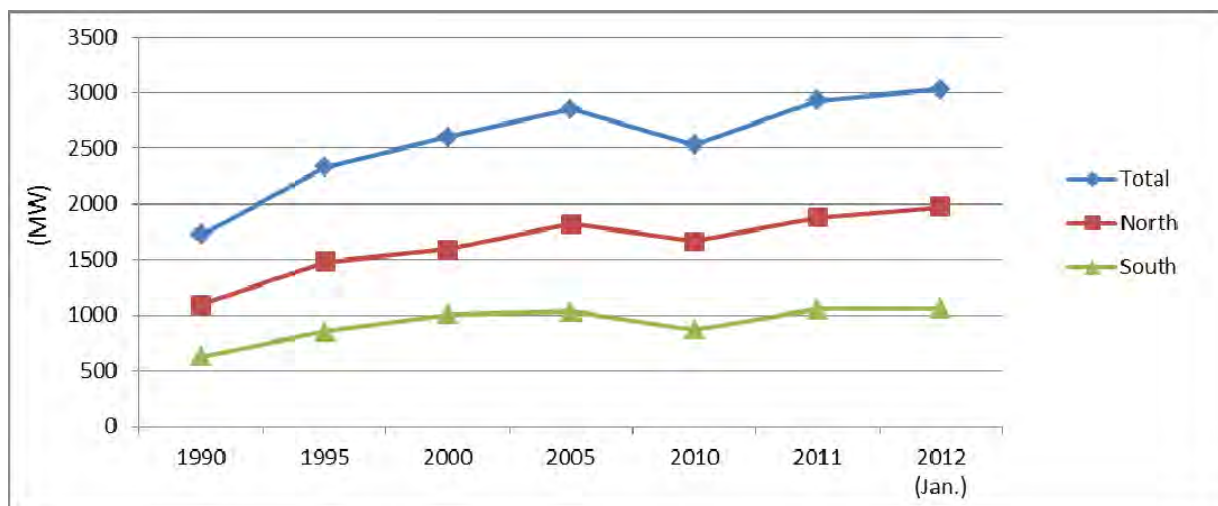
大幅に減少し、消費量ならびに輸出量と共に年変動を引き起こす原因になっているものと推察される。概して言えば、大よそ5年程度に一度の割合で、渇水の影響により、発電量が15~25%程度減少（変動）する傾向があると推察される。ただし、2010年の発電量の低下は、電気料金の値上げ、リーマンショック等の影響も起因している可能性がある。



(出典: MEI)

図 2-4-10 Naryn 川（Toktogul 貯水池上流）の年間平均河川流量の推移

1990年から2012年までの最大ピーク出力の推移を、図2-4-11に示す。ここで、至近20年の電源開発は、Shamaldy-Sai水力発電所(240 MW/1994年)およびKambarata-2水力発電所(60 MW/2010年)の2発電所のみである。



(出典: MEI)

図 2-4-11 最大ピーク出力の推移

1990年から2005年までの15年間については、設備容量に比較的余裕があった時代と考えられ、需要の伸びに追随し、最大ピーク出力が1,722 MWから2,855 MWへ、年率3.4%で計65%程度も増加している。しかしながら、2005年以降は、設備容量に余裕がなくなったものと想定され、最

大出力の伸びが抑えられており、最大ピーク出力が 2,855 MW から 3,035 MW へ、年率 0.9% と増加率が鈍化しており、さらに、2012 年 1 月においては 250 MW 程度の計画停電が行われている状態となっている。

なお、2010 年に需要が減少しているが、MEI によれば、これは水不足により Toktogul 貯水池の容量が不足し十分な発電ができなかったためとされている。

図 2-4-12 に、最大ピーク出力と年負荷率の実績を示す。年負荷率は、1990 年代から年々減少していることから、ピーク需要が顕在化してきたことが理解される。他方、2005 年以降の年負荷率は、年変動はあるものの、50% 程度に収れんしつつある。これは、供給力の不足のためピーク需要が制限されているためと考えられる。

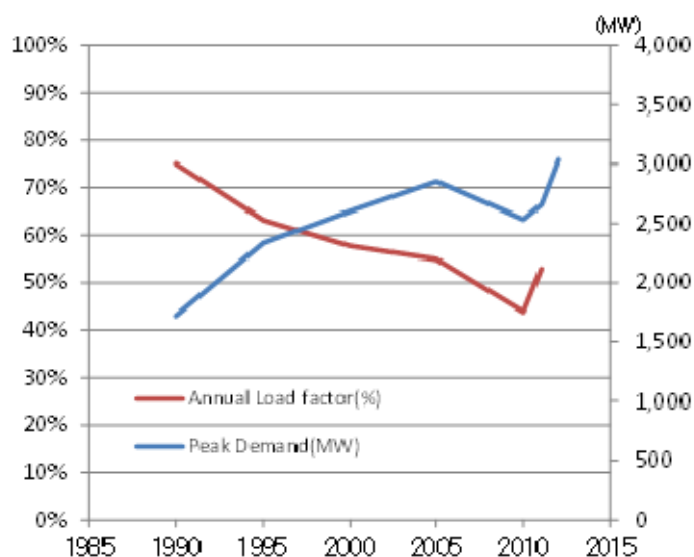


図 2-4-12 最大ピーク出力と年負荷率の実績

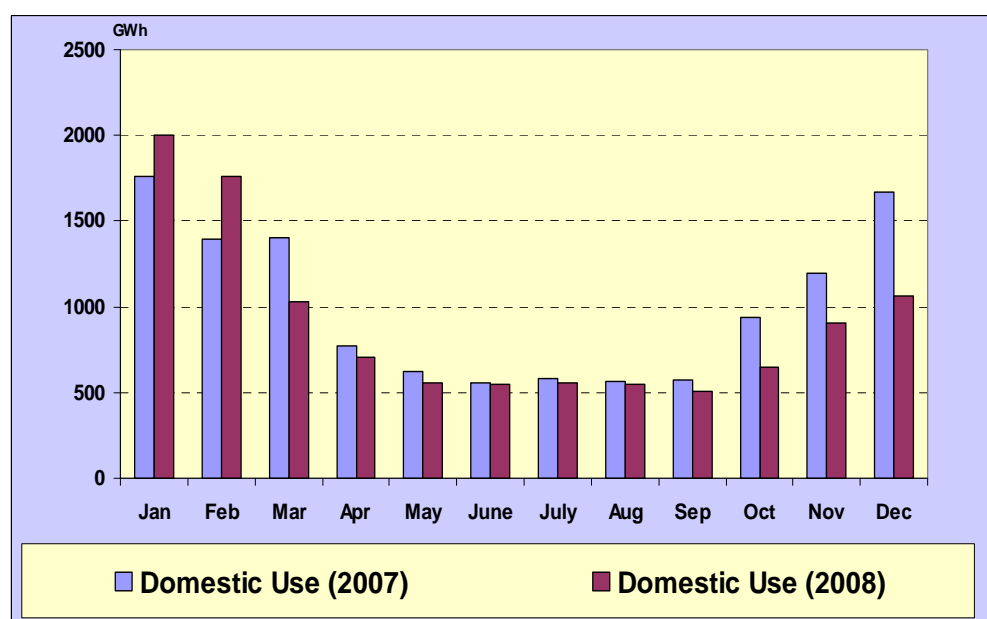
表 2-4-4 に示す通り、エリア別の電力供給は、Chui 州を含む JSC Severelectro が全体の約半分 (=48%) の供給を、また、JSC Vostokelecto を含めた北部で全体の 7 割 (=48%+22%) の供給を行う計画となっている。他方、Toktogul 発電所に代表される電源の大部分は、JSC Jalal-Abadelectro の管轄内で運転されている。

また、図 2-4-13 に示す通り、月別の電力需要においては、暖房需要が増える 12~2 月の厳冬季の消費が際立っている。

表 2-4-4 冬季最大需要に対するエリア別電力供給（2012 年計画値）

DisCos	Area	Consumption (MWh)	Proportion	
JSC Severelectro (North)	1. Bishkek city	2,977	24%	48%
	2. Chui oblast	2,529	20%	
	3. Talas oblast	460	4%	
JSC Vostokelectro (Northeast)	4. Naryn oblast	667	5%	22%
	5. Issyk-Kul oblast	1,341	11%	
	6. Batken oblast	784	6%	
JSC Jalal-Abadelectro (Southwest)	7. Jalal-Abad City	1,806	15%	15%
JSC Oshelectro (South)	8. Osh oblast	1,069	9%	15%
	9. Osh City	811	7%	
Total		12,444	100%	

(出典: MEI)



(出典: USAID)

図 2-4-13 電力供給量の月別変動（2007 年および 2008 年実績値）

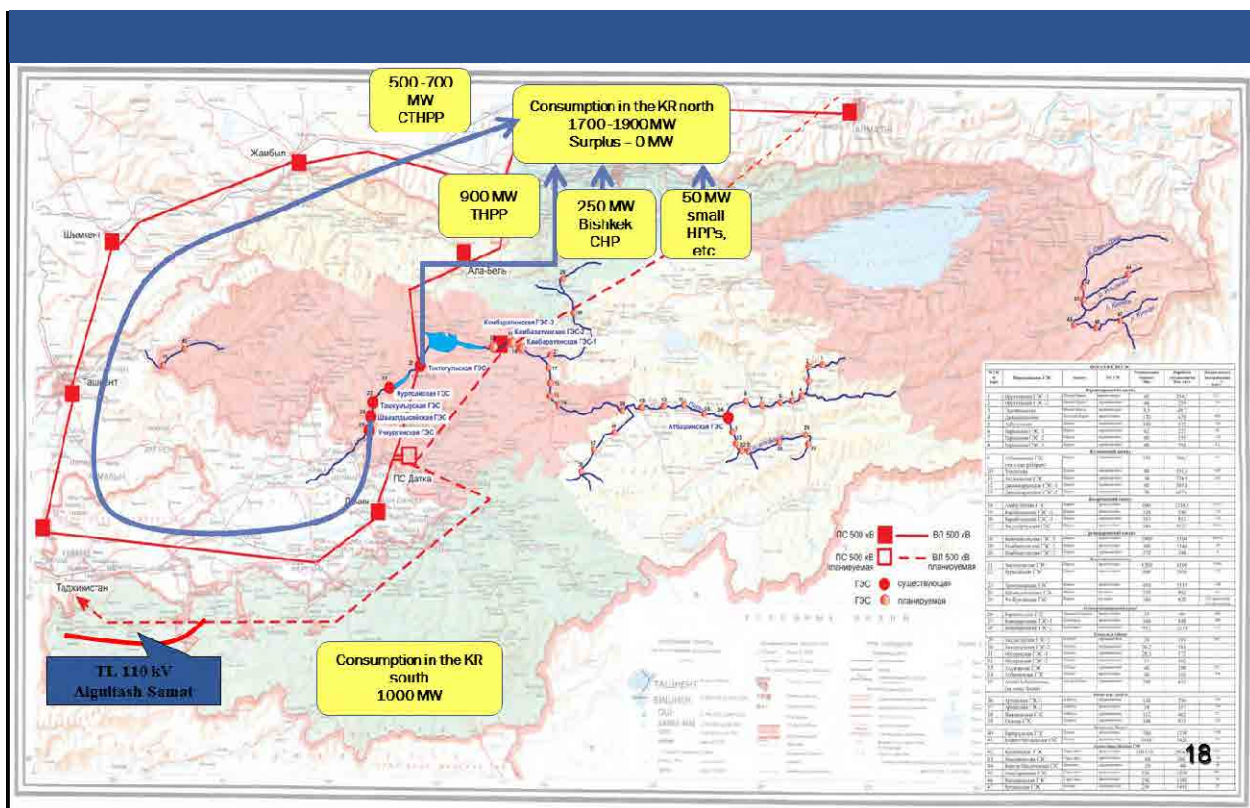
2-4-3 2012年1月の最大供給実績と最大ピーク需要想定

① MEI の電力需給計画（2012年当初）

MEI は、図 2-4-14 に示す 2012 年冬季北部に対する電力供給について、以下のとおり計画していたが、実際の需要が想定を上回ったため、供給停止を余儀なくされた。ここで、北部とは、表 2-4-4 の JSC Severelectro（北部地域）と JSC Vostokelectro（北東部地域）が管轄するエリアであり、南部とは、同表の JSC Jalal-Abadelectro（北西部地域）と JSC Oshelectro（南部地域）が管轄するエリアである。

MEI が当初計画した 2012 年冬季の電力需給計画の概要は、以下のとおりである。

- ▶ 2012 年冬季の北部ならびに南部の最大ピーク需要は、それぞれ 1,900 MW および 1,000MW であり、全国で 2,900 MW の最大ピーク需要を想定。
- ▶ 北部の最大ピーク需要想定 1,900 MW に対する電力供給計画
 - Toktogul 水力等の南部電源 900 MW を国内 500 kV 送電線より北部へ供給。
 - 同じく Toktogul 水力等の南部電源 700 MW を CAPS500 kV 送電線より北部へ供給。
 - 北部の Bishkek 火力および小水力発電等 300 MW を北部へ供給。



(出典: MEI)

図 2-4-14 2012 年冬季の最大需要に対する MEI による電力供給計画

② 最大供給実績(kW)

2012 年の最大供給実績(1 月)は、過去最高の 3,035 MW (2012 年 1 月)であった。このうち約三分の二は首都 Bishkek 市および Chui 州を含む北部へ供給されている。

既設の全供給可能出力 3,238 MW(=Available capacity)よりも若干少ない理由としては、Toktogul 貯水池より上流の流れ込み式水力発電所である Kamarata-2 (60 MW)ならびに At-Bahi (38 MW)が冬季の小流量運転であること、また、他の発電所において幾つかのメンテナンス作業が行われていたこと等が挙げられる。

なお、Toktogul 貯水池下流の 5 水力発電所は、同年の貯水量が豊富にあったため、昼と夜の電力需要ピーク時の数時間に対しては出力 100% で運転を行うことが可能であった。

③ 最大ピーク需要(kW)

最大ピーク需要については、計画停電を日常的に行って需要を抑制しているため、潜在的な最大ピーク需要を直接的に計測できない。

北部への供給については、電力供給が 1,900 MW を超えた時点で JSC NEGK から配電会社へ供給停止の指令を発する。配電会社は新たな需要に対して順次エリア毎（フィーダ毎）に供給停止作業を行う。この作業の間、北部における最大供給実績値 1,977 MW（2012 年 1 月）が確認された。MEI によると、配電会社により供給停止されたフィーダの通常的需求から勘案し、ピーク時に最大 200MW 程度の需要抑制を行ったものと評価している。すなわち、北部での最大ピーク需要は、最大供給実績 1,977 MW と供給停止分 200 MW の合計で、2,177 MW と想定される。

南部への供給については、北部同様に、電力供給が 1,000 MW を超えた時点で JSC NEGK から配電会社へ供給停止の指令を発し、最終的な最大供給実績 1,058 MW に達した。これに、供給停止分 50 MW を加算し、最大ピーク需要を 1,108 MW と想定できる。

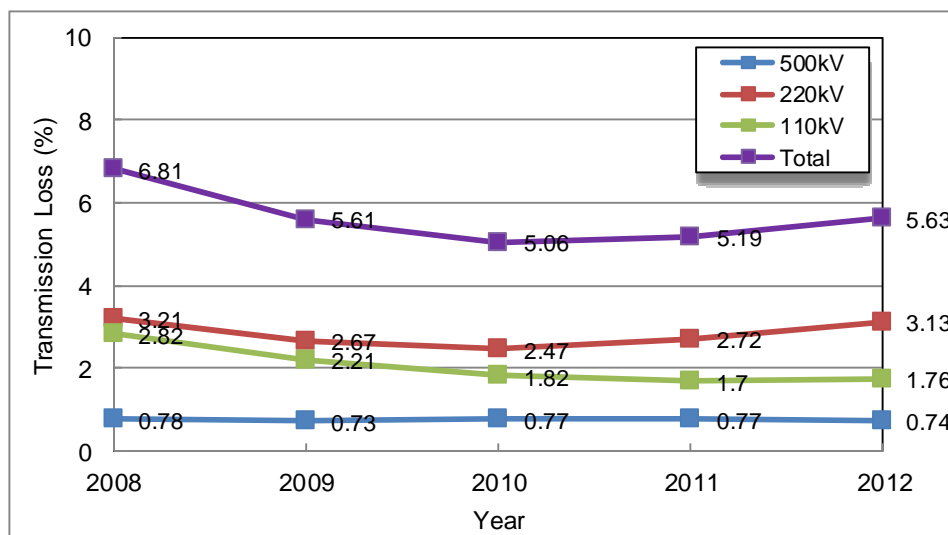
以上から、キルギス全体の最大ピーク需要は、2012 年 1 月に発生した最大供給実績 3,035 MW に対して、供給停止分 250 MW を加算し、合計 3,285 MW（北部 2,177 MW および南部 1,108 MW）と想定される。

2-5 電力損失

2-5-1 送電ロス

JSC NEGK 提供による過去5か年の送電ロス率（テクニカルロス）の推移を図 2-5-1 に示す。5か年平均値は500 kV 設備が0.7%台、220 kV 設備が2.8%台、110 kV 設備が2%台とほぼ横ばいであり、合計送電ロス率（テクニカルロス）も6%程度で推移している。テクニカルロスの原因としては、送電線、変圧器、単巻変圧器（Autotransformer）、計器用変流器（Current Transformer）の負荷損（銅損）、変圧器の無負荷損（鉄損）、110kV～500kV 送電線のコロナ損、調相設備および計器用変成器（Voltage Transformer）の損失等の典型的なものとの回答であった。

一方、JSC NEGK の送電系統から各配電会社の35 kV 系統へ110/35 kV 変圧器を介して電力が供給されており、需要家或いは電力量計の検針員等による計測機器の不正改造は実質的に不可能であることから、コマーシャルロスは存在しないと言える。



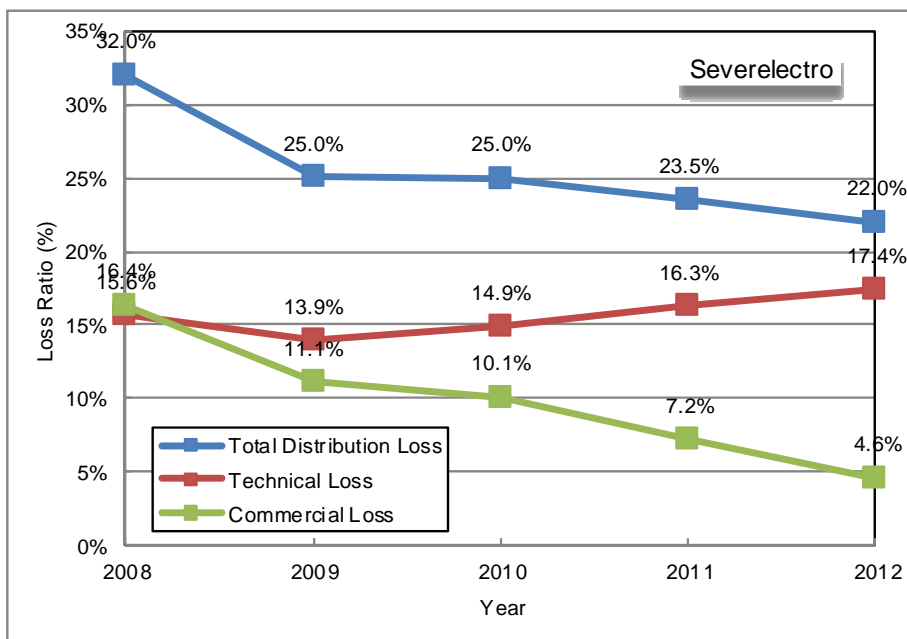
(出典: MEI)

図 2-5-1 キルギスの送電系統における過去5年間の送電ロスの推移

2-5-2 配電ロス

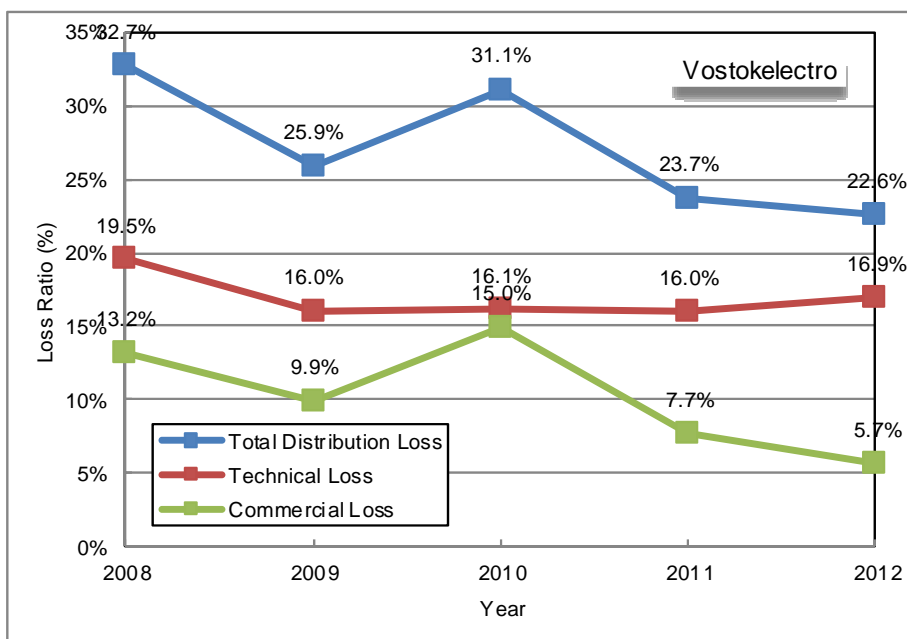
MEI 提供による各配電会社における配電ロスの推移に関する資料¹⁴によれば、2012年度のキルギスにおける配電ロスは2,367.8 GWh、配電ロス率は、配電会社の配電系統に流入した全電力量の21.2%であった。過去5年間に於ける各配電会社の配電ロスの推移を図 2-5-2～図 2-5-5 に示す。赤色の線がテクニカルロス、緑色の線がコマーシャルロス、水色の線が配電ロス全体を表す。キルギス全体の配電ロスの推移を図 2-5-6 に示す。

¹⁴ Key Technical and Economic Indicators of DisCos, MEI



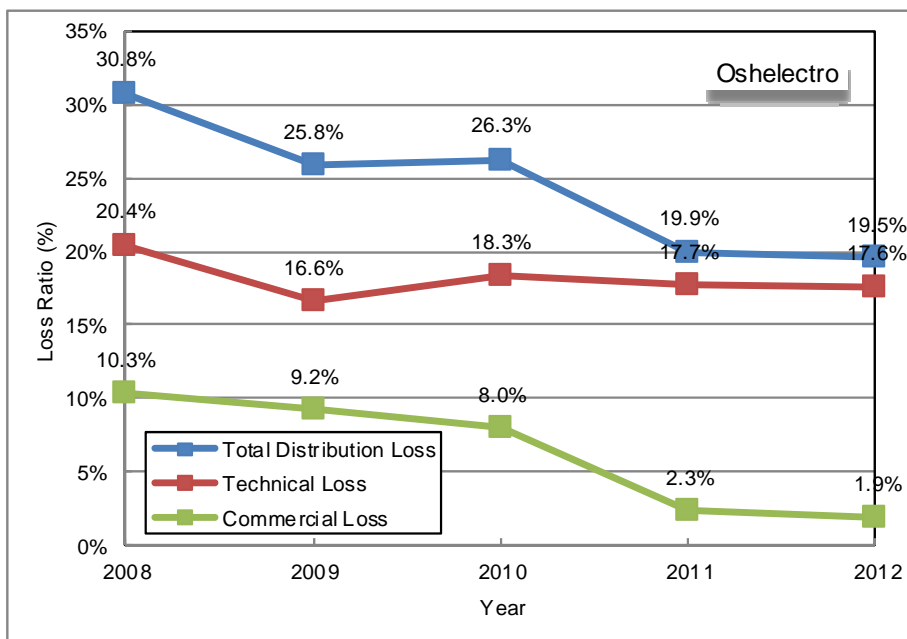
(出典: MEI)

図 2-5-2 JSC Severelectro における過去 5 年間の配電ロスの推移



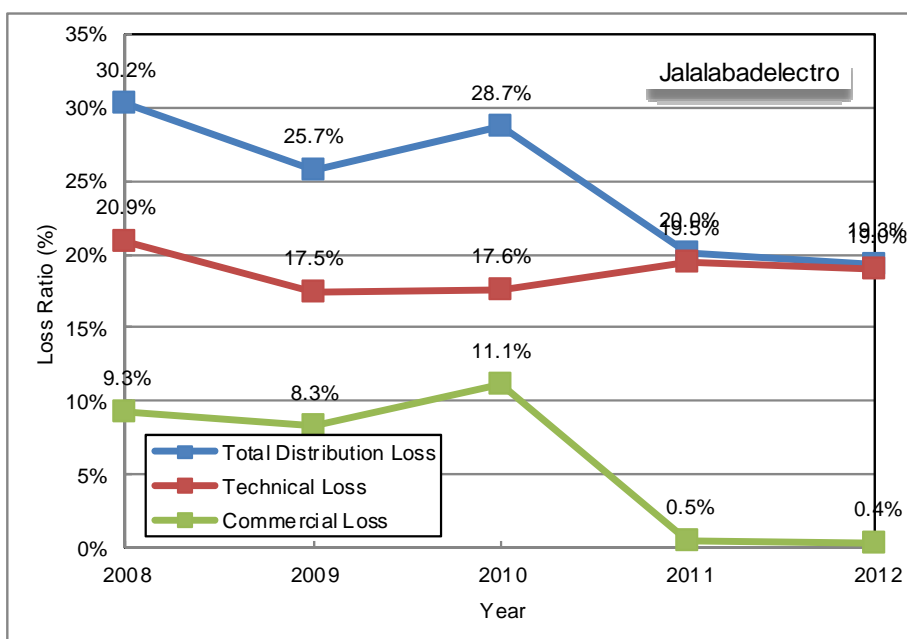
(出典: MEI)

図 2-5-3 JSC Vostokelectro における過去 5 年間の配電ロスの推移



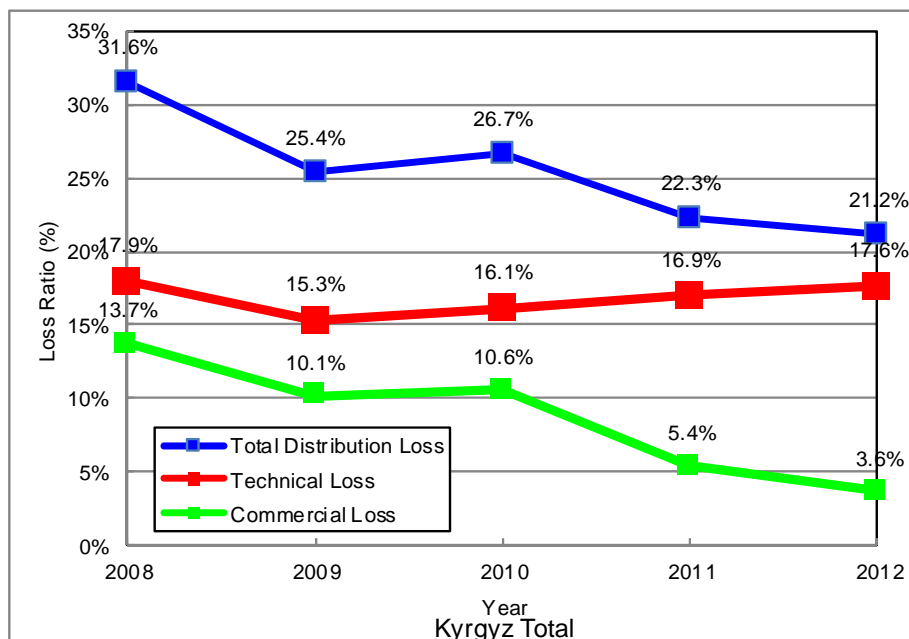
(出典: MEI)

図 2-5-4 JSC Oshelectro における過去 5 年間の配電ロスの推移



(出典: MEI)

図 2-5-5 JSC Jalal-Abadelectro における過去 5 年間の配電ロスの推移



(出典: MEI)

図 2-5-6 キルギスにおける過去 5 年間の配電ロスの推移

いずれの配電会社においても共通している特徴としては、2010 年以降、商業ロスが急速に減少しているのに対し、テクニカルロスが一向に改善せず、むしろ微増しているという点である。

テクニカルロスが減少しない原因としては、旧ソ連時代に形成された配電設備の老朽化、および設備計画策定時に想定していた各家庭における電力需要 (100kWh) に対し、現在の需要がそれをはるかに上回っていることにより、設備容量を超過していることによる。JSC Severelectro への聞き取り調査結果によれば、Bishkek 市内の 35kV、10kV、6kV、0.4kV 配電用の電線が現在の負荷に供給できるだけの送電容量となっていない細径の電線であること、6-10/0.4kV の低圧供給用変圧器の劣化、35/6-10kV 変圧器の過負荷、1 つの配電線路において、電線径の異なる区間があり、太径電線から細径電線に電線線種が変わる箇所がボトルネックとなる、といったことがテクニカルロスの主な原因となっている。

上記のテクニカルロス低減に向けた取り組みとして、Bishkek 市および Osh 市では、それぞれ JSC Severelectro および JSC Oshelectro により、35kV 変電所新設、35/10-6kV 変圧器の交換、6-10/0.4kV 変圧器の交換 (Osh 市の一部の変圧器については世銀支援、その他は自社資金)、35kV、6-10kV (Bishkek 市の 6-10kV ケーブルについては KfW 支援)、0.4kV 架空配電線の太線化、10kV、0.4kV ケーブルの太線化工事¹⁵が行われた。しかしながら、JSC Severelectro においては 2011 年から 2012 年にかけてのテクニカルロスの推移が 16.3%から 17.4%へ増加、JSC Oshelectro においては、17.7%から 17.6%とほぼ横ばいとなっており、顕著な効果は数字上表れていない。

¹⁵ “Main activities aimed at uninterrupted power supply of Bishkek city as of 2012”, “Main activities aimed at uninterrupted power supply of Osh city as of 2012”, MEI

コマーシャルロスに関しては、これまで検針員 (controller) による電力量計が示す各需要家の電力使用量の読み取り不正 (実際の使用量よりも少ない使用量を検針記録として書き込む代わりに電力使用契約者から賄賂をもらう行為)、検針員と共謀して電力量計を交換する技術者 (specialist) が不正に改造 (タンパリング) した電力量計に交換することにより、実際の使用量よりも小さな電力量が計測されることによるロス、および未契約者による盗電、電力契約者の料金不払いによって、2008年～2010年の3か年において、キルギス全体として平均約11.5%と高い値となっていた。このように、検針員および電力量計交換技術者による不正を防止するために、KfWなどのドナーの支援により、JSC Severelectro では、従来の電力量計をスマートメータに交換し、遠隔操作で使用電力量のデータを取得することが出来る自動検針システムの導入プロジェクトを推進している。2012年時点で、230件の需要家にスマートメータが試験的に導入された。今後の導入計画は、以下の通りとなっている。

- ◆ 電力供給者からの供給線への導入：637個
- ◆ 地域電力会社間の配電線および自社の35/6-10kV変電所への導入：1,163個
- ◆ 6-10/0.4kV変圧器への導入：13,000個
- ◆ 全需要家への導入：495,000個 (うち、2013～16年の間に110,000個導入予定)

これに伴い、データ取得・伝送装置の導入も計画されている。本装置の導入により、JSC Severelectro は検針員による電力量計の検針制度を廃止する予定である。また、各配電会社において、既設の裸線から被覆線への張替により、フッキングによる盗電防止対策のを推進している。配電会社によっては、前述のようにコマーシャルロス低減のための取組を展開しており、キルギス全体としても、2012年のコマーシャルロスは3.6%と、数字上は大きく改善している。しかしながら、図2-5-4および図2-5-5に示されたJSC Osheselectro およびJSC Jalal-Abadelectro のコマーシャルロスを見ると、2011年および2012年の2年間の平均値はわずか0～2%程度であり、コマーシャルロスが問題になるレベルとは言い難い。その一方、キルギスの2012年～2017年の5か年における電力セクター開発戦略¹⁶においては、依然として盗電、不正、電力料金未払いによる高いコマーシャルロスが問題であるとしている。キルギスの電力消費のおよそ半分を占める需要家を抱えるJSC Severelectro において先行的な取り組みとしてドナーの支援によるスマートメータの導入に着手し始めているという段階において、それ以外の配電会社で特段の取組が行われていないにも関わらず、コマーシャルロスが急速に減少している状況は不自然であり、データの信憑性について今後更なる精査が必要と考えられる。

また、各配電会社による老朽設備更新のための設備投資が行われているにも関わらず、依然としてテクニカルロスが大きい点について、USAIDの報告書においても、本来コマーシャルロスであるものを意図的にテクニカルロスとして誇大に報告し、コマーシャルロスが一見小さく見えるようにカモフラージュしている¹⁷との記述がある。また、同報告書において、「Vostokelectro の職員は、テクニカルロスの計算は、ソビエト時代に設計された標準的な仮定に基づき、計画された (つまり許容された) テクニカルロスは、発電電力の17%に等しい。同社は17%を超えるものを

¹⁶ Power Sector Development Strategy over the period 2012-2017 (Draft), MEI

¹⁷ Management Diagnostic of the Electricity Distribution Companies of the Kyrgyz Republic, p.2

コマーシャルロスとみなしている。と説明した」¹⁸との記述がある。このことは、配電会社各社のテクニカルロスがほぼ 17%付近で推移していることとの関連を示唆している可能性があることから、今後より詳細な分析が必要と考えられる。

¹⁸ Management Diagnostic of the Electricity Distribution Companies of the Kyrgyz Republic, p.19

2-6 電力設備の開発計画

キルギスにおける 2017 年までの電力セクター開発戦略は、Power Sector Development Strategy over the period 2012-2017(PSDS2012-2017)/MEI に明記されており、期待される成果として、下記 3 点が挙げられている。

- ◆ 電源および系統の容量を増強することにより、電力供給信頼度が向上すること
- ◆ 隣国から独立した国内の電力系統システムが構築されること
- ◆ 外貨獲得のため隣国への輸出電源および輸出のための系統システムが構築されること

ここでは、PSDS2012-2017 をベースに、最新の電源開発計画、系統開発計画ならびに配電設備の拡充計画を取りまとめることとする。

2-6-1 電源開発計画

キルギスの電源開発計画について、表 2-6-1 に示すとおり取りまとめた。

新設発電所は Power Sector Development Strategy over the period 2012-2017(PSDS2012-2017)/MEI に記載されている。また、既設発電所の改修計画については、JSC EPP 等からの聞き取り調査に基づく最新情報をベースとした。さらに、小水力開発計画については、Kyrgyz Republic: Strategic Planning For Small and Medium Sized Hydropower Development (MEI & EBRD, 2011 年 7 月) を参考とした。

1. Kambarata-2 HPP #2(120MW)新設プロジェクト

Kambaata-2 HPP は、1 号機から 3 号機までの計 3 ユニットで、総設備容量 360MW(120MW x 3units)で計画されている。このうち、1 号機は、2010 年に Kambarata-2 HPP #1 (120MW)の運転を開始しており、それ以降、2 号機 (同 HPP #2 (120MW)) の建設を試みたが、資金繰りが問題となり、トンネル掘削の 90%を終了した時点で、建設を休止している。この建設資金としては、キルギス政府の自己資金の調達を目指しているが、現在も資金調達の目途が立っていない。なお、3 号機の建設については、現時点において具体的な動きはない。

2. Kambarata-1 HPP (1,900MW)新設プロジェクト

Kambarata-1 HPP (1,900MW)は、RusHydro & InteRAO (ロシア) ならびに JSC EPP がそれぞれ 50%ずつ出資して設立する特別目的会社(SPC; Special Purpose mpany)により開発される計画である。既にロシア政府とキルギス政府との間に協定書が締結 (2012 年 9 月 20 日) されており、発電量の約半分が周辺国への電力輸出、残りの約半分がキルギス内への電力供給とすることの基本合意がされている。現在、カナダのコンサルタントによりフィージビリティ調査を実施中である。キルギス政府は、2013 年にフィージビリティ調査ならびに設計を終了し、2014 年からの建設開始、2021 年の運転開始 (建設期間 8 年) を目指している。

表 2-6-1 電源開発計画

No.	Donor	Name of the Project	Implementing partner/Contractor	Implementation Period	Amount (in original currency)	Budget support/grant/loan/ other
Power Plant for New Development						
1	Gov. of KR	Kambarata-2 HPP #2 (120MW)	JSC EPP	2014-2015	\$100 million	Own budget, not yet prepared
2	Russian federation	Kambarata-1 HPP (1900MW)	SPC (*)	2014-2021	\$2850 million	IPP
3	Russian federation	Upper Naryn Cascade of 4 HPPs (191MW)	SPC (*)	2014-2021	\$412 million	IPP
4	-	Kara-Keche coal TPP (600MW)	JSC EPP	-	\$700 million	Not yet decided
5	EBRD (**)	4 small HPPs - Sokuluskaya-5(1.5MW) - Tortgulsakaya(3.0MW) - Oy-Alma(7.7MW) - Orto-Tokoskaya(20MW)	Privates	2014-2016 2014-2016 2014-2018 2014-2017	\$5.9 million \$4.7 million \$26.7 million \$38.7 million	Laon, Biddings for IPPs
Power Plant for Rehailitation						
6	ADB	Toktogul HPP (1200MW) Phase-1	JSC EPP	2012-2016	\$55 million	Grant & Loan
7	SECO (Swiss)	At-Bashinskaya HPP (40MW)	JSC EPP	2013-2017	CHF 24 million	Grant
8	Shanghai federation (China)	Bishkek Central Heating PP (400MW)	JSC EPP	2015-2016 (Assumption)	\$300 million	Loan, not yet approved (***)
9	Shanghai federation (China)	Uch-Kurgan HPP (180MW)	JSC EPP	2016-2018 (Assumption)	\$50 million	Loan, not yet approved (***)
<p><NOTES></p> <p>(*) SPC (Special Purpose Company); SPC of Russian companies (“Rushydro” & “Interao”) and JSC “EPP” will be established for development of Kambarata-1 HPP and Upper Naryn cascade of 4 HPPs. The Russian Federation will be financing to the “Rushydro” & “Interao”.</p> <p>(**) EBRD is under taking the technical assistance for preparation of tendering upon No.5, and also interested in financing to the 1st bidder of 4 small HPPs.</p> <p>(***) JSC “EPP” has already requested the fund for rehabilitation of No.6 and No.7 to "the Shanghai Federation", and has been still waiting for the reply.</p>						

(出典: Power Sector Development Strategy over the period 2012-2017/MEI, etc)

3. Upper Naryn Cascade of 4 HPPs (191MW)新設プロジェクト

Upper Naryn Cascade of 4 HPPs (191MW)は、Naryn 川上流域において Naryn HPP-1,2,3 および Akbulun HPP の4つの水力発電所のカスケードで構成されている。同プロジェクトは、“RusHydro” & “InteRAO” (ロシア)ならびに JSC EPP がそれぞれ 50%ずつ出資して設立する特別目的会社(SPC; Special Purpose mpany)により開発される計画である。既にロシア政府とキルギス政府との間に協定書が締結 (2012年9月20日)されており、発電量の約半分が周辺国への電力輸出、残りの約半分がキルギス内への電力供給とすることの基本合意がされている。現在、カナダのコンサルタントによりフィージビリティ調査を実施中である。キルギス政府は、2013

年にフィージビリティ調査ならびに設計を終了し、2014年からの建設開始、2021年の運転開始（建設期間8年）を目指している。

4. Kara-Keche coal TPP (600MW) 新設プロジェクト

Kara-Keche coal TPP (600MW)については、キルギス内の石炭採掘場の山元火力開発を目指しており、MEIによれば、カザフスタンへの輸出用電源として、カザフスタンからの建設資金の調達を検討中である。現時点においては具体的な動きはない。

5. 4 small HPPs 新設プロジェクト (Sokuluskaya-5(1.5MW)、Tortgulskaya(3.0MW)、Oy-Alma(7.7MW)、Orto-Tokoskaya(20MW))

KYRGYZ REPUBLIC: STRATEGIC PLANNING FOR SMALL AND MEDIUM SIZED HYDROPOWER DEVELOPMENT (MEI & EBRD, 2011年7月)で実施されたキルギス内の中小水力発電開発マスタープランにおいて、有望4地点が抽出されフィージビリティ調査が実施された。現在EBRDが同4地点の入札図書を作成中であり、今年8月に同国初のMEIによる中小水力開発の入札が行われ、開発業者を決定する予定である。なお、MEIによれば、同入札において選ばれた開発業者に対しては、EBRDからの融資を受けられるとのことだが、詳細は不明である。

6. Toktogul HPP(1,200MW) リハビリプロジェクト

Toktogul HPP(1,200MW)は、1975年に運転開始以降、老朽化が進んでいるため、現在ADBの支援によりリハビリを実施中である。ADBは、Phase-1として、2012年よりUSD 55 mil. (借款および無償)を用いて、ランナ・ガバナ・開閉器等のリハビリを実施中であり、運転を継続しながらの作業のため時間を要し、2016年の完了を予定している。また、Phase-2として、USD 140-160 mil.程度の支援により、2号機(300MW)および4号機(300MW)の水車・発電機の総取替えを行う計画があり、2015年からフィージビリティ調査を実施し2017年の完成を目指し、既設設備容量(600MW)の15~20%の増出力(100MW程度)が期待されている。その後、Phase-3として、1号機および3号機に対してもPhase-2と同様な支援を行う構想がある。

7. At-Bashinskaya HPP (40MW) リハビリプロジェクト

At-Bashinskaya HPP (40MW)は、1970年の運転開始以降、既に40年以上の間、運転を継続していることから可能出力が38MWまで目減りしており、また、毎年多額の修繕費が必要な状態にあり、水車・発電機を含む主要機器の取り替え時期を迎えている。JSC EPPは、SECO (Swiss)からの無償資金協力(CHF 24 mil.)により、同リハビリを2013年に開始し、2017年までに終了する計画としている。

8. Bishkek Central Heating PP (400MW) リハビリプロジェクト

Bishkek Central Heating PP (400MW)は、1961年の運転開始以降、既に50年以上の間、運転を継続していることから可能出力が250MWまで目減りしており、また、毎年多額の修繕費が必要な状態にあり、ボイラー・発電機を含む主要機器の取り替え時期を迎えている。JSC EPPは、同リハビリによる効率改善、修繕費の抑制、Bishkek市への電力安定供給等を目指しており、

Uch-Kurgan HPP (180MW)のリハビリと併せて、上海機構へ融資を申請済みである。現在、上海機構からの回答待ちの状態である。

他方、世銀は、同発電所のボイラーのリハビリ支援について、現在検討中であり、2015～2016年頃の完成を目指し USD 15～20 mil. (借款および無償) を見込んでいる。

9. Uch-Kurgan HPP (180MW) リハビリプロジェクト

Uch-Kurgan HPP (180MW)は、1961年の運転開始以降、既に50年以上の間、運転を継続していることから可能出力が175MWまで目減りしており、また、毎年多額の修繕費が必要な状態にあり、水車・発電機を含む主要機器の取り替え時期を迎えている。JSC EPPは、同リハビリによる増出力と近代的な電気関連設備の導入を目指しており、Bishkek Central Heating PP (400MW)のリハビリと併せて、上海機構へ融資を申請済みである。しかしながら、上海機構からの回答が無いため、現在新たな資金源を探している。

2-6-2 系統開発計画

前述したように、キルギスにおける現状の送電方法が抱える電力安定供給上の課題への対応策として、各ドナーの資金協力による送電システムの拡充および改修が計画・実施されている。2013～2017年のJSC NEGKが実施予定のプロジェクトの一覧を表2-7-2に示す。

表 2-6-2 各ドナー支援による JSC NEGK が実施予定の送電系統拡充・改修プロジェクト

No.	Donor	Name of the Project	Implementing partner/Contractor	Implementation Period	Amount (in original currency)	Budget support/grant/loan/ other
Approved Projects						
1	ExIm Bank (China)	Construction of 500kV Datka-Kemin transmission line and 500kV Kemin	JSC NEGK	2012-2015	\$389.795 million	Concessional Loan
2	ExIm Bank (China)	Southern transmission lines modernization	JSC NEGK	2011-2013	\$208 million	Concessional Loan
3	IDB	Improving power supply of Bishkek and Osh	JSC NEGK	2012-2015	\$23.08 million	Loan
4	Turkish Republic	Construction of 110kV HVL and 110kV Substation in "Ak-Ordo" residential area, Bishkek	JSC NEGK	2013-2014	\$5 million	Loan
Projects under Consideration						
5	IDB	Improving power supply of Arkin residential area	JSC NEGK	2013-2016	\$15 million	Loan

(出典：”IV. Sector development assistance already confirmed or under consideration for 2013-2017”, DPCC Energy Sector Working Group Paper, April 15, 2013)

1. 500kV Datka-Kemin 送電線および 500kV Kemin 変電所新設プロジェクト

ウズベキスタンおよびカザフスタンによる CAPS の開放の影響の解消のため、Jalal-Abad 市近郊の Datka 変電所と Chui 州の Kemin 変電所を結ぶ、亘長 410km の 500kV 送電線新設およびこれに伴う 500kV Kemin 変電所の新設プロジェクトが実施されている。2013年4月時点において、

既に送電線のルート選定、Kemin 変電所の立地点の確定、設計作業は完了しており、2013 年から送電線本体の工事が着工予定である。工期は36か月、コントラクターは中国のTVEAであり、運転開始は2016年の予定である。同送電線の運転開始後は、両変電所からの電力供給が可能となるため、冬季の需給逼迫時においては、ウズベキスタンへの電力輸出の取りやめ、CAPS へ周波数調整用電力供給の一時的な取りやめ、CAPS 経由の長距離送電の取りやめによる送電ロス低減により、200MW 分の供給力増が見込まれる。

2. 南部送電線近代化プロジェクト

2011 年より、キルギス南部地域の送電系統近代化プロジェクトが実施されている。同プロジェクトは、500/220kV Datka 変電所の新設、Osh 州および Batken 州への電力供給用の4箇所の220kV 変電所（Uzlovaya、Alay、October、Crystal）の改修、総延長256.5kmの220kV 送電線の建設で構成されている。Datka 変電所については、2013年4月時点で220kV 母線工事まで完了している。現在、同変電所の500kV 母線の工事が実施されている。同プロジェクトは、2013年中に完成の見込みである。同送電設備の形成により、ウズベキスタンの Lochin 変電所経由のみで供給されていた南部地域の電力が自国内の送電系統からも供給可能となる。

3. Bishkek 地域および Osh 地域電力供給改善プロジェクト

Bishkek 地域および Osh 地域の電力供給改善を目的とする変電所リハビリプロジェクトについては、220kV Ala-Archa 変電所（Chui 州）のリハビリが2013年完了予定、110kV Kizil-Asker 変電所（Chui 州）、110kV Vostochinaya 変電所（Chui 州）、110kV Kara-suu 変電所（Osh 州）の各プロジェクトが2013～2014年で完成予定となっている。

4. Bishkek 市 Ak-Ordo 地域供給用 110kV 送電線および変電所建設プロジェクト

同プロジェクトには、変圧器交換による増容量化が含まれており、当初は2012年に完了予定であったが、2013年4月時点の JSC NEGK への聞き取り結果では、工事の遅延により、2013年中に完了予定となっている。

5. Arka 地域電力供給改善プロジェクト

キルギス南部に位置する Batken 州の Arka 地域においては、これまでタジキスタンの 110kV Hadji Bakirgan 変電所から電力の供給を受けていたが、自国の系統からの電力供給を可能とすることによる隣国からの電力供給への依存リスク解消を目的として、110kV 送電線および変電所の新設、既設 Arka 変電所のリハビリを計画している（図2-6-1）。送電線の建設区間は、既設 110kV Samat 変電所～Batken 変電所間の送電線から分岐（分岐地点については不明）し、既設 110kV Arka 変電所に至る区間で、亘長は 60km である。同送電線は 2014 年に運転開始予定である。また、分岐箇所～Arka 変電所間の途中に、110kV Razakova 変電所を新設する。同変電所については 2013 年 10 月着工、2014 年度運転開始予定となっている。

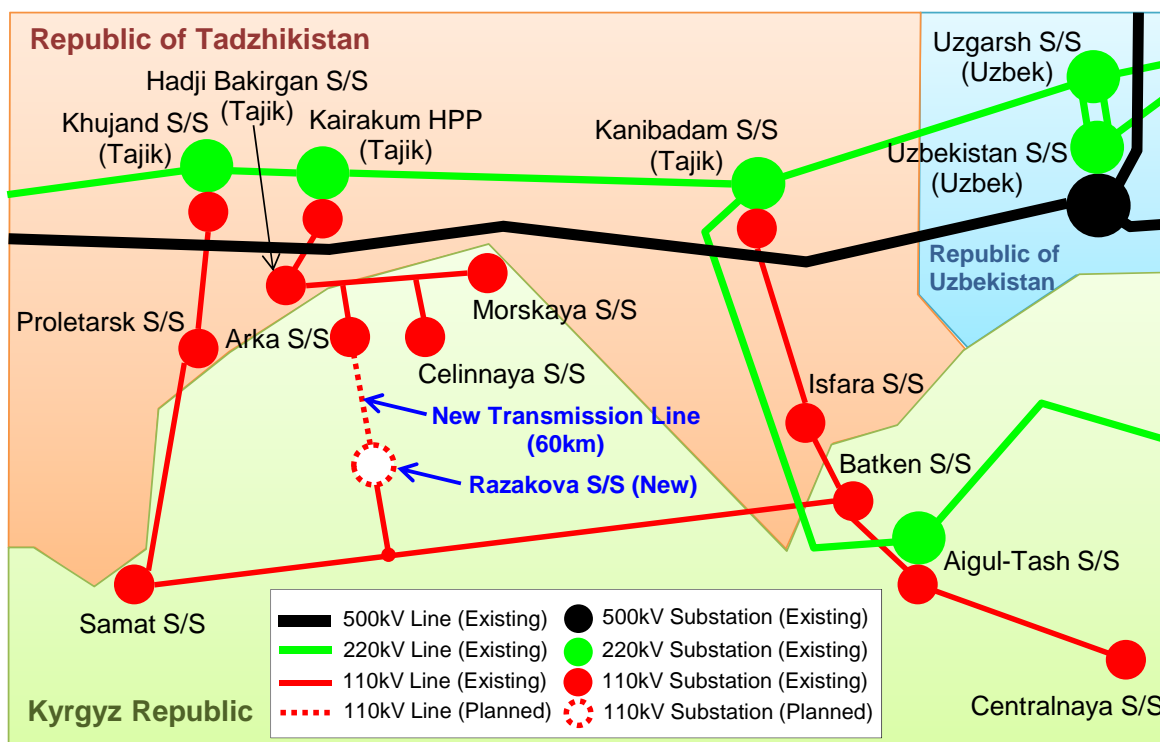


図 2-6-1 Arka 地域電力供給改善プロジェクト対象地域

6. その他のプロジェクト

(1) 500kV Kemin-Almaty 送電線プロジェクト

現在世銀が資金協力を予定している Kemin-Almaty 間の 500kV 送電線（亘長 232.3km、2017～2018 年に運転開始予定）については、フィージビリティ調査実施コンサルタントの選定が完了しており、カザフスタンのエネルギー研究所（JSC Kazakh Research Institute of Energy im. Akademika Sh. Ch. Chokina）が実施することになっている。同送電線の完成後は、Bishkek 市および Chui 州への電力供給ルートが追加され、Bishkek 市を取り囲むリング状の系統が完成することとなる。これにより、キルギスとカザフスタンの両国間の電力取引可能容量が増加することが期待できる。

(2) CASA1000 プロジェクト

CASA1000 プロジェクトは、USAID によるキルギスのエネルギーアドバイザーサービスプロジェクトに関する報告書¹⁹によれば、キルギスとタジキスタンの夏季の余剰電力 5,000GWh を、同じく夏季に需要がピークとなり、現在急速に市場が成長しているアフガニスタンとパキスタンに供給する、総工費 USD 10 bil.の超高压送電線プロジェクトであり、キルギスの 500kV Datka 変電所からタジキスタンの 500kV Khodgent 変電所に至る 500kV 交流送電線と、タジキスタンの Sangtuda 水力発電所から、取水点の Kabul があるアフガニスタンを通過してパキスタンのカイバル・パクトゥンクワ州の州都ペシャワールまでの 500kV 直流送電線からなる。

同プロジェクトについて、パキスタンおよびアフガニスタンは、通年の電力輸入の実現を期

¹⁹ “Final Report on Project Activities of the Kyrgyzstan Energy Advisory Services”, p. 88, July 15, 2011, USAID

待していることから、ADB は、キルギスの水力発電所で発電された余剰電力を輸出するというスキームは、現状でも冬季に国内向け電力供給力の不足しているキルギスにとって持続可能ではないという判断を下し、支援を行わないスタンスである。一方、世銀は同プロジェクトの推進についてイニシアチブを取っている。現在のところ、Datka-Khodgent 間の送電線建設についてははまだ関係国間で交渉が行われている段階であり、資金調達の目途も立っていない。

2-6-3 配電設備の拡充計画

キルギスの配電設備の内、JSC NEGK の送電設備から受電電力の約 52%を占める JSC Severelectro については²⁰、2010 年から 2012 年の 3 か年で、設備投資金額が 283.9 million Som から 611.3 million Som へ 115%と急増している。これは、2010 年以降、35kV 配電線および配電用ケーブルの改修工事、変圧器の交換、変電所の新設工事に重点を置き始めたためである。これらの自己資金による設備増強に加え、2006 年から実施されている KfW の支援による電力セクターにおけるロス低減プロジェクトの一環としての Bishkek 市内地域供給用配電系統増強プロジェクト²¹、配電効率改善プロジェクト²²によって、地中ケーブル張替、0.4kV 低圧線の被覆化による盗電防止対策、旧式の電力量計からスマートメータへの取替による使用電力量の遠隔計測、未払い需要家の供給停止の遠隔操作化に向けたデータ伝送装置の導入を含む設備構築が実施されている。

次に JSC NEGK の送電設備からの受電電力の約 20%を占める JSC Oshelectro では、MEI 提供の資料（脚注 2）によれば、2012 年において自己資金による 35kV 配電用変電所の変圧器交換による増容量化（Osh-1、Osh-3、Osh-4 の各変電所）、35kV から 110kV への格上げ（Rechnaya 変電所、Osh-7 変電所）、35kV 配電線ケーブル損傷個所の改修（Osh-5 変電所～Centre II 変電所間および Pamirskaya 変電所～Centre 変電所間）、配電線の太線化に加え、世銀の支援および世銀と自己資金の組み合わせにより変電所新設（35kV/6-10kV Dostuk 変電所）、緊急プロジェクトによる変圧器の交換、10kV 配電線の建設、プリペイド方式の支払いを行っている顧客向けに電流抑制遮断器の導入を含むメーターの設置、同じくプリペイド方式を利用しているアパート用の制御パネルの設置を行っている。残りの 2 配電会社（JSC Vostokelectro および JSC Jalal-Abadelectro）については、配電設備改修実績の情報を入手できていない。

キルギスの配電設備については、需要の増加に対応した電源開発計画の遅延に伴う供給力不足への短期的な対応策の一つである配電ロス低減の取組の一環として、今後も老朽設備の改修、過負荷設備の増容量化および設備の新設（テクニカルロスの低減策）、旧式の電力量計からスマートメータへの交換およびデータ伝送用通信システムの整備による自動検針システムの導入、盗電防止を目的とした 0.4kV 低圧線（裸線）の被覆化（コマーシャルロスの低減策）といったプロジェクトが計画されている。また、一部のプロジェクトについては、既に各ドナーの資金協力により実施されている。ドナーによる配電プロジェクトの支援先は JSC Severelectro が中心となっているが、これは JSC Severelectro が 4 つの配電会社で最も大きく、国内の約半数の需要家に電力を供給

²⁰ JSC NEGK 提供の情報によれば、2012 年において最大電力が記録された日における JSC NEGK からの受電電力は、JSC Severelectro が 1,399MW(51.7%)、JSC Oshelectro が 528MW(19.5%)、JSC Vostokelectro が 377MW(13.9%)、JSC Jalal-Abadelectro が 401MW(14.8%)であった。

²¹ KfW: Loss Reduction in the electricity sector I (Strengthening of the local electricity network Bishkek/Advanced Measures Severelectro)

²² KfW: Efficiency improvement in electricity distribution

していることから、各ドナーが重点を置いているためである。また、自己資金によるプロジェクトについては、JSC Severelectro への聞き取り調査によると、至近2年程度の短期的な新設・改修計画は保有しているものの、中期的な計画は予算の確保が不透明なため、提示できる情報はないとの回答であった。2013～2017年のドナー支援による配電会社が実施予定の配電設備拡充・改修プロジェクトの一覧を表2-6-3に示す。

表 2-6-3 各ドナー支援による配電会社が実施予定の配電設備拡充・改修プロジェクト

No.	Donor	Name of the Project	Implementing partner/Contractor	Implementation Period	Amount (in original currency)	Budget support/grant/loan/other
Approved Projects						
1	KfW	Loss Reduction in the electricity sector I (Strengthening of the local electricity network Bishkek/Advanced Measures Severelectro)	JSC Severelectro	2006-2015	10.23 million Euro 0.2 million Euro	Loan (Investment) Grant (TA/AM)
2	KfW	Efficiency Improvements in Electricity Distribution	JSC Severelectro	2008-2016	21.4 million Euro 1.8 million Euro	Loan (Investment) Grant (TA/AM)
3	World Bank	Emergency Assistance Project	Energy Companies	2010-2013	\$35 million	Loan Grant
Projects under Consideration						
4	World Bank	Improving transparency of the energy sector and reducing electric energy losses	JSC Severelectro	2014-2018	Approximately \$15 million	Loan Grant

(出典：”IV. Sector development assistance already confirmed or under consideration for 2013-2017”, DPCC Energy Sector Working Group Paper, April 15, 2013)

1. 電力セクターロス低減プロジェクト I および 2. 配電効率改善プロジェクト

両プロジェクト共に既に実施中であり、前者が2015年、後者が2016年に完了予定となっている。地中配電ケーブル改修工事、旧式電力量計のスマートメータへの取替(110,136個)、自動検針・請求システム構築、0.4kV 低圧線の被覆化(445km)などで構成される。(いずれも融資ポーション)

3. 緊急支援プロジェクト

2010年より既に実施中のプロジェクトで、Osh市における過負荷状態の変圧器を中心に、2012年には合計550台の変圧器を交換し、更に2013年には550台の変圧器の交換が予定されている。変圧器交換ニーズは、4つの配電会社合計で5,118台、この内、世銀支援による交換が1,100台であり、交換が必要な残りの4,000台程度(10/0.4kV および 6/0.4kV)については、現在のところドナーによる支援予定がなく、配電会社が自己資金により交換しなければならない状態である。

4. エネルギーセクターの透明性改善および電力量ロス低減プロジェクト

2014年7月より全国の半分程度の需要がある JSC Severoelectro を対象とした配電ロス低減プロジェクトを実施検討中である。内容としては、上記「1.電力セクターロス低減プロジェクト I および 2. 配電効率改善プロジェクト」に示す KfW の支援と同じで KfW がカバーしていないエリアで実施する計画となっており、盗電防止のための低圧線の被覆化および検針・料金徴収の自動化等の支援を検討中である。併せて、政策関連に関する支援として、2012年から支援中の Settelement Center および Regulation Center の立ち上げ、また、2014年から5か年計画による総括原価レベル（原価回収料金レベル）への電気料金値上げの実施等を条件に、国家予算への補填を検討中である。

2-7 電力需給計画

2-7-1 需要想定

MEIによると、今後の電力消費量の伸び率は、3～5%としているが、根拠は明確ではない。

ここでは、過去のGDPと電力消費量の伸び率の関係から需給想定を行う。

1986年から2011年のGDP推移および1995年から2010年までの電力消費量(Consumption)の推移について、それぞれ図2-7-1および図2-7-2に示す。併せて、GDP成長率と電力消費量伸び率の関係について、図2-7-3に示す。

図2-7-1～図2-7-3より、GDP成長率は1991年ソビエト崩壊の混乱後、1996年から2010年までの過去15年間、5%を中心に0～10%の間で変動を繰り返している。一方、電力消費量伸び率についてもGDPと同様に大きく変動している。GDP成長率と電力消費量伸び率との関係は明確でないが、両者の変動を考慮し電力消費量のGDPに対する弾性値は0～0.5の間にあると考察される。

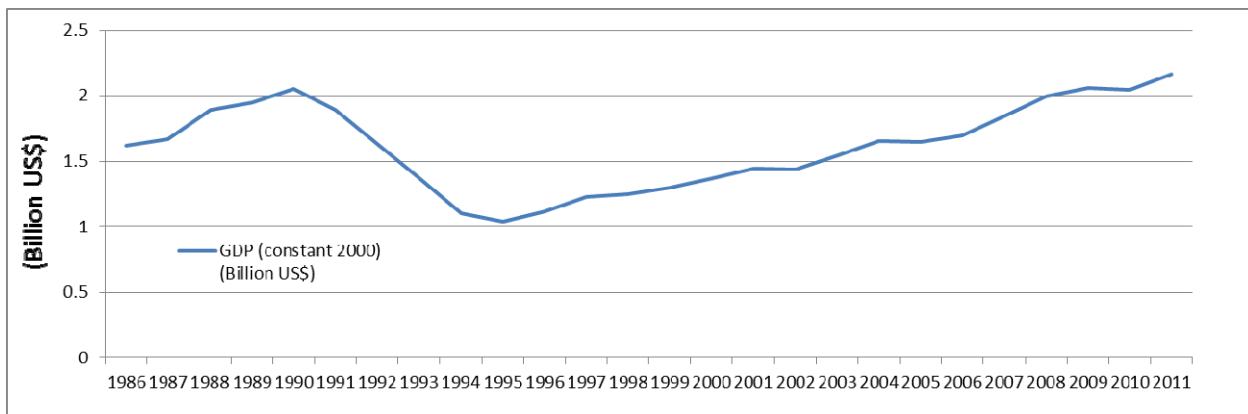
今後のGDP成長率については、過去15年間の経済成長率の中央値5%が継続するものと仮定した。この仮定に基づき、今後の電力需要は、年伸び率0～2.5%（GDP成長率5%×弾性値0.5）の範囲で推移すると想定した。なお、最大ピーク需要の想定にあたっては、年負荷率が2011年実績値一定と仮定して算出した。

以上より、将来における電力消費量のGDP弾性値について、過去15年間の実績と同様に消費量の伸びを期待しない「Real Case：弾性値0」と今後の伸びを期待する「Base Case：弾性値0.5程度」の2ケースで検討することとする。すなわち、今後10年間の電力消費量の伸び率としては、「Real Case：消費量伸び率0%」、「Base Case：消費量伸び率2.5%」を想定し、需給計画を検討することとした。

さらに、MEIが電力消費量の伸びを3～5%と想定しているため、参考として、「Optimistic Case：消費量伸び率5.0%（弾性値1.0相当）」を検討することとする。

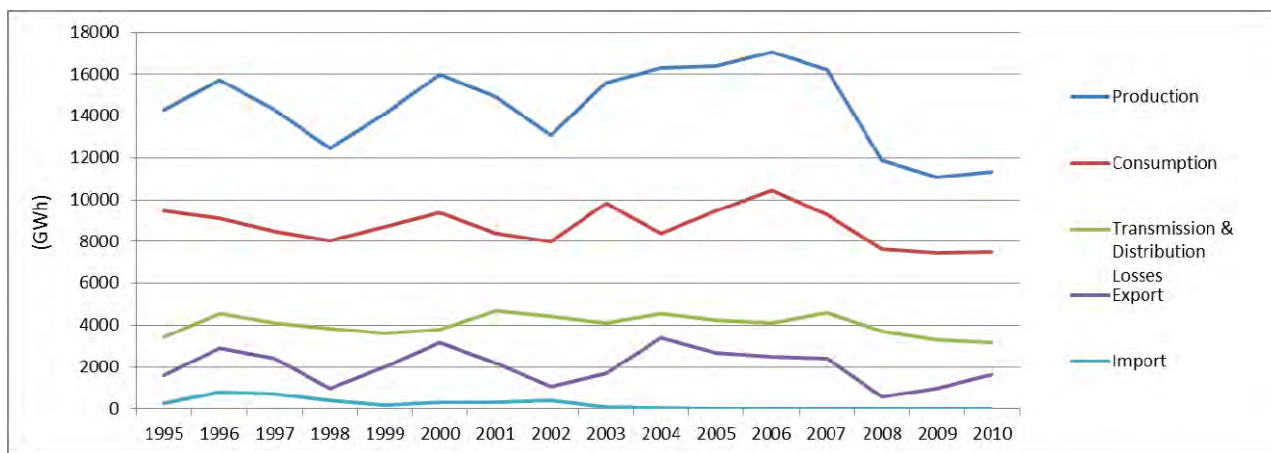
今後10年間の電力消費量伸び率について、上記検討ケースの分類を以下にまとめる。

- ◆ Real Case : 電力消費量伸び率0%（GDP弾性値0相当）
- ◆ Base Case : 電力消費量伸び率2.5%（GDP弾性値0.5相当）
- ◆ Optimistic Case（参考）：電力消費量伸び率5.0%（GDP弾性値1.0相当）



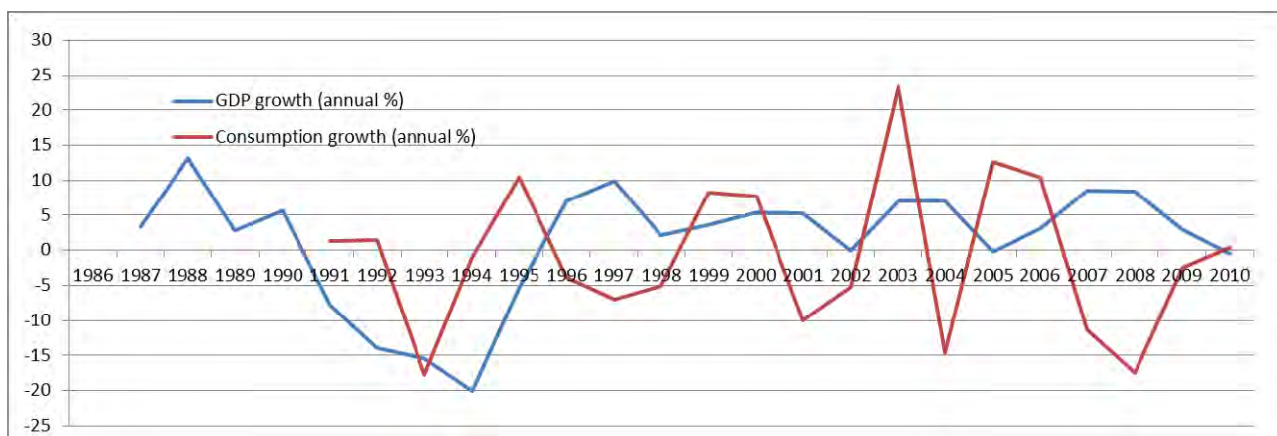
(Source: The World Bank DataBank)

図 2-7-1 GDP の推移



(出典: The World Bank DataBank/ADB Key Indicators 2012)

図 2-7-2 電力供給量および電力消費量の推移 (再掲)



(Source: The World Bank DataBank)

図 2-7-3 GDP 経済成長率および電力消費量伸び率の関係

2-7-2 需給計画

キルギスの電力セクターにおける電力需給計画については、年次ごとに数値で示された資料が提示されなかったため、種々の情報収集結果より、以下に示す条件を仮定し想定することとした。

- ◆ 2012年（現在）の電力需給は、「2-4-3 2012年1月の最大供給実績と最大ピーク需要想定」に基づき、最大ピーク需要が供給実績を250MW上回るものと想定した。
- ◆ 2013年以降の最大ピーク需要(MW)の想定は、「2-7-1 需要想定」に基づき、平均伸び率2.5%および0%の2ケースの検討を行うこととした。また、参考として、平均伸び率5.0%のケースを追加することとした。
- ◆ 電源系統開発計画については、「2-6-1 電源開発計画」および「2-6-2 系統開発計画」に基づき、プロジェクト開発時期を設定することとした。なお、PSDS 2012-2017の計画に比べて、多くのプロジェクトで遅延が見込まれるため、最新情報に基づくプロジェクト開発時期をベースと考えた。
- ◆ 新規地点における冬季の最大出力は、2021年建設予定のKambarata-1貯水池よりも下流の発電所についてはピーク運転が可能のため定格出力の100%を計上し、同貯水池よりも上流の流れ込み式水力発電所は河川流量が少なくなる季節のため定格出力の50%として計上した。
- ◆ 500KV送電線（Katka-Kemin）の完成による冬季需給ひっ迫時の余剰供給量は、MEI情報に基づき、①ウズベキスタンへの電力輸出の取りやめ、②CAPSへ周波数調整用電力供給の一時的な取りやめ、③CAPS経由の長距離送電の取りやめにより、200MW増として計上した。
- ◆ 国内の送配電ロスの低減効果を考慮しない計画とした。
- ◆ 電力不足分に対して電力輸入に頼らない需給計画とした。
- ◆ 一般的に途上国における供給予備率(Reserve margin Rate; RMR)は、20~30%程度を有することが求められるため、ここでは20%の供給予備率を想定した。

上記条件に基づく需給計画については、表2-7-1～表2-7-3および図2-7-4～図2-7-6にそれぞれに示す。

2012年の供給力は需要を250MW下回っているため、供給予備率は供給が需要を下回る「マイナス」の値を示している。

最大ピーク需要(MW)の伸び率が零の場合、2015年の500kV送電線（Datka-Kemin）の完成により供給予備率はプラスに転じるものの、2021年のKambarata-1(1,900MW)の完成までの間、20%の予備力を含む本来保有すべき供給力に到っていない計画となっていることが分かる。

最大ピーク需要(MW)が年率2.5%で増加するBase Caseの場合、マイナスの供給予備率は、2021年に計画されているKambarata-1(1,900M)の運転開始まで続く想定となっている。この需給ひっ迫状況は、2015年の500kV送電線（Datka-Kemin）の完成により一時的に緩和されるが、2021年のKambarata-1(1,900MW)の完成前には、現在以上の需給ひっ迫状況「需要－供給＝500MW」が発生することが想定される。同様に最大ピーク需要(MW)が年率5.0%で増加するOptimistic Caseの場合、「需要－供給＝1,300MW」となり、これまでキルギスで経験のない規模の電力危機となる。

表 2-7-1 電力需給計画 (Real Case: 最大ピーク需要(MW)が年率 0%で増の場合)

Year	Predicted Maximum Peak Demand (MW)	Expected Available Capacity (MW)	Required Available Capacity with RMR20% (MW)	Expected Development & Rehabilitation, Based upon PSDS 2012-2017, etc.		Reserve Margine Rate; RMR (%)
				Available Additional Capacity in Winter (MW)	Additional Installed Capacity (MW)	
2012	3,285	3,035	3,942		(Shortfall 250MW in January 2012)	-8%
2013	3,285	3,035	3,942			-8%
2014	3,285	3,035	3,942			-8%
2015	3,285	3,325	3,942	290	500kV T/L Datka-Kemin(additional 200MW)、Kambarata-2#1(120MW, winter additional 30MW) Kamarata-2#2(120MW, winter additional 60MW)	1%
2016	3,285	3,477	3,942	152.2	Bishkek CHPP(400MW, additional 150MW), Small HPPs of Sokulskaya-5(1.5MW, winter additional 0.7MW), & Tortgulskaya(3MW, winter additional 1.5MW)	6%
2017	3,285	3,482	3,942	4.8	At-Bashiskaya HPP (40MW, winter additional 1MW), Small HPP of Oy-Alma(7.7MW, winter additional 3.8MW)	6%
2018	3,285	3,507	3,942	25	Uch-Kurgan(180MW, winter additional 5MW), Small HPP of Orto-Tokoskaya(20MW, winter 10MW)	7%
2019	3,285	3,507	3,942			7%
2020	3,285	3,507	3,942			7%
2021	3,285	5,622	3,942	2115	Kambarata-1(1900MW), Kamarata-2 (winter additoinal 120MW), Upper Naryn(191MW, winter 95MW)	71%
2022	3,285	5,622	3,942			71%
2023	3,285	5,622	3,942			71%

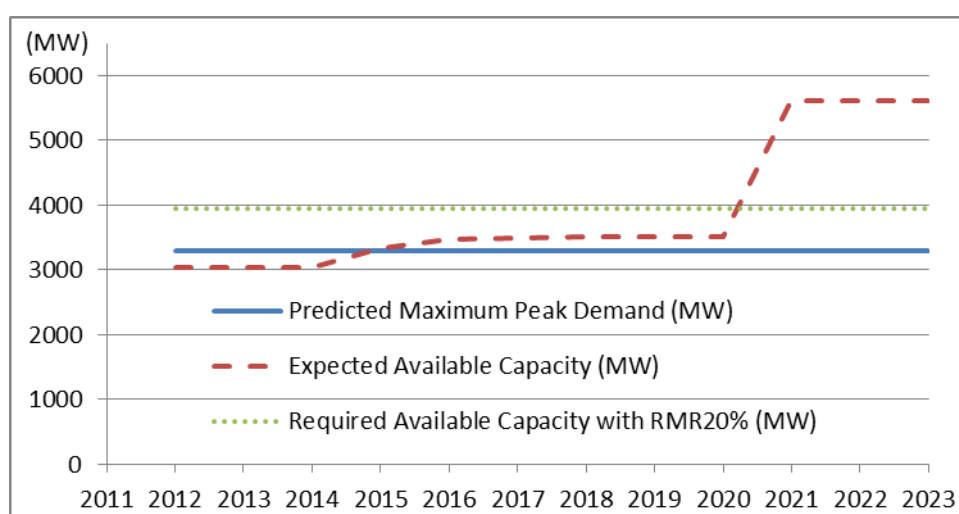


図 2-7-4 需給計画 (Real Case: 最大ピーク需要(MW)が年率 0%で増の場合)

表 2-7-2 電力需給計画 (Base Case: 最大ピーク需要(MW)が年率 2.5%で増の場合)

Year	Predicted Maximum Peak Demand (MW)	Expected Available Capacity (MW)	Required Available Capacity with RMR20% (MW)	Expected Development & Rehabilitation, Based upon PSDS 2012-2017, etc.		Reserve Margine Rate; RMR (%)
				Available Additional Capacity in Winter (MW)	Additional Installed Capacity (MW)	
2012	3,285	3,035	3,942		(Shortfall 250MW in January 2012)	-8%
2013	3,367	3,035	4,041			-10%
2014	3,451	3,035	4,142			-12%
2015	3,538	3,325	4,245	290	500kV T/L Datka-Kemin(additional 200MW)、Kambarata-2#1(120MW, winter additional 30MW) Kamarata-2#2(120MW, winter additional 60MW)	-6%
2016	3,626	3,477	4,351	152.2	Bishkek CHPP(400MW, additional 150MW), Small HPPs of Sokulskaya-5(1.5MW, winter additional 0.7MW), & Tortguls kaya(3MW, winter additional 1.5MW)	-4%
2017	3,717	3,482	4,460	4.8	At-Bashiskaya HPP (40MW, winter additional 1MW), Small HPP of Oy-Alma(7.7MW, winter additional 3.8MW)	-6%
2018	3,810	3,507	4,572	25	Uch-Kurgan(180MW, winter additional 5MW), Small HPP of Orto-Tokoskaya(20MW, winter 10MW)	-8%
2019	3,905	3,507	4,686			-10%
2020	4,002	3,507	4,803			-12%
2021	4,103	5,622	4,923	2115	Kambarata-1(1900MW), Kamarata-2 (winter additoinal 120MW), Upper Naryn(191MW, winter 95MW)	37%
2022	4,205	5,622	5,046			34%
2023	4,310	5,622	5,172			30%

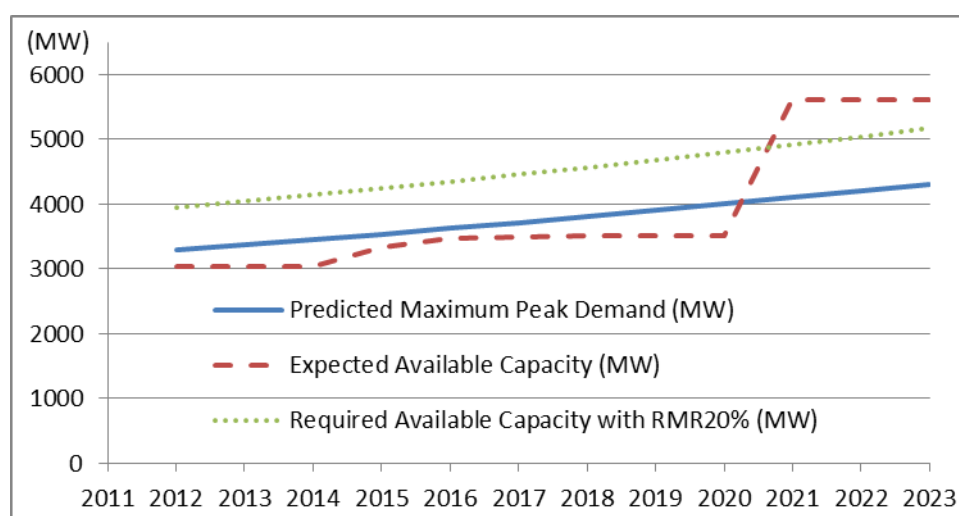


図 2-7-5 需給計画 (Base Case: 最大ピーク需要(MW)が年率 2.5%で増の場合)

表 2-7-3 参考：電力需給計画（Optimistic Case: 最大ピーク需要(MW)が年率 5.0%増の場合）

Year	Predicted Maximum Peak Demand (MW)	Expected Available Capacity (MW)	Required Available Capacity with RMR20% (MW)	Expected Development & Rehabilitation, Based upon PSDS 2012-2017, etc.		Reserve Margine Rate; RMR (%)
				Available Additional Capacity in Winter (MW)	Additional Installed Capacity (MW)	
2012	3,285	3,035	3,942		(Shortfall 250MW in January 2012)	-8%
2013	3,449	3,035	4,139			-12%
2014	3,622	3,035	4,346			-16%
2015	3,803	3,325	4,563	290	500kV T/L Datka-Kemin(additional 200MW)、 Kambarata-2#1(120MW, winter additional 30MW) Kambarata-2#2(120MW, winter additional 60MW)	-13%
2016	3,993	3,477	4,792	152.2	Bishkek CHPP(400MW, additional 150MW), Small HPPs of Sokuluskaya-5(1.5MW, winter additional 0.7MW), & Tortgulsukaya(3MW, winter additional 1.5MW)	-13%
2017	4,193	3,482	5,031	4.8	At-Bashiskaya HPP (40MW, winter additional 1MW), Small HPP of Oy-Alma(7.7MW, winter additional 3.8MW)	-17%
2018	4,402	3,507	5,283	25	Uch-Kurgan(180MW, winter additional 5MW), Small HPP of Orto-Tokoskaya(20MW, winter 10MW)	-20%
2019	4,622	3,507	5,547			-24%
2020	4,853	3,507	5,824			-28%
2021	5,096	5,622	6,115	2115	Kambarata-1(1900MW), Kambarata-2 (winter additoinal 120MW), Upper Naryn(191MW, winter 95MW)	10%
2022	5,351	5,622	6,421			5%
2023	5,618	5,622	6,742			0%

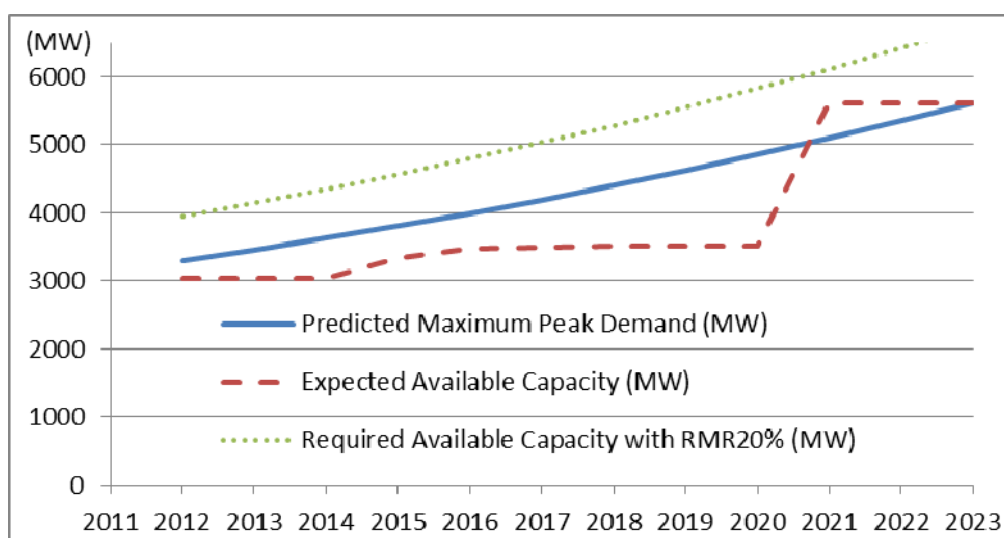


図 2-7-6 参考：需給計画（Optimistic Case: 最大ピーク需要(MW)が年率 5.0%で増の場合）

2-8 電力セクターの課題と政策

政府は、電力セクターのマネジメント改善、電力システムの効率運用ならびに持続的な開発に主眼を置き、まずは自国への安定供給、最終的には電力輸出による外貨獲得をめざしている。このような中、政府は、2017年までの電力セクター開発戦略を *Governmental Decree on medium-term strategy of power energy development over the period 2012-2017* (2012年5月, N330)に示している。

電力需給がひっ迫しているキルギスにおいて電力の安定供給を達成するためには、克服しなければならない多くの課題が存在する。電力安定供給に向けた理想的な取り組みイメージを図2-8-1に示す。

同図に示すとおり、キルギス電力セクターにおいては、老朽化した既存設備の効果発現を継続させるための的確な改修工事、早急な新規地点の開発、これらに必要な資金確保のための電気料金値上げ、さらには、電気料金を値上げに必要な国民理解を得るためのロス低減等の効率化および透明性の確保、説明責任の履行等が不可欠であり、以下に示す電力セクターの課題ならびに政策的アプローチは相互に極めて深い関連性を有し、同時並行的な履行が不可欠と考えられる。

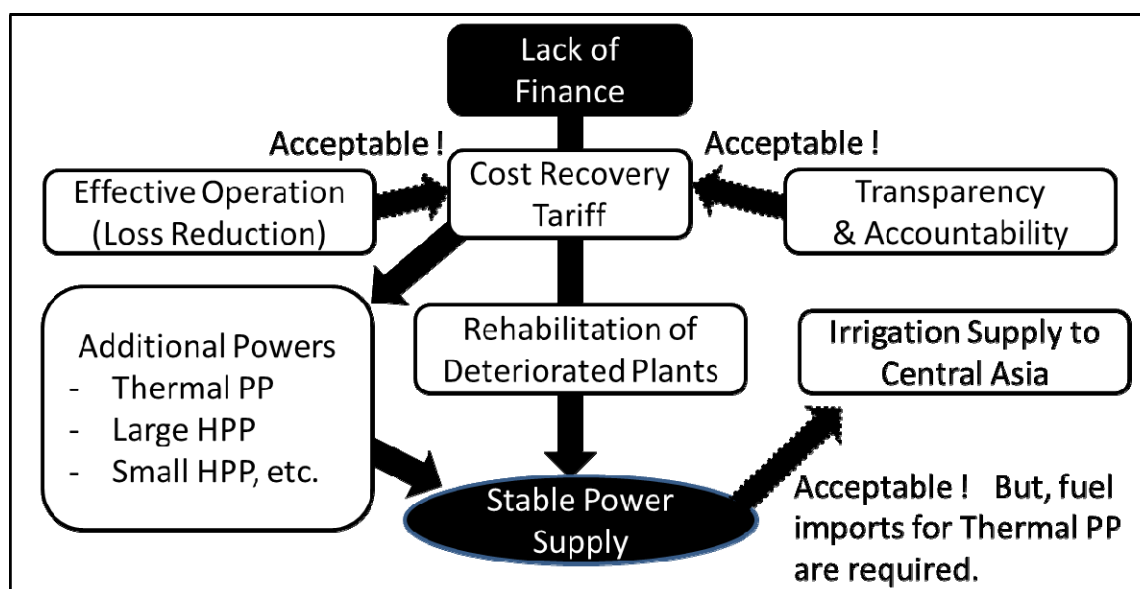


図 2-8-1 電力安定供給に向けた理想的な取り組み（イメージ図）

1. 冬季需要に対して不十分な電力供給

◆ 課題

2012年1月、計画的な停電を実施しながらも過去最高の3,035MWの供給力に達した。この際、北部で200MW程度、南部で50MW程度、合計250MW程度の供給停止を行ったことから、最大需要の想定値は、3,285MWと考えられる。供給予備率は、本来20%程度が必要とされるが、2012年1月時点で-8%とマイナス値となる。この電力需給の危機的状況は、2021年の大規模水力プロジェクト（Kambarata-2(1,900MW)ならびにUpper Naryn Cascade(191MW)）の完成までの間、常態

化することが想定される。

◆ 政策的アプローチ

MEI は、電力需給のひっ迫が想定される 2021 年までの間に、供給力増強に寄与する短期的な方策として、下記事項を実施中または実施を計画中である。

- 中央アジア 5 개국連系 (CAPS) から独立し、冬季の電力ひっ迫時にキルギス独自の系統運用を実施できる設備体系を整えることを目的に Datka-Kemin 500kV 送電線を建設中 (中国の支援)
- 「足の早い」小規模電源を多数確保することを目的に、「再生可能エネルギー全量固定価格買取制度」を 2008 年に導入済み (UNDP の支援)
- 配電ロス低減プロジェクトを実施中ならびに新規計画中 (KfW および世銀の支援)
- 現状の供給力の維持ならびに増出力の確保を目的に、既設発電所のリハビリを計画中 (SECO、ADB 等の支援)
- 電気料金の値上げによる省エネ効果 (USAID および世銀の支援)

2. 老朽化した電力システム

◆ 課題

全設備容量 3,786MW のうち、至近に開発された Shamaldy-Sai HPP(240MW, 1994 年)および Kambarata-2(120MW, 2010 年)の 2 発電所を除く、全体の 9 割以上を占める 3,426MW が、30~50 年以上前に建設された発電所であることから、適切な機電設備の点検および改修を実施し、供給信頼度を確保する必要がある。

◆ 政策的アプローチ

At-Bashi 水力(40MW, 1970 年)については、SECO (スイス) の支援によりリハビリ作業を実施予定である。また、Toktogul 水力 (1,200MW, 1975 年) は、ADB の支援により点検を実施し、一部改修作業が進められている。さらに、Bishkek 火力(666kW, 1961 年)および Uch-Kurgan 水力 (180MW, 1961 年)の改修については、現在資金源を調整中である。

3. 費用回収可能レベルに到達していない電気料金体系

◆ 課題

MEI は、2013 年の電気料金の加重平均を 0.879Som/kWh と想定しているが、これは発送配電会社の最低限の人件費等を賄うのみであり、新たな投資を必要とする新設ならびに修繕作業を十分に行えない状態にある。MEI が試算する、適正利潤までを含む総括原価レベルの電気料金の加重平均は、1.243Som/kWh とされており、現状の平均電気料金 0.879Som/kWh (2013 年想定) に対して 4 割程度の電気料金の値上げが必要である。

◆ 政策的アプローチ

MEI は、USAID 等の人材育成の支援を受けながら、総括原価方式の導入をめざし、2014 年以降 5 か年計画で、年 2 回の電気料金値上げを実施する中期電気料金政策を策定準備中である。電気料金の値上げにより、発送配電会社の財務状況の改善、適切な補修費獲得による電力設備の健全化、電力需要の抑制等の効果が期待されている。

なお、貧困層への電力供給を果たす意味において、クロスサブシディーの考えを導入した料金体系にすることも検討中である。

4. 高いレベルの配電ロス

◆ 課題

配電ロスは、図 2-8-2 に示すとおり、全体としては継続的に高いロス率を呈する。主な理由として、老朽化した配変電設備に起因するテクニカルロスと盗電やメータリング不正等のコマーシャルロスが考えられる。キルギスの配電設備については、需要の増加に対応した電源開発計画の遅延に伴う供給力不足への短期的な対応策の一つとして、早急に配電ロスを低減することが重要とされている。

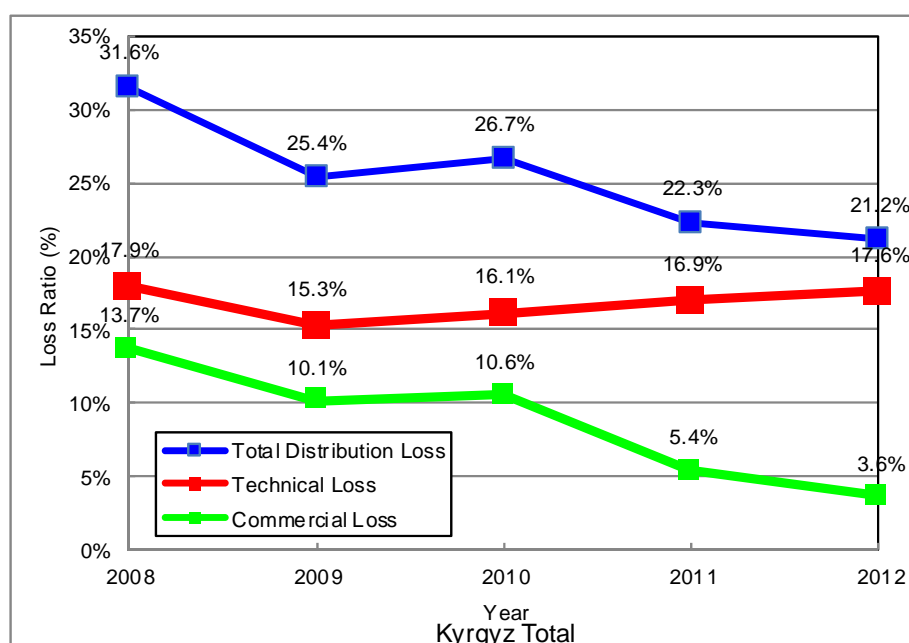


図 2-8-2 キルギスにおける過去 5 年間の配電ロスの推移 (再掲)

◆ 政策的アプローチ

MEI の下部組織である規制局 DFR (Department for Regulation) は、2011 年より配電各社と Performance Agreement を毎年締結し、Performance Indicators であるロス率や売掛金の回収率などのパラメータ目標値と達成値を管理する仕組みを構築した。

配電ロス低減の具体的な方策としては、老朽設備の改修、過負荷設備の増容量化および設備の新設 (テクニカルロスの低減策)、旧式の電力量計からスマートメータへの交換およびデータ伝送用通信システムの整備による自動検針システムの導入、盗電防止を目的とした 0.4kV 低圧線 (裸線) の被覆化 (コマーシャルロスの低減策) といったプロジェクトが計画されている。また、一部のプロジェクトについては、既に KfW、世銀の資金協力により実施されている。

また、効率的な設備運用ならびにロス低減策の水平展開を目して、4つのエリアに分割された4つの国営配電会社を一つに統合することを検討中である。

5. 中央アジアにおける水運用制約

◆ 課題

Toktogul 貯水池の運用については、中央アジア全体の水運用に影響を及ぼすため、政府間協定により制約されている。2012年1月においてはToktogul 貯水池に十分な貯水量が蓄えられていたため、Toktogul 水力発電所およびその下流の4水力発電所の定格運転が可能な協定内容となっている。他方、2007-2008年の渇水年の影響を受けた2008-2010の冬季においては、Toktogul 貯水池に十分な貯水量がなかったため、Toktogul 発電所およびその下流の4水力発電所の運用は規制されることになった。

上記に示すとおり、Toktogul 貯水池の運用規制により、渇水年の影響により貯水量が少ない場合は、Toktogul 発電所の運転が規制されるとの課題がある。また、Toktogul 貯水池によるピーク運転に追従する下流5水力発電所が、国内全供給力の約9割を有するシステムに供給安定上の課題がある。

◆ 政策的アプローチ

MEIは、中央アジア最大の貯水池容量195億m³を有するToktogul水力発電所(1975年, 1,200MW)の上流に、貯水容量47億m³のKambarata-1水力発電所(2021年計画, 1,900MW)の新設を計画している。この大規模水力発電所の開発は、電源の拡充のみならず、渇水時においても中央アジアの水運用の制約を緩和させ、発電を継続させることが期待される。

6. 不透明な会計管理体制

◆ 課題

電力セクターにおいては、発送配電会社間のお金の流れに関して透明性を図ることを目的に、2011年よりエスクロー会計を導入し、第三者機関(銀行)が電力料金収入ならびに発送配電会社への支払いを管理する体系を整えた。しかしながら、実際には、MEIの下部組織である規制局DFR(Department for Regulation)が毎年、発送配電各社の前年度の売上・利益等に基づく収支状況を確認の上、各社へ最低限の資金が行きわたるように、毎年の支払額をその都度決定している。発送配電会社にとっては、努力して利益を上げて、不透明な形で報酬を没収される仕組みとなっている。具体的には、発送配電会社が利益を得た場合、16%の法人税と30%程度の株式配当をSPF(State Property Fund)へ支払う仕組みとされている。しかしながら、実際の株式配当は、その都度異なり、多い場合では70%もの配当を支払っている事例もあり、十分な利益が残らない配当率を課せられる等の不透明なお金の流れが存在する。

◆ 政策的アプローチ

政府は、上記の不透明な組織運用に対して、以下に示す組織改編の準備を進めている。なお、世銀は、これら組織改編等を条件に、2012年から3年間、毎年最大USD30mil.の国家予算への補填を行っている。

- 電力セクターを監督する立場にあるMEIの下部組織の規制局DFRに代わり、透明性確保を目的とした会計のみを管理する独立組織「Settlement Center」を新たに設立し、導入済みのエスクロー会計の仕組みの中で、第三者機関として電力料金収入ならびに

発送配電会社への支払いを管理する体制を整える準備を進めている。

- 同様に、電力セクターを監督する立場にある MEI の下部組織の規制局 DFR に代わり、規制部門を管轄する独立した Regulation Center を新たに設立し、電気料金体系を管轄する体制を整える準備を進めている。
- さらに、発送配電設備を所有し配当を受け取っている SPF(State Property Fund)の機能については、MEI へ移管し、MEI の一括管理のもと電力設備を管理し、かつ、配当を受け取る体制に移行することを検討中である。

2-9 他ドナーの動向

各ドナーの同国電力セクターに対する支援状況について、表 2-9-1 に示す。ここでは、需給ひっ迫が想定される Kambarata-1(1,900MW, 2021 年)運転開始前に着目し、各ドナーの短期的な支援計画を中心に取りまとめる。

2-9-1 ADB の取り組み

発電に関する支援としては、1975 年に運転開始以降、老朽化が進む Toktogul 水力発電所(1,200MW)のリハビリ支援を行っている。Phase-1 (実施中)として、2012 年より USD55mil. (借款および無償)を用いて、ランナ・ガバナ・開閉器等のリハビリを実施中であり、運転を継続しながらの作業のため時間を要し、2016 年の完了を予定している。また、Phase-2 (計画中)として、USD140-160mil.程度の支援により、同発電所 2 号機(300MW)および 4 号機(300MW)の水車・発電機の総取替え(リプレース)を行う計画があり、2015 年からフィージビリティ調査を実施し 2017 年の完成を目指し、既設設備容量(600MW)の 15~20%の増出力(100MW 程度)が期待されている。その後、Phase-3 (計画中)として、1 号機および 3 号機に対しても Phase-2 と同様なリプレース支援を行う構想がある。

なお、ADB の見解として、Phase-2 に必要な USD140-160mil.については、ADB と EBRD の協調融資を考えているが、まだ十分な資金を用意できていないため、JICA としての協調融資(USD20-40mil.)を希望している。

なお、Phase-1 の USD55mil.は、同リハビリ支援 USD40mil.の他に Settelement Center の設置に USD5mil.、ダム安定性評価に USD1-2mil.、情報公開費用 USD0.4mil.等を含んでいる。

送電に関する支援としては、実施中リハビリ案件として、2010 年より Chui 州のメーターおよび SCADA システムの取り換え等(USD45mil./借款および無償)を行っており、2016 年の完了を予定している。

また、世銀が支援を検討中の CASA1000 (キルギス、タジキスタン、アフガニスタン、パキスタン連系)によるキルギスからの電力輸出案件については、ADB としては、水力中心のキルギスの冬季電力輸出が困難なことから、安定的な電力融通に繋がらないという見解を示している。他方、ADB としては、TUTAP (トルクメニスタン、ウズベキスタン、タジキスタン(キルギス)、アフガニスタン、パキスタン連系)を推進する構想があり、これにより火力電源を有するトルクメニスタンおよびウズベキスタンを巻き込んだ季節によらない安定した電力輸出入連系に対する支援を検討中である。

配電に関する支援としては、政府要請に基づき、配電ロス低減のためのマネジメント改善(ソフト)と各種設備の更新(ハード)等で USD15~20mil.の支援の用意はあるが、電力セクターの透明性ならびに 4 つの配電会社の効率経営を目指した再統合(Re-bundling)を支援条件としているため、現在までのところ実施の目途が立っていない。

以上より、ADB の支援プロジェクトに基づく、Kambarata-1(1,900MW, 2021 年)運転開始前まで

の需給効果は、①Toktogul 発電所(1,200MW)の Phase-1 および Phase-2 支援による既設供給力の安定確保、ならびに②Phase-2 支援による 100MW 程度の増出力、③Chui 州送電設備のロス低減が考えられる。

2-9-2 世銀の取り組み

発電および熱供給システムに関する支援については、Bishkek 火力発電所および Tokmok 熱供給のボイラーリハビリを検討中であり、2015～2016 年頃の完成を目指し USD15～20mil. (借款および無償) を計画中である。

(なお、JSC Electric Power Plant によれば、Bishkek 火力発電所の総改修 (USD300mil.) については、中国政府へ支援要請済みであり、現在回答待ちとされている。)

送電に関する支援については、CASA1000 (キルギス、タジキスタン、アフガニスタン、パキスタン連系) によるキルギスから夏季の余剰電力を輸出するためのプロジェクトとして、USD1bil. を見込んでおり、2013 年 12 月の開始を目指している。

配電に関する支援については、全国の約半分の需要がある Severoelectro 配電会社ロス低減プロジェクトを 2014 年 7 月から実施予定であり、現在準備調査中である。内容としては、KfW の支援と同じで kfw がカバーしていないエリアで実施することとし、盗電防止のための低圧線の被覆化および検針・料金徴収の自動化等の支援を考えている。

政策関連に関する支援については、Settlement Center および Regulation Center の立ち上げ、2014 年から 5 か年計画による総括原価レベル (原価回収料金レベル) への電気料金値上げの実施等を条件に、2012 年から 3 年間、毎年最大 USD30mil. の国家予算への補填を行っている。

以上より、世銀の支援プロジェクトに基づく、Kambarata-1(1,900MW, 2021 年)運転開始前までの需給効果は、①Bishkek 火力リハビリによる出力維持、②Severoelectro の配電ロス低減、③電気料金値上げ効果としての省エネ (需要の伸び率の低下) が考えられる。

2-9-3 その他ドナーの取り組み

USAID は、電力セクターの政策面における改革をリードしており、透明性確保、効率改善、電気料金値上げ等の支援を行っている。短期的な需給効果が期待される支援としては、2014 年からの電気料金値上げ 5 か年計画の立案を目的に、電気料金の値上げのためのノウハウについて、MEI 傘下の規制局 DFR 職員への人材育成を実施中であり、電気料金値上げに伴い、一般需要家の省エネが進み需要を抑える働きがあるとしている。しかしながら、省エネ効果に関する目標設定等は行われていない。

KfW は、配電ロス低減・効率改善プロジェクトを継続的に実施している。2006 年から実施中のロス低減プロジェクトは、約 EURO 10 mil. (借款、一部無償) で 2015 年まで継続される予定とな

っている。また、2008年から実施中の効率改善プロジェクトは、約23M EURO（借款、一部無償）で2016年まで継続される予定となっている。しかしながらADBによれば、KfWは、今後は新たな案件を実施する意向がなく、世銀が同様なプロジェクトを実施することとしている。KfWの支援プロジェクトに基づく、Kambarata-1(1,900MW, 2021年)運転開始前までの需給効果は、配電ロス低減であるが、具体的な期待値は不明である。

SECO(スイス)は、At-Bashinskaya 水力発電所(1970年, 40MW)のリハビリ案件について、今年2013年にリハビリ工事を開始、2017年完成を目指しCHF14mil.の無償支援を実施予定である。

表 2-9-1 ドナーによる電力セクター支援（2013年～2017年，検討中を含む）

Donor	Name of the project	Implementing partner/ Contractor	Implementation period	Amount (in original currency)	Budget support/ grant/loan/other (please specify)	Any other info
SECO	At Bashy HPP Rehabilitation Project	Has not been procured yet	2013 - 2017	CHF24mil. (Swiss contribution/ CHF19mil.)	Grant	The Draft Agreement is in with the GoK
KfW	Loss Reduction in the electricity sector I (Strengthening of the local electricity network Bishkek /Advanced Measures Severelectro)	Severelectro	2006-2015	Euro10.23mil. Euro 0.2mil.	Loan (Investment) Grant (TA/AM)	
KfW	Efficiency improvements in electricity distribution	Severelectro	2008-2016	Euro 21.4mil. Euro 1.8mil.	Loan (Investment) Grant (TA/AM)	
Eurasian Development Bank	JSC “Electrical Stations” heating season preparation project	JSC “Electrical Stations”	2013-2015	USD30mil.	Loan	Eurasian Development Bank
ADB	Power Sector Improvement project	JSC NEGK	2010-2016	USD45mil.	Loan Grant	
ADB	Power Sector Rehabilitation Project	JSC “Electrical Stations”	2012-2016	USD55mil.	Loan Grant	

(出典: DPCC Energy Sector Working Group Paper, April 15, 2013)

第 3 章 小水力発電開発の動向

3-1 組織体制

小水力発電開発に係る政府の組織体制は、基本的には第 2 章で示した電力セクター全体の組織体制と一致しており、主務官庁の MEI（エネルギー産業省）が政策の策定を行っている。図 3-1-1 に特に小水力発電開発に係る政府の組織図を示す。MEI の下部組織である KSTC は科学的研究機関であり、小水力開発地点の基本調査や廃止小水力発電所の現況調査などを行っている。政府直轄組織の National Science Academy（以下、Academy）は、水力発電に係る水資源を研究しており、流況データの作成等を行っている。また、水資源に関連する多くの報告書を所有している。同じく政府直轄組織の Directorate for the Small and Medium Scale Power Generation Projects（以下、Directorate）は小水力開発を促進するための投資者を集めることを主目的とした組織である。

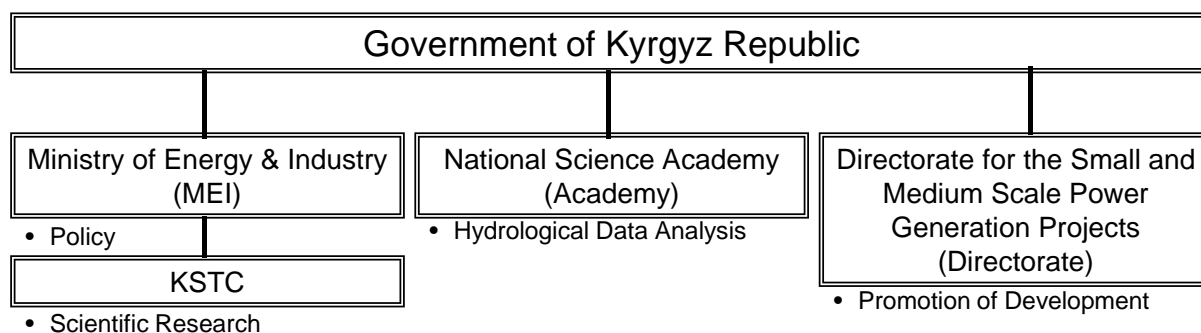


図 3-1-1 小水力発電開発に係る政府の組織図

小水力電力設備の多くは旧ソ連時代に建設されたが、トクトグル発電所等の大規模水力発電事業が計画され一部が実現された 1970 年代に、それまで稼働していた多くの小規模水力発電所が使用停止となった。残った稼働中の小水力発電所のうち、首都 Bishkek 近傍にある 9 カ所の小水力発電所は現在、国有会社の JSC Chakan GES が所有・運営している。JSC Chakan GES は 2005 年に一旦民営化されたが、2010 年に起こった革命後に再国有化された経緯を有する。

図 3-1-2 に示すとおり、JSC Chakan GES は発電所で発生した電力を配電会社や産業用顧客、さらには隣国のカザフスタンに売電している。配電会社や産業用顧客に対しては政府が定める価格にて売電しており、カザフスタンへの売電価格については JSC Chakan GES がカザフスタンと直接交渉して決定している。また、わずかではあるが、小水力発電事業に民間も参入しており、発電所で発生した電力を配電会社が所有する配電線を通じて産業用顧客に売電している企業もある。

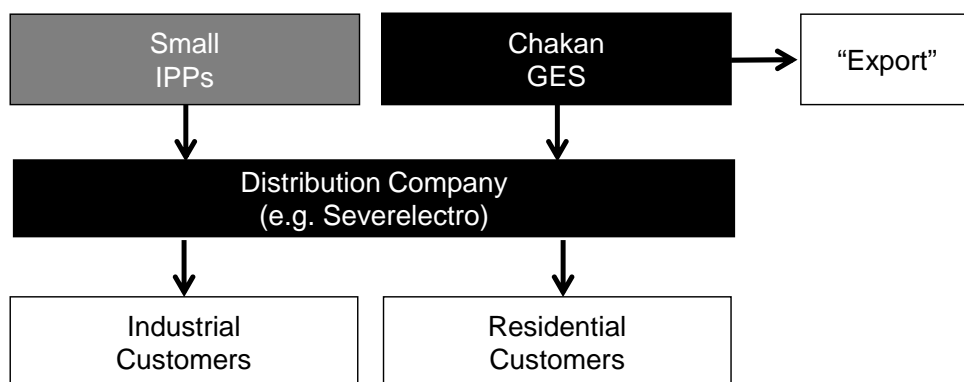


図 3-1-2 小水力発電事業者から消費者への電気の流れ

3-2 法制度

政府は、再生可能エネルギーの利活用により、電源を多様化しエネルギー安全保障ならびに環境保全を促進する目的で、2008年12月、再生可能エネルギー法を制定した。これは30MW以下の中小水力発電ならびに太陽光発電、風力発電、バイオマス発電等の再生可能エネルギーの新規開発について、民間事業者を積極的に参入させる仕組みを構築するために、再生可能エネルギーの高価買取を約束する「固定価格買取制度」を示すものである。

同法は、2008年12月(N283)に制定され、2011年11月(N167)ならびに2012年8月(N148)、2012年12月(N170)にそれぞれ改定されている。最新の再生可能エネルギー法(N170)に基づく、固定価格買取制度の概要は以下のとおりである。

1. 同制度は、30MW以下の中小水力発電ならびに太陽光発電、風力発電、バイオマス発電等の再生可能エネルギーの新規開発について、民間事業者を積極的に参入させるため、再生可能エネルギーの高価買取を約束するものである。ただし、民間事業者だけでなくJSC Chakan GES等の政府機関も対象となる。既設設備の改修(リハビリ)案件は対象外である。
2. 再生可能エネルギー発電事業者は、年間を通じて発電した全量を、立地地域を管轄する国営配電会社へ売却できる。すなわち、配電会社は、電力需給に余裕のある夏季においても、再生可能エネルギー発電事業者が発電する全量を買取らなければならない「全量買取」の制度である。
3. 配電会社の買取価格は、一般需要家の電気料金のうち最も高いカテゴリ料金に対して、乗数2.1倍を乗じた価格と決められている。現時点においては、2010年4月に制定された最新電気料金に基づき、工業・農業・政府系施設他への電気料金1.50Som/kWh(税込)に2.1倍を乗じて、3.15Som/kWhでの「固定価格買取」を約束するものである。
4. 上記に示す「全量固定価格買取」の期間は、8年以下とされており、具体的な期間は、個別地点ごとの採算に応じて、政府が決定する仕組みとなっている。
5. 全量固定価格買取期間(8年以下)以降の買取価格については、政府が個別地点ごとに採算性を検討し、運転費用および適正利益を考慮し決定することとなっている。
6. 再生可能エネルギー発電事業者は、既設の35kV配電線までの連系設備を自費負担で敷設しなければならない。
7. 再生可能エネルギー発電事業者は、エネルギー法(1996年)に基づく、ライセンスを取得しなければならない。ただし、自家消費用の自家発電の場合は、この限りではない。
8. 再生可能エネルギー発電事業者は、発電所建設に伴う機器の輸入に関して、関税を免除される。
9. 配電会社が再生可能エネルギー発電事業者へ支払う固定価格買取サーチャージ分は、政府により補填される。
10. ドナーを含む国際機関の関わる再生可能エネルギープロジェクトについては、別途、協定を締結して、全量固定価格買取制度の適否ならびに内容を決定することとする。(日本の無償資金協力で実施する場合は、個別に締結される協定に従うこととなる。)

MEIによれば、電源不足の中、「足の速い再生可能エネルギーの早期導入」を政策的な上位目標として定めており、個別地点への適用にあたって、法制度と実情に不整合が発見された場合には、速やかに法制度を改定する用意がある旨、発言があった。

3-3 小水力開発の現状

3-3-1 小水力開発における経緯

「キ」国において、旧ソ連時代の 1950 年代、60 年代には、多くの小規模水力発電所が建設されたが、Toktogul 発電所等の大規模水力発電事業が計画され一部が運転開始した 1970 年代に、それまで稼働していた多くの小規模水力発電所が使用停止となった。しかし、前述のとおり、大規模水力発電の発電能力の早急な増強が困難な状況から、これらの大規模水力発電所の老朽化への対応、都市と地方の格差是正等の目的で、小水力発電の開発が近年見直されつつある。

KSTC から入手した廃止小水力発電所のリストは表 3-3-1～表 3-3-6 のとおりである。キルギス全体で 161 地点（計 44.1 MW）の廃止水力発電所がある。エリア毎に見ると、Chui 州に 43 地点（計 9.3 MW）、Issyk Kul 州に 43 地点（計 9.3 MW）、Naryn 州に 10 地点（計 2.8 MW）、Talas 州に 10 地点（計 3.6 MW）、Osh 州・Batken 州に 41 地点（計 13.7 MW）、および Jalal-Abad 州に 20 地点（計 7.0 MW）となる。

表 3-3-1 Chui 州の廃止発電所

No	Name of plant	Capacity (MW)	Year of startup, design	Location of SHPP, name of water course
1	Kaindy	0.041	1949	Kemin region, Kainda river
2	Beisheke	0.384	1954	Kemin region, Chu river
3	Tar-Suu	0.015	1946	Kemin region, Kara-Suu river
4	Tort Kul	0.092	1955	Kemin region, Chon-Kemin river
5	Chim Korgon	0.102	1949	Kemin region, Chu river, "Azyk" channel
6	Ak Tyuz	0.100	1960	Kemin region, Kichi-Kemin r.
7	Burul dai	0.050	1950	Kemin region, Kichi-Kemin r.
8	Kum Aryk	0.036	1955	Panfilov region, Dzharly-Kaindy r.
9	Zharly Kaindy	0.240	1956	Panfilov region, Dzharly-Kaindy r.
10	Tel'man	0.026	1946	Panfilov region, Cholok-Kaindy r.
11	Bukara Station	0.048	1955	Panfilov region, Chon-Kaindy r.
12	Kurpul'dok	0.009	1955	Panfilov region, Kara-Suu r.
13	Chaldovar	0.030	1955	Panfilov region, Kaindy r.
14	For line of CK	0.012	1955	Panfilov region, pond
15	Kara Balta	0.232	1940	Dzhaiyl region, Kara-Balta r.
16	Ak Suu I	0.200	1941	Dzhaiyl region, Ak-Suu r.
17	Ak Suu II	1.400	1964	Dzhaiyl region, Ak-Suu r.
18	Kyzyl Dzhyldyz	0.009	1948	Dzhaiyl region, Kara-Su r.
19	Makachi I	0.043	1940	Dzhaiyl region, Makachi r.
20	Makachi II	0.040	1954	Dzhaiyl region, Makachi r.
21	Sokuluk	0.087	1939	Sokuluk region, Sokuluk r.

22	Sokuluk 1	0.820	1960	Sokuluk region, Sokuluk r.
23	Sokuluk 2	1.160	1962	Sokuluk region, Sokuluk r.
24	Nizhne Chuiskaya	0.060	1950	Sokuluk region, At-Bashinskii R-8
25	Chon Kurchak	0.009	1945	Alamudunskii region, Chon-Kurchak r.
26	Kirgiziya	0.185	1949	Alamudunskii region, Klyuchi r.
27	Vorontsovka	0.100	1954	Alamudunskii region, Klyuchi r.
28	Chuiskaya	0.180	1949	Alamudunskii region, At-Bashinskii
29	Alamedin (sovhoz)	0.060	1955	Alamudunskii region, Alamedin r.
30	Koitash	0.012	1946	Alamudunskii region, Alamedin r.
31	Gornyi Alamedin	1.153	N/A	Alamudunskii region, Alamedin r.
32	Shevchenko	0.068	1951	Issyk-Ata region, Norus r.
33	Milyanfan	0.065	1944	Issyk-Ata region, Chu r., Dungan Aryk
34	Norus	0.160	1955	Issyk-Ata region, Norus r.
35	Issyk Ata	0.087	1939	Issyk-Ata region, Isyk-Ata r.
36	Issyk Ata II	1.444	1957	Issyk-Ata region, Isyk-Ata r.
37	Dmitrievka	0.094	1953	Issyk-Ata region, Isyk-Ata r.
38	Kenesh	0.088	1956	Issyk-Ata region, Kara-Suu r.
39	Kenesh II	0.052	1948	Issyk-Ata region, Kara-Suu r.
40	Ivanovka	0.065	1948	Issyk-Ata region, Krasnaya r.
41	Krasnaya	0.091	1952	Chu region, Krasnaya r.
42	Shamsi	0.058	1939	Chu region, Shamsi r.
43	Kairma	0.057	1948	Chu region, Shamsi r.

表 3-3-2 Issyk Kul 州の廃止発電所

No	Name of plant	Capacity (MW)	Year of startup, design	Location of SHPP, name of water course
1	Arashan	1.577	1963	Ak-Sui region, Arashan r.
2	Teploklyuchenka	0.057	1939	Ak-Sui region, Arashan r.
3	Chon Dzherge Suu	0.182	1953	Ak-Sui region
4	Buzuchuk	0.155	1951	Ak-Sui region, Buzuchuk r.
5	Turgen'	0.052	1941	Ak-Sui region, Turgen' r.
6	Przheval'skaya	0.680	1955	Ak-Sui region, Karakol r.
7	Minprodtov GES	0.080	1955	Ak-Sui region, Karakol r.
8	Irдыk	0.044	1941	Dzhety Oguz region, Ardyk r.
9	Bogatyrovska	0.036	1942	Dzhety Oguz region
10	Dzhety Oguz	0.148	1949	Dzhety Oguz region, Dzhety Oguz r.
11	Barskaun I	0.127	1950	Dzhety Oguz region, Barskaun r.
12	Barskaun II	0.284	1951	Dzhety Oguz region, Barskaun r.

13	Kichi Dzhargylchak	0.060	1949	Dzheti Oguz region, Kichi-Dzhargylchak r.
14	Pokrovka	0.240	1949	Dzheti Oguz region, Chon-Kyzyl-Suu r.
15	Sary Darhany	0.640	1957	Dzheti Oguz region, Dzhuuka r.
16	Zauka (Dzhuka)	0.640	N/A	Dzheti Oguz region, Dzhuuka r.
17	Dzhety Oguz (MTS)	0.024	1945	Dzheti Oguz region, Dzhety Oguz r.
18	Ichke Suu	0.160	1957	Tyup region, Ichke-Suu r.
19	Taldy Suu	0.052	1951	Tyup region
20	Korumdy	0.012	1951	Tyup region
21	Sary-Tolgogoi	0.360	N/A	Tyup region
22	Kuturga	0.046	1942	Tyup region
23	Tyup	0.115	1950	Tyup region
24	Krasnyi Oktyabr'	0.019	1946	Tyup region
25	Chon Oryukty	0.203	N/A	Tyup region
26	Kapchygai	0.144	N/A	Ton region
27	Ton-Karasu	0.142	1949	Ton region
28	Dolinka	0.224	1954	Issyk-Kul region
29	Cholpon-Ata	0.064	1950	Issyk-Kul region
30	Chon-Syugety	0.160	1955	Issyk-Kul region
31	Grigor'evka	0.084	1942	Issyk-Kul region
32	Chet Baisorun	0.096	1939	Issyk-Kul region
33	Chon Baisorun	0.030	1952	Issyk-Kul region
34	Ulahol	0.144	1955	Ton region
35	Orto-Irisu	0.200	N/A	Ton region
36	Chon-Koisu	0.275	N/A	Ton region
37	Orto-Koisu	0.200	1955	Ton region

表 3-3-3 Naryn 州の廃止発電所

No	Name of plant	Capacity (MW)	Year of startup, design	Location of SHPP, name of water course
1	Kochkor	0.310	1957	Kochkor region, Kochkor r.
2	Cholpon	0.131	1955	Dzhumgal region, Kyzart r.
3	Dzhumgal	0.405	1954	Dzhumgal region, Dzhumgal r.
4	Ak-Tala	0.085	1953	Ak-Tala region
5	On-Archa	1.380	1963	Tyan-Shan' region, On-Archa r.
6	Min-Bulak	0.040	1953	Tyan-Shan' region
7	Ak-Dzhar	0.078	1940	Tyan-Shan' region
8	Kara-Suu	0.081	1952	Tyan-Shan' region
9	Besh-Kaindy	0.192	1953	At-Basha region, At-Bashi r.

10	Kulanak	0.048	1939	Ak-Tala region
----	---------	-------	------	----------------

表 3-3-4 Talas 州の廃止発電所

No	Name of plant	Capacity (MW)	Year of startup, design	Location of SHPP, name of water course
1	Groznenskaya	0.183	1955	Kara-Buura region, Assa r.
2	Kok Sai	0.400	1956	Kara-Buura region
3	Leninpol'skaya-1	1.156	N/A	Bakai-Ata region, Talas r.
4	Klyuchevka	0.061	N/A	Bakai-Ata region, Talas r.
5	Talas	0.150	1955	Manas region, Talas r.
6	Ivanovo-Alekseevka	0.123	1955	Talas region, Talas r.
7	Talasskaya	0.450	1955	Talas region, Talas r.
8	Kyrk-Kazyk	0.746	N/A	Talas region, Talas r.
9	Karakol	0.155	1956	Talas region, Karakol r.
10	Budennovskaya	0.176	1955	Talas region, Uch-Koshoi r.

表 3-3-5 Osh 州および Batken 州の廃止発電所

No	Name of plant	Capacity (MW)	Year of startup, design	Location of SHPP, name of water course
1	Dzhusalay	0.090	1953	Alai region
2	Gul'cha	0.240	1959	Alai region, Gulcha r.
3	Pravda	0.277	1953	Alai region
4	Sufi-Kurgan	0.690	1963	Alai region, Gulcha r.
5	Muyan	0.615	1958	Kara-Sui region, Ak-Bura r.
6	Oshskaya-1	2.500	N/A	Kara-Sui region, Ak-Bura r.
7	Oshskaya-4	1.500	N/A	Kara-Sui region, Ak-Bura r.
8	Oshskaya-5	1.500	N/A	N/A
9	Yakolik	0.072	1950	N/A
10	Osh-Mady	0.048	N/A	Kara-Sui region
11	Kichik-Uzgen	0.020	N/A	Kara-Sui region
12	Narimanova	0.294	1940	Kara-Sui region
13	Kirova	0.017	1947	Kara-Sui region
14	Chon-Alai	0.104	1963	Chon-Alai region
15	Molotovabadskaya	0.334	N/A	Kadamzhai region, Isfairam-Sai r.
16	Molotovabadskaya-2	0.400	1955	Kadamzhai region, Isfairam-Sai r.
17	GES Frunzenskaya	0.450	1959	Kadamzhai region, Shahimardan r.
18	Kyzyl-Kiya	0.052	1950	Kadamzhai region

19	Chauvai	0.390	1955	Kadamzhai region
20	Abshir-Sai	0.084	1950	Kadamzhai region, Abshir-Sai r.
21	Kyzyl-Shura	0.019	N/A	Kadamzhai region
22	Yangi-Naukatskaya	0.213	N/A	Naukat region
23	Kirgiz-Ata	0.120	1950	Naukat region
24	Bakir	0.086	1953	Naukat region
25	Naukat	0.072	1940	Naukat region
26	Imeni Fedorova	0.091	1950	Naukat region
27	Chapaeva	0.029	1948	Naukat region
28	Kyzyl-Asker	0.013	1946	Naukat region
29	Kyzyl-Sai	0.012	1946	Naukat region
30	Aravan	0.544	1941	Aravan region, Kyrgyz-Ata r.
31	Sovetskaya	0.760	N/A	Kara-Kuldzha region
32	Kulunda	0.544	N/A	Lyailyakskii region
33	Kyzyl-Tadzhik	0.024	1950	Lyailyakskii region
34	Isfana	0.083	1952	Lyailyakskii region
35	Kara-Suu	0.300	1955	Karasui region
36	Kyzyl-Sengir	0.120	1954	Uzgen region
37	Kurshab	0.079	1941	Uzgen region
38	Ak-Dzhar	0.216	1952	Uzgen region
39	Atamkul	0.220	1951	Uzgen region
40	Uzgen	0.270	1952	Uzgen region
41	Yan-2	0.180	1960	N/A

表 3-3-6 Jalal-Abad 州の廃止発電所

No	Name of plant	Capacity (MW)	Year of startup, design	Location of SHPP, name of water course
1	Muztor	0.736	1959	Toktogul region, Chichkan r.
2	Yangi-Turmysh	0.500	1958	Toktogul region
3	Torkent	0.340	1960	Uch-Terek region, Torkent r.
4	Tortuluk	0.220	1958	Uch-Terek region
5	Orto-Aziya	0.250	1959	Suzak region
6	Voroshilova	0.120	N/A	Suzak region
7	Dzhangii-Dzhol	0.250	1954	Aksyi region
8	Alga	0.200	1956	Aksyi region
9	1 Maya	0.820	1963	Bazar-Korgon region
10	Bazar-Kurgan	0.166	1940	Bazar-Korgon region, Kara-Ungur r.
11	Sakaldinskaya	0.800	N/A	Bazar-Korgon region

12	Maili-Sai	0.244	1953	Bazar-Korgon region, Maili-Suu r.
13	Lenin-Dzhol	0.065	1953	Bazar-Korgon region
14	Chatkal	0.358	N/A	Chatkal region, Chatkal r.
15	Chanach	0.100	1950	Ala-Buka region, Chanach r.
16	Oktyabr'skaya	0.440	1953	Suzak region, Kugart r.
17	Arhangel'skaya	0.600	1957	Suzak region
18	Tabylgaty	0.300	N/A	Toguz-Torouz region
19	Arkit	0.045	N/A	Karavan region, Hodzha-Ata-Sai r.
20	Karavan	0.473	1943	Aksyi region

上記リストにある廃止小水力発電所を出力帯でグラフ化すると、図 3-3-1 のとおりとなる。

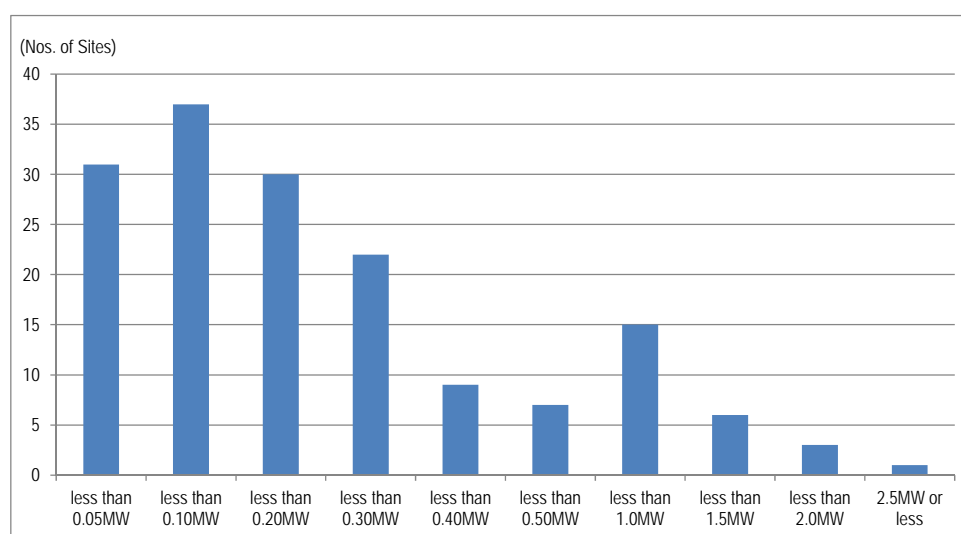


図 3-3-1 出力帯で見る廃止小水力発電所

グラフから分かるとおり、廃止された小水力発電所の出力帯は 0.3 MW 未満に集中しており、全体の 75% (161 地点中の 120 地点) を占めている。1.0 MW 以上の地点は 10 地点しかなく、最大出力は Osh 州にある Oshskaya-1 発電所の 2.5 MW である。

3-3-2 既存施設の現状と運用の実態

1. JSC Chakan GES の運用実態

首都 Bishkek (Chui 州) 近郊に所在する国有の小水力発電会社 JSC Chakan GES は表 3-3-7 に示す 9 カ所の水力発電所を所有し、運営している。

表 3-3-7 JSC Chakan GES の所有する小水力発電所

No	Name of plant	Capacity (MW)	Year of startup	Location of SHPP
1	Lebedinovka	7.6	1943	Located on the Western Big Chui Channel
2	Alamedin No.1	2.2	1945	Located on the Western Big Chui Channel
3	Alamedin No.2	2.5	1948	Located on the Western Big Chui Channel
4	Alamedin No.3	2.1	1951	Located on the Western Big Chui Channel
5	Alamedin No.4	2.1	1952	Located on the Western Big Chui Channel
6	Alamedin No.5	6.4	1957	Located on the Western Big Chui Channel
7	Alamedin No.6	6.4	1958	Located on the Western Big Chui Channel
8	Alamedin Midget	0.4	1928	Located on the Western Big Chui Channel
9	Bystrovka	8.7	1954	Located near the town of Kemin

(出典：JSC Chakan GES 提供資料)

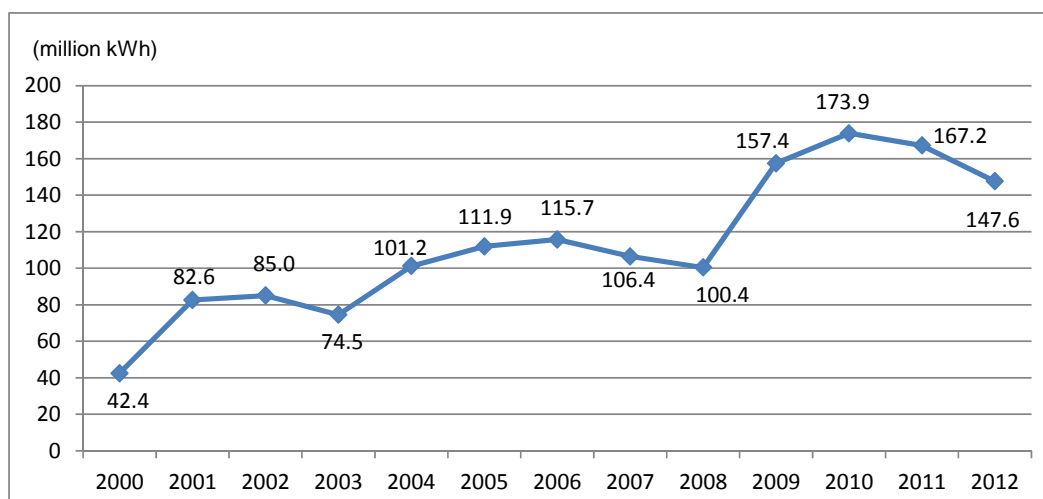
JSC Chakan GES にヒアリングしたところ、Lebedinovka 発電所以外の 8 カ所の発電所は設備に問題はなく、正常に運転している。Lebedinovka 発電所には 2 台の水車発電機があるが、その両方に主軸のトラブルが発生しており、No.2 ユニット（横軸フランシス水車）は数年前から運転できない状態にあり、No.1 ユニット（立軸フランシス水車）は 2.9MW に出力を抑制して運転している（設備容量は 4.0MW）。



(出典：JSC Chakan GES 提供資料)

写真 3-3-1 不具合により停止中の Lebedinovka 発電所 No.2 ユニット発電機

以下に JSC Chakan GES 所有の全発電所が 2000 年から 2012 年に発生した年間発生電力量を示す。

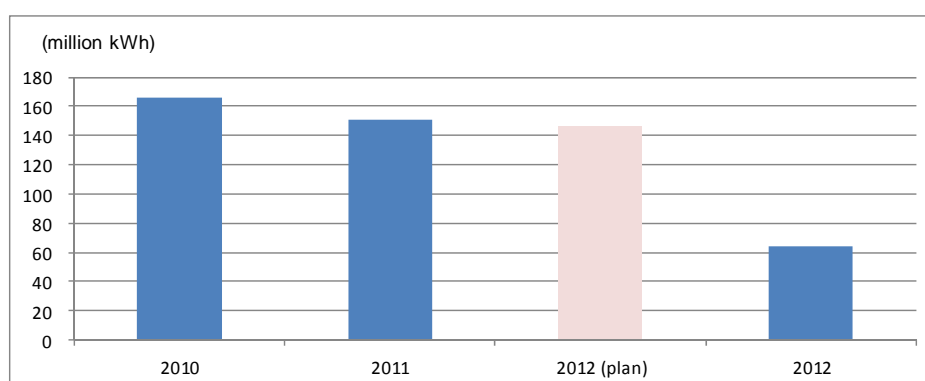


(出典：JSC Chakan GES 提供資料)

図 3-3-2 JSC Chakan GES の年間発生電力量 (2000 年～2012 年)

2000 年に Bishkek enterprise of electric networks (BPES) から分離して株式会社化されて以降、JSC Chakan GES の年間発生電力量は年間約 10% で伸びている。これは灌漑用水路の清掃・点検を大幅に規模縮小したことによる効果が大いといわれることである。さらに、2009 年には 8.7MW の Bystrovka 発電所を統合したことにより、さらに年間発生電力量が増加している。年間発生電力量は 2010 年がピークとなっており、2011 年と 2012 年は下降しているが、これは Lebedinovka 発電所の機器不具合による停止による影響が挙げられる。また、2012 年は 2011 年に比べて約 20 mil. kWh の落ち込みがあるが、これは 2012 年の Chu 川の河川流量が 2011 年に比べて減少したことが主要な要因として挙げられる。

図 3-3-3 に JSC Chakan GES のカザフスタンへの年間電力輸出量 (2010 年から 2012 年) を示す。



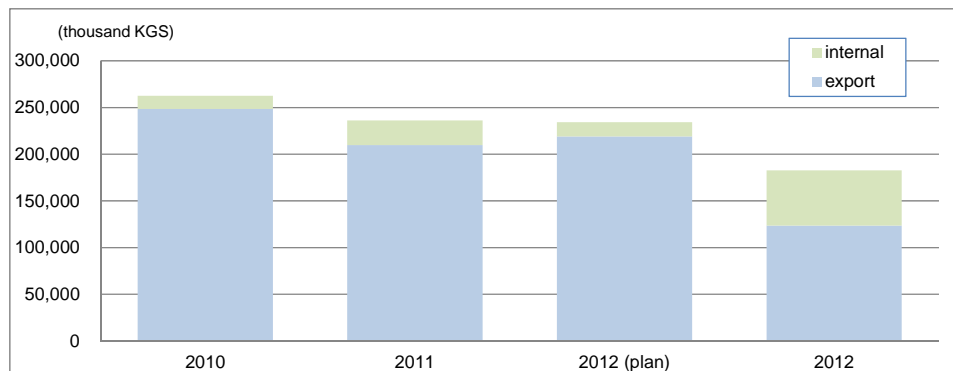
(出典：JSC Chakan GES 提供資料)

図 3-3-3 JSC Chakan GES の年間輸出電力量 (2010 年～2012 年)

2010 年と 2011 年は発生電力量の大半を輸出していることが判る。これは輸出用の売電単価 (USD 0.03/kWh) が国内向け売電単価 (配電会社向け：0.992Som/kWh) よりも高いことによる。

2012年の計画でも過去2年とほぼ同等の輸出量を計画していたが、実際には政府の規制により電力輸出が制限されたため、輸出量は前年比の半分以下となっている。

図 3-3-4 に JSC Chakan GES の売電収入（2010年から2012年）を示す。

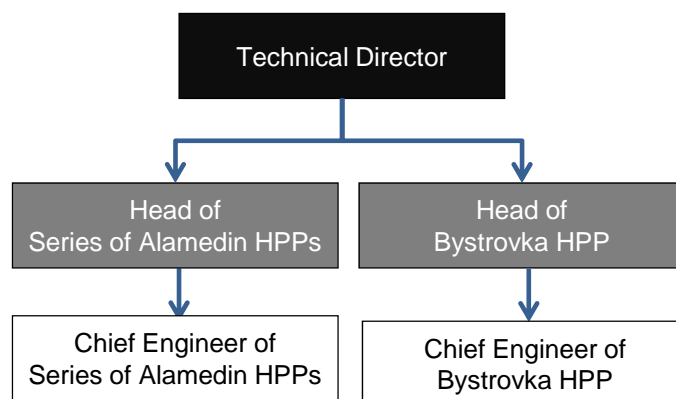


(出典：JSC Chakan GES 提供資料)

図 3-3-4 JSC Chakan GES の年間売電収入 (2010年～2012年)

図 3-3-4 に示したとおり、2010年と2011年は発生電力量の大半を輸出しているため、年間売電収入に占める輸入の割合が大きいが、2012年は政府の規制により電力輸出が制限されたため、国内への売電割合が増加するとともに、国内売電単価が輸出用売電単価よりも安いために全体収入が小さくなっている。

JSC Chakan GES の総従業員数は約 250 人であり、そのうち、約 150 人が技術部門に属している。従業員の平均年齢は 41 歳である。技術部門の組織体制を図 3-3-5 に示す。



(出典：JSC Chakan GES 提供資料)

図 3-3-5 JSC Chakan GES 技術部門の組織体制図

技術部門は Technical Director のもと、カスケード式の 8 カ所の水力発電所を所管する Series of Alamedin HPPS 部門と Bystrovka 発電所 1 カ所を所管する部門から構成されている。各 Chief Engineer の下部には運転指令、電気技術、および保護リレーなどを専門とするチームがある。JSC Chakan GES は技術者の育成を目的として、Alamedin Midget 発電所にトレーニングセンターを設立し、自社従業員のみならず、大学生にも開放することを検討しているが、予算の目途がたたず、

計画は具体化していない。

JSC Chakan GES が発電所設備の機能維持を図るために定期的に行っている保守点検については、リレーや制御システムの試験等を行う外部点検（毎年実施：水車発電機の停止期間：3-4 日間）と地元のサブコントラクターとともに行う水車等の内部点検（4 年間隔：水車発電機の停止期間：約 45 日間）がある。

2. ARK 社の運用実態

次に、民間の小水力発電事業者である ARK 社について述べる。ARK 社は政府組織の Directorate の First Deputy Managing Director である Sergey 氏が 2005 年に設立した会社であり、ドイツの銀行からのローンをもとに自ら建設した Issyk-Ata 水力発電所 1 カ所を所有・運営している。現在、イシク・クル州に 2 MW の発電所を建設中であり、水車発電機の納入を待っている状態である。

イシカタ水力発電所の主要諸元は表 3-3-8 のとおりである。

表 3-3-8 Issyk-Ata 水力発電所の主要諸元

Name of HPP	Effective Head	Discharge	Nos. of Units	Output
Issyk-Ata	60m	3.6m ³ /s	2	1.6 MW (0.8*2)



(出典：ARK 提供資料)

写真 3-3-2 Issyk-Ata 水力発電所の水車発電機

イシカタ水力発電所の年間発生電力量は 11.5 million kWh 程度であり、発生した電力は現在、配電会社を通じて産業用顧客（Industrial Company）に直接売電している。産業用顧客への売電単価は 1.5 Som/kWh であり、契約期間は 10 年である。配電会社には託送料として 0.18 Som/kWh を支払っている。

ARK 社は 11 名の従業員がおり、事務方の 5 人はそれぞれ、Director, Deputy Director, Accountant, Procurement, Financial Specialist を担当している。技術スタッフは 7 名おり、そのなかには 24 時間体制の運転員が 1 名、保守マスターが 1 名（2.4 km の水路を担当）、水路監視者の 2 名が含まれる。

3-3-3 小水力発電事業運営・施設維持管理体制

日本国の無償資金援助にて小水力発電所を建設した場合、当該発電所を維持運営する事業者候補を表 3-3-9 に一覧としてまとめた。

表 3-3-9 小水力発電事業者候補一覧

	JSC EPP	JSC Chakan GES	KSTC	ARK
組織形態	国有企業	国有企業	政府組織	私企業
従業員数	4,300 名	250 名	70 名	12 名
水力発電所数	7 カ所	9 カ所	所有なし	1 カ所
水力総設備容量	3,030 MW	38.4 MW	0	1.6 MW
財務状況	低廉な電気料金のために売電収入が抑制されており、大規模改修や新規建設の費用が確保できない状況にある。	低廉な電気料金のために売電収入が抑制されており、大規模改修や新規建設の費用が確保できない状況にある。		発電所の売電収入により、建設費（ドイツ国からのローン）を返済中。
特徴	現在、中規模以上の水力発電所を所有し、維持運営している。	長期に亘り、小水力発電所の維持運営を行っている。	研究機関であり、水力発電所の運営に関する経験がない。	数年前に設立された会社であり、小水力発電所の運営に関する経験は浅い。

JSC EPP は国有企業であり、キルギス最大の発電事業者である。現在、小水力発電所は所有していないが、水力発電所の維持運営方法は規模によって大きな差異はないため、技術的な問題は無いと思われる。しかしながら、建設を予定している Chui 州には水力発電所を所有していないため、O&M スタッフの配置等で非効率な組織運営を強いられる可能性がある。JSC Chakan GES は長期に亘る小水力発電所の維持運営に関する経験を有しており、所在地も Chui 州であることから、技術面・組織運営面において、上記の事業者候補者のうち、最も適した候補者と言える。KSTC は政府組織（エネルギー工業省の下部組織）であるため、無償資金援助によって建設した発電所の運営者としては問題ないが、KSTC の主業務は科学的研究であり、発電所の維持運営については経験もなく、その能力は未知数である。私企業の ARK は現在、小水力発電所 1 カ所を所有し運営しているが、維持運営に関する経験が浅く、また、企業規模も小さいため、維持運営体制の持続可能性に疑問が残る。なお、当該発電所の運営を通じて得られる売電収入と維持管理費は、運営組織全体の収支とは切り離して透明性を確保する仕組みが必要である。

3-4 小水力開発計画

MEIによれば、電源不足の中、足の速い再生可能エネルギーの早期導入を目的とした今後の小水力開発については、小水力開発計画にこだわることなく、民間からの持ち込み案件、政府主導の入札案件、ドナーからの支援案件等、多種多様な小水力開発を受け入れる用意がある旨、発言があった。

このような背景の中、ここで示す小水力開発計画が水力ポテンシャル地点の全てではないが、「現在の小水力開発計画」と「今後の小水力開発計画」に対するMEIの取組は、以下に示すとおりである。

3-4-1 現在の小水力開発計画

政府が保有する現時点における正式な小水力発電開発計画は、下表に示す2008年大統領令によって発行された「Small Hydro Development Plan until Year 2012」（表3-4-1）である。

この開発計画は、全国41地点の小水力開発候補地点について、新規地点（28地点）、既設地点の改修（4地点）、廃止発電所の再開発（9地点）と3分類に整理されている。

なお、この41地点がどのような調査を実施して抽出されたものかは不明であり、個別地点について出力以外の情報が明示されていない。

この開発計画は、政府系の Directorate for the Small and Medium scale Power Generation Project が、主体的に調査した経緯がある。そのため、MEIによると同開発計画から日本の無償資金協力案件を選択した場合、その運転維持管理は、実績の乏しい同 Directorate が実施することになる可能性が高いとの見解が示された。

3-4-2 今後の小水力開発計画

MEIは、EBRDの支援に基づき、2011年7月に Kyrgyz Republic: Strategic Planning For Small and Medium Sized Hydropower Development, EBRD (Mercados)の小水力マスタープラン調査を完了した。この調査で提案されている今後の小水力開発計画は、表3-4-2に示すとおりである。

この調査では、河川流況ならびに経済性、社会環境から評価して、全国158地点の小水力地点を20地点にまで絞り込み、最終的に最有望地点として4地点の小水力開発候補地点を抽出している。

同調査は、全国の河川から、測水所のある0.5m³/s以上の流況を有する61河川に着目し、10MW未満の小規模水力開発（5地点）、30MW未満の中規模水力の新規開発（6地点）、廃止発電所の再開発（4地点）、既設灌漑設備の遊休落差を活用した開発（5地点）の4分類に整理し、合計20地点の候補地点を選定し、経済性ならびに社会環境の観点から、以下に示す4地点を最有望開発候補地点として抽出している。なお、当初は、パイロットプロジェクトとして、上記4分類に対して各1地点ずつを抽出することを試みていたが、社会環境配慮等の観点により、以下に示すとおり

り「廃止発電所の再開発」の分野からは地点抽出されなかった経緯がある。

- ◆ Sokulukskaya-5 地点 (1.5MW) : 10MW 未満の小規模水力開発
- ◆ Oy-Alma 地点 (7.7MW) : 30MW 未満の中規模水力の新規開発
- ◆ Orto-Tokoyskaya 地点 (20MW) : 既設灌漑設備の遊休落差を活用した開発
- ◆ Tortgulskaya 地点 (3MW) : 既設灌漑設備の遊休落差を活用した開発

この調査で抽出された上記4地点については、EBRDが支援を継続しており、2013年4月にはコンサルタント(Mercados)による入札図書案の作成が完了し、MEIは2013年8月に入札手続きに入ることを目指している。

また、MEIによれば、MEIは、この調査結果をベースに、新たな小水力開発計画を策定中であり、2013年9月のMEI承認を目指し準備中である。

表 3-4-1 現在の小水力開発計画（2008 年大統領令）

Type of development	Oblast (Region)	Site	Installed capacity (MW)
A) New Small HPPs	Chuiskaya	1 Shamsinskaya	2.4
		2 Alamedinskaya	3.2
		3 Suusamyrskaya	14
		4 Chon-Keminskaya (3 stations x 5 MW each)	15
		5 Karakolskaya	3
	Issyk-Kulskaya	6 Chon-Aksuyskaya	10
		7 Enilchekskaya	2
		8 Ak-Saiskaya	1.2
		9 Ak-Tilecskaya	1.2
		10 Ak-Bulun 1	1.2
		11 Ak-Bulun 2	1.35
		12 Darhan	1.2
		13 Kuiluscaya	1.9
		14 Turasu	0.5
		15 Tamga	2
		16 Chon-Sary-Oi	1.6
		17 Baykchy City Outskirts	22
	Narynskaya	18 Kokomerenskaya (Not "small" HPP)	70
		19 Kochkorskaya	3
		20 Suekskaya	1.6
	Oshskaya	21 Karatashskaya	3
		22 Salamalikkaya	3
		23 Austanskaya	3
	Djalalabadskaya	24 Synynskaya	4.4
		25 Janyjolskaya	3.5
		26 Sarybulakskaya	2
		27 Sandalashskaya	12
Batkenskaya	28 Austan	3	
B) Construction of plants at existing facilities	Kirovskaya	29 Kirovskaya SHPS	23
	Issyk-Kulskaya	30 Orto-Tokoiskaya SHPS	20
	Oshskaya	31 Papanskaya SHPS	20
	Batkenskaya	32 Tortkulskaya SHPS	8
C) Restoration of ruinous or abandoned HPPs	Chuiskaya	33 Sokuluk-1	2
		34 Sokuluk-2	1.2
		35 Karabaltinskaya	1.6
	Issyk-Kulskaya	36 Arasanskaya	1.2
	Narynskaya	37 At-Bashinskaya	40
	Talaskaya	38 Leninopolskaya	1.6
		39 Talaskaya	0.15
		40 Ivano-Alekseevskaya	0.123
		41 Budenovskaya	0.116
TOTAL			311.24

(Source: Small Hydro Development Plan until Year 2012,
As approved by Presidential Decree No. 365 of 14 October 2008.)

表 3-4-2 今後の小水力開発計画 (EBRD 調査結果)

Categories	Site	Installed capacity (MW)	Generation Cost (USD/MWh)	Merit Order
A) New small HPPs (<10 MW)	1 Arpatekti-2	4.00	103.99	2
	2 Chon-Keminskaya-1	4.20	117.59	4
	3 Kurkureu	1.30	237.79	5
	4 Lenger	3.00	114.95	3
	5 Sokulukskaya-5	1.50	97.83	1
B) New medium HPPs (<30 MW)	6 Ak-Burinskaya-1	5.85	99.69	1
	7 Chatkalskaya	6.15	120.8	3
	8 Oy-Alma	7.70	104.85	2
	9 Oytal (Laytala)	4.05	179.08	4
	10 Taldysuyskaya-1	2.78	281.61	5
	11 Taldysuyskaya-2	2.07	295.53	6
C) Restoration of ruinous or abandoned HPPs	12 Aksuyskaya-1	1.98	135.1	2
	13 Aksuyskaya-2	1.73	163.04	3
	14 Arashan	2.15	107.03	1
	15 On-Archa	1.38	187.35	4
D) Construction of plants at existing irrigation facilities	16 Kirovskaya	21.00	104.06	3
	17 Kugartskaya	4.00	96.54	2
	18 Orto-Tokoyskaya	20.00	105.21	4
	19 Papanskaya	20.00	109.99	5
	20 Tortgulskaya	3.00	80.07	1
TOTAL		117.84	-	-

(Source: KYRGYZ REPUBLIC: STRATEGIC PLANNING FOR SMALL AND MEDIUM SIZED HYDROPOWER DEVELOPMENT, EBRD (Mercados), July 2011)

3-5 小水力発電開発の国際機関（他ドナー）等の支援実績・活動状況

3-5-1 UNDP による支援

◆ 政策支援：

キルギスの再生可能エネルギー固定価格買取制度の導入については、2008年に再生可能エネルギー法が制定された。これは、UNDP が継続的に政策支援²³を続けて実現したものである。その後も UNDP は、MEI の管理のもと、MEI ならびに発送配電会社とともにワーキンググループを結成し、固定価格ならびに買取期間等の議論を進め、2012年8月の同法改定に至った。

現在も UNDP は、再生可能エネルギー法に基づく固定価格買取制度の運用において同ワーキンググループでの活動を続けており、サーチャージ分を一般電気料金へ上乗せするための逆ザヤ転嫁の仕組みを試算中であり、2013年5月に MEI へ報告することとなっている。

UNDP による現時点の試算によれば、サーチャージ分の一般電気料金への転嫁は、当面、小水力の絶対量が 100MW レベルまで開発されたとしても、一般電気料金への影響は 0.01Som/kWh と微小であり、2013年の電気料金の加重平均想定単価 0.879Som/kWh の約 1%増と想定されている。このことから、UNDP は、さらなる民間参入のために固定価格を上乗せし、また、買取期間を延長することを MEI へ提案する予定であるとしている。また、UNDP は、新設案件だけでなく、今後は、リハビリ案件についても、固定価格買取制度の枠内となるように MEI へ働きかけている。

MEI によれば、IFC (International Finance Corporation) が、上記の UNDP がリードするワーキンググループへの参加を希望しており、今後の小水力の民間参入支援や政策支援に興味を示している。

◆ マイクロ水力支援：

UNDP-GEF は、1992年から現在までに 14,000 の草の根レベルのプロジェクトを実施している。このうち、発電案件は 10 プロジェクトで、いずれもオフグリッドの数 kW～数十 kW 規模のマイクロ水力発電（100kW 以下）による電化支援を行ってきた。代表的なマイクロ水力発電案件の事例を以下に示す。

- 地点名 : ジュニアユ地点
- 出力 : 12kW
- 裨益対象 : 未電化 10 世帯
- 運営体制 : トレーニングした村人が発電所運営および電気料金徴収

◆ 小水力支援：

UNDP の小水力プロジェクトは、民間企業の参入に力点をおいている。UNDP としては、フィージビリティ調査、設計、入札等に関する支援を行っており、年間 USD0.15mil.の予算が割り当てられている。これまでに以下に示す3つの小水力プロジェクトの支援を行ってきた。

- キルギスおよびフランスのジョイント企業による Chui 州のカリンスカヤ小水力(2.2MW、運転中)

²³ The Governmental Regulation of the Kyrgyz Republic dated July, 28th 2009 #476, About the Provision confirmation concerning an order of construction, acceptance and technological joining of small hydropower plants to electric networks.

- ▶ Batken 州のイブラギモフ小水力(700kW, Coal Mining 用, 計画中)
- ▶ Jalal-Abad 州のウェルマンホームマツト(ドイツの企業)による電力開発(Gold Mining 用, 計画中)

3-5-2 EBRD による支援

EBRD の支援に基づき、Mercados (スペイン) および Rushydro (ロシア) のコンサルタントが実施した小水力開発戦略計画が、2011 年 7 月、MEI へ提案された。全国で網羅的に実施している同調査結果は、「Kyrgyz Republic: Strategic Planning For Small and Medium Sized Hydropower Development, EBRD (Mercados & Rushydro, July 2011)」に報告されている。

この調査では、過去に観測された河川流況、社会環境、経済性等から評価して、全国 158 地点の小水力地点を 20 地点にまで絞り込み、最終的に最有望地点として 4 地点の小水力開発候補地点を抽出している。その後も EBRD は支援を継続しており、抽出した 4 地点について民間開発事業者を選定するための入札図書案の作成を 2013 年 4 月に完了している。MEI はこの入札図書案をベースに 2013 年 8 月の入札手続き開始を目指している。

MEI によると、EBRD はこの入札の落札事業者に対して、資金協力する用意があるとのことだが、詳細は不明である。

3-5-3 ノルウェーによる支援

ノルウェーの支援により、2009 年までにマイクロ水力 3 地点 (20kW~40kW) のパイロットプロジェクトが実施されている。このパイロットプロジェクトでは、技術支援にとどまらず会計システムの構築ならびに会計管理の指導を行うとともに、地方銀行の出資によるマイクロ水力を立ち上げ、村人の運用によりローン返済する仕組みを構築することを目指した。しかしながら、安価に建設することに主眼が置かれたため、中国製・ロシア製の中古機器が取り付けられる等、機器の品質不良により十分な効果を発揮していない。詳しくは、Financial Engineering for Small Hydro Power Project in Kyrgyzstan, Completion Report, February 2009 にまとめられている。

中小水力については、MEI の要請に基づき 2012 年にノルウェーのコンサルタント (Norconsult AS) が Shamsi 小水力地点の事前フィージビリティ調査を実施しており、Small Hydropower Assessment, Shamsi Hydropower Project -Assessment of Feasibility - Draft Report, October 2012 にまとめられている。同地点は、Presidential Decree No.365(2008)の小水力開発地点の一つである。

しかしながら、本調査において現地調査を実施した結果、同レポートでは使用水量を 8.5m³/s と設定しているが、渇水期の実流量が 0.6m³/s (目測) 程度しか確認されなかったこと、また、減水区間に大きな灌漑取水設備があること等、調査の精度が低いことが判明した。

3-5-4 ドイツ銀行グリーン基金等の民間活用

政府系の Directorate of Small and Medium Scale Power Generation Development が仲介となり、ドイツ等の市中銀行グリーン基金を活用する動きがある。

これまでの実績としては、2008 年、廃止発電所の再開発により Issyk-Ata 小水力発電所を開発し

現在も運転中である。同地点は、Directorate の子会社が上記基金で建設し、現在ローンを返済中である。建設当初、ドイツの銀行の支援により、ドイツの小水力専門家が運転維持管理方法について指導を行った経緯がある。

この Directorate は、次期開発候補地点についても他国からの投資呼び込みの役割を果たしており、今後もドイツに限らず他国からのグリーン基金等の支援が活用される可能性がある。また、この Directorate 自体は発電所運営の実績がなく、実質的にはある特定のキルギスとドイツのジョイント企業（Building Firm ARK Ltd.）に運転を任せている。

3-6 小水力発電開発の課題（政策面・予算面）

1. 買取期間の透明性確保

再生可能エネルギーの固定価格買取制度の基本的な枠組みは整いつつある中で、一般需要家への電気料金の定率倍（2.1倍）で買い取るルールが定められている。しかしながら、買取期間については、個別地点ごとに MEI が採算性を評価して 8 年以内で設定することになっており、開発事業者が優良地点を提案しても、価格だけが固定されていて買取期間が短くなる恐れがあり、優良地点を発掘するインセンティブが働かない。

開発事業者が、投資判断を行う上で、また、採算性を明確にする上においても、MEI は、固定価格買取期間を予め明確に定める必要がある。

2. 固定価格買取制度の改訂の必要性

2008 年に再生可能エネルギー法が制定されて以降、現時点までに開発された小水力発電所は、政府直轄組織の Directorate for the Small and Medium Scale Power Generation Projects が開発した Issyk-Ata 小水力発電所(1.6MW) 等の限られた開発に留まっており、十分な普及がなされていないのが実態である。これは、固定価格買取制度の条件が、民間企業の投資を呼び込むレベルに到達していないことが一つの原因と考えられる。

このような状況の中、UNDP の試算に基づけば、小水力の絶対量を 100MW レベルまで新たに開発したとしても一般電気料金への影響は約 1%増と微小なため、さらなる民間参入のためには、①固定価格の上乗せ、②買取期間の延長、③新設案件だけでなくリハビリ案件も含む等の固定価格買取制度の改訂を検討する必要がある。

3. 官主導の入札促進の必要性

MEI は、有望地点情報を持たない開発事業者の投資を促進することを目的に、EBRD 支援結果に基づき、新たな小水力開発計画を正式に取りまとめ、情報公開する必要がある。また、開発事業者選定のための官主導の入札(Solicited IPPs)を積極的に実施し、民間参入を促進する必要がある。

これらの「新たな小水力開発計画の策定」および「官主導の入札」については、「3-4-2 今後の小水力開発計画」に記載のとおり、現在 MEI が準備を進めている。

4. 不透明な利益余剰金の扱い

JSC Chakan GES からの聞き取りによると、努力して利益を上げても、株式配当率はその都度異なり、多い場合では 70%もの配当を SPF (State Property Fund) へ支払わなければならない、十分な利益が残らない配当率を課せられているのが実態である。このため、将来のオーバーホールや機器取替え等に必要なキャッシュが利益余剰金として手元に残らず、適切な設備の維持管理・更新を行うことが出来ていない。特に、ドナーからの無償資金協力で実施したプロジェクトにおいては、運営組織として JSC Chakan GES 等の官が実施するケースが考えられ

るため、事前に資金の流れを明確にしておく必要がある。このためには、現在検討中の会計の透明性を確保するための **Settlement Center** および **Regulation Center** の立ち上げを待つか、小水力発電独自のエスクロー会計および会計管理体制を整える等の対応が必要である。

5. 無償資金協力等ドナー支援により開発される小水力発電所の所有ならびに運転維持管理体制

MEI は、小水力発電案件について、民間の持ち込みによる案件、民間に対する政府主導の入札案件、ドナーからの支援案件等、多種多様な小水力開発を実施する方針である。この中で、日本の無償資金協力を含むドナーによる支援案件の所有ならびに運転維持管理体制が明確に定まっていない。この場合の具体的な運営組織としては、実績の豊富な JSC Chakan GES、または実績の乏しい Directorate による所有ならびに運転維持管理、加えて、JSC Chakan GES または Directorate が所有し、運転維持管理については民間へ委託する等の多種多様な体制が考えられる。

MEI によれば、ドナーからの支援案件として、2008 年大統領令によって発行された「Small Hydro Development Plan until Year 2012」に示される地点を実施する場合、所有機関は、この開発計画を策定した Directorate が実施することになる可能性が高いとの見解が示された。

Directorate は発電所運営の実績が乏しく、また、実質的にはある特定の民間企業に運転を任せており、公平性の観点からも問題がある。一方、JSC Chakan GES は長期に亘る小水力発電の維持運営に関する経験を有しており、所在地も Chui 州であることから、技術面・組織運営面において適した候補者と言える。これらのことから、プロジェクト候補地点を選定する際には、2008 年大統領令によって発行された「Small Hydro Development Plan until Year 2012」との関係に留意する必要がある。

3-7 小水力発電開発による全体の電力政策・計画への貢献

3-7-1 電力危機における供給力拡充プロジェクトの必要性

図 3-7-1 に、需給計画（最大ピーク需要(MW)が年率 2.5%で増の場合）を再掲する。

需給計画に示されるように、開発計画に則った 2015 年の 500kV Datka-Kemin 送電線建設、2015 年の Kambarata-2(120MW)新設、2016 年の Bishkek 火力改修および 2017 年の Uch-kurugan 水力改修による増出力等が計画通りに進んだとしても、需給ひっ迫状況は大きく改善されず、供給が需要を下回る状態が続く。「2-7-2 需給計画」に示すとおり、最大ピーク需要(MW)が年率 2.5%で増 (Base Case)の場合、2021 年の Kambarata-1(1,900MW)の完成前には、現在以上の需給ひっ迫状況「供給－需要＝-500MW」が発生することが想定される。その後、2021 年に Kambarata-1(1,900MW)が運転開始することにより、ようやく供給が需要を上回るとともに、一般的に必要なとされている供給予備率(RMR)20%以上を有する状態になる。

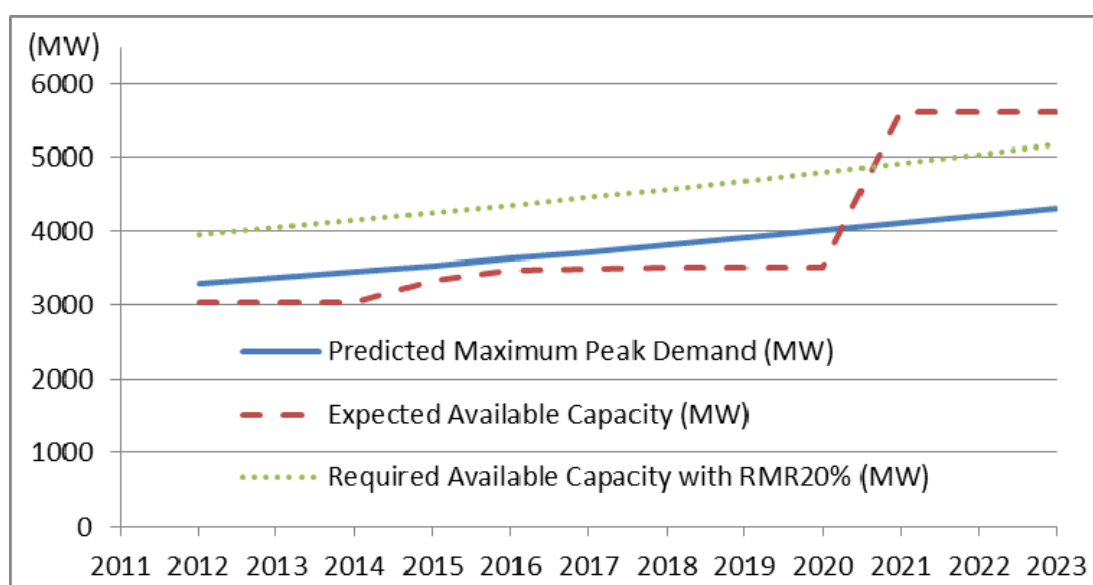


図 3-7-1 需給計画（最大ピーク需要(MW)が年率 2.5%で増の場合）（再掲）

一般的に、大規模な水力電源開発には、地点の絞り込みで 1 年、フィージビリティ調査実施に 1 年、入札図書作成および入札手続きで 1 年、さらに建設に 5~8 年が必要であり、最低でも運転開始までに 8~11 年の期間を要する。すなわち、現時点において、早急に規模の大きな水力電源開発を試みても、2021 年の Kambarata-1(1,900MW)の運転開始前までに完成する見込みは少ない。

電力危機時の短期的な電源確保の方策としては、シンプルサイクルのガスタービン火力発電所を増設することが、途上国・先進国の区別なく、一般的に実施されている。しかしながら、キルギスにおいては、火力発電所の新規開発ならびに燃料輸入のための財源の調達が困難であることから、具体的な緊急プロジェクトは存在しない。

以上より、2021 年の Kambarata-1(1,900MW)の運転開始前までの短期間に効果を発現させられる

供給力拡充プロジェクトを具体化することが喫緊の課題である。

3-7-2 電力危機に対する具体的な方策

電力危機に対する具体的な方策としては、規模は小さくとも「調達が容易」で「足が速く」、「政策に合致」した供給力拡充プロジェクトを数多く積み重ねることが重要である。これらに対する現在のキルギスならびに各ドナーの取り組みは、以下のとおりである。

1. 小水力発電所の開発

再生可能エネルギー法（2008年制定、2012年改定）に基づき、30MW以下の中小規模の水力発電の開発について、政府系事業者に限らず一般の民間事業者を積極的に参入させることを目的に、一定期間、高価買取を約束する固定価格買取制度の仕組みが整えられている。この制度を用いた民間の資金投入が進めば、足の速い効果発現が期待できるものの、現在までのところ、Issyk-Ata小水力発電等の幾つかの開発に留まっており、十分な開発が進んでいない。

このような中、MEIは、UNDPの支援に基づき固定価格買取制度を構築し、EBRDの支援に基づきマスタープラン調査ならびに入札図書の作成を行い、有望4地点（計32.2MW）の入札準備中である。

2. 既設発電所の改修による出力維持ならびに増設

JSC EPPによれば、Uch-kurugan水力改修による175MWから180MWへの増出力、Bishkek火力改修による250MWから400MWへの増出力を計画している。これらの増出力は短期間に効果を発現することが可能である。

また、ADBはToktogul水力発電所のリハビリ、SECO（スイス）はAt-Bashy水力発電所のリハビリを実施予定であり、これらリハビリは短期的な増出力の効果だけでなく、既存の老朽化した設備を維持させるためにも重要な役割を果たす。

3. 配電ロスの低減

近年のキルギスの配電ロスは20%以上と高い損失水準が常態化している。仮に、配電ロスを5%低減させられれば、最大出力で40MW分の増出力と同じだけの効果が得られることが試算（※）される。このように、配電ロスの低減は、供給力増強に大きく寄与することが分かる。

同国電力セクターの最近の取り組みとしては、KfWおよび世銀の支援により、老朽化した変圧器の交換、低圧線の被服化等によりテクニカルロスならびに商業ロスの低減に努めており、短期間に効果が発現することが期待されている。

(※) 「年間エネルギー損失(kWh) = kW ロス × 損失係数 × 8760 (時間)」より試算。

ここで、損失係数は負荷曲線の形状によって異なるが、ここでは年負荷率を f として近似的に Buller-Woodrow 氏の実験式「損失係数 = $0.3 \times f + 0.7 \times f^2$ 」を使用した。なお、年負荷率 0.5 と仮定した。

4. 電気料金値上げによる省エネ効果（ピーク需要の低減効果）

政府は2014年から年2回の電気料金値上げを5か年計画で実施予定である。MEIは、現在、

USAID および世銀等の支援により、上記5か年計画の策定の準備を進めている。電気料金値上げによる具体的な省エネ効果を数値で示すまでは到っていないが、電力ひっ迫状況の中、その効果が期待されている。

3-7-3 今後期待される足の速いプロジェクト

上記の短期的な効果発現を目指した取り組みは、現在のキルギスにおいて極めて重要であり、各ドナーも積極的に支援を行っている。

このような状況の中、日本の支援により「足の速い」、「政策に合致した」小水力開発に支援することは、2021年のKambarata-1(1,900MW)の運転開始前の電力危機を緩和するための緊急支援として大いに期待されている。

「2-7-2 需給計画」の需要想定の中で見込まなかった今後発現の可能性が期待される「短期間に効果が発現するプロジェクト」を以下に示す。これらプロジェクトの多くは検討段階であり、下記の増出力（見込み）の大部分は、明確な根拠が存在しないため、参考として調査団の概略想定値を掲載した。

表 3-7-1 今後期待される供給力拡充プロジェクトの増出力見込み値（調査団想定）

今後期待される供給力 拡充プロジェクト	増出力見込み値 (調査団想定)	算出根拠	ドナー等の動向	進捗状況
1) At-Bashi 水力発電所の のリハビリ	4MW	既設 40MW の 10% 増 強と仮定	SECO 支援決定	実施中
2) 配電ロス 5% 低減に よる増出力効果	40MW	上記 (※) より試算	KfW 支援中、世 銀支援予定	実施中
3) 電気料金値上げによ る省エネ効果	50MW	仮定	USAID、世銀が 支援中	実施中
4) 小水力発電の新規開 発	50MW	現行の固定価格買取 制度の下、100MW ま で開発した場合、電気 料金への影響は 1% 程 度。半分 50MW の開 発と仮定。	民間参入の促進 を目的に UNDP、EBRD が支援中	実施中
5) Toktogul 水力発電所 のリハビリ	100MW	既設 1,200MW の 10% 程度増強	ADB が他ドナ ーとの協調融資 検討中	調査中
6) Uchkurgan 水力発電 所のリハビリ	18MW	既設 180MW の 10% 増 強と仮定	EPP が JICA へ の要望意志あり	資金調達 調整中
7) Lebedinovka 小水力	3MW	改修後 5.6MW (想定)	JSC Chakan GES	資金調達

発電所のリハビリ		と改修前 2.9MW（現 状）との差分	が JICA への要 望意志あり	調整中
----------	--	------------------------	---------------------	-----

（合計増出力見込み想定値＝265MW）

ここで、仮に、「2-7-2 需給計画」に示す「最大ピーク需要(MW)が年率 2.5%で増(Base Case)」を想定した場合、2021 年の Kambarata-1(1,900MW)の完成前には、需給ひっ迫「需要－供給＝500MW」の発生が想定される。上記プロジェクトが、すべて調査団の想定通りに進むと仮定した場合、2020 年時点において、上記のとおり合計 265MW の増出力が見込まれるため、不足容量との差分「235MW」（＝500MW－265MW）が依然として需要が供給を上回る試算結果となる。この2020年の電力需給ひっ迫「235MW」は、2012年現在の冬季計画停電「250MW」と同程度であり、MEI は今後も「小水力発電開発プロジェクト」等の足の速いプロジェクトを積極的に推進することを重要政策として掲げている。

3-7-4 日本の支援として期待されるプロジェクト

MEI が、上記の「3-7-3 今後期待される足の速いプロジェクト」の中で、日本の支援を期待しているプロジェクトは、無償資金協力として「4) 小水力発電の新規開発（10～20 億円規模）」および「7) Lebedinovka 小水力発電所のリハビリ（10～25 億円規模）」、また、有償資金協力として「6) Uchkurgan 水力発電所のリハビリ（50 億円規模）」である。

これらについては、未だ十分な調査が実施されていないため、基本設計立案のためには、特に以下に示す調査項目に留意する必要がある。

- ◆ 小水力発電の新規開発プロジェクト（表 3-7-1 の 4)）の場合
 - ▶ 現地測量に基づくレイアウトの精査
 - ▶ 現地測水による流量資料の精査
 - ▶ 最適発電計画に基づく設計レイアウトならびに最大使用水量の検討
- ◆ 既設水力発電所のリハビリプロジェクト（表 3-7-1 の 6) および 7)）の場合
 - ▶ 既設発電所の設備診断による現状詳細の把握
 - ▶ 既設設備の図面（必要に応じて現地測量）による設計レイアウトの精査
 - ▶ 既存の運転実績ならびに水資料に基づく最適規模の検討

これらの調査を早急を実施し、日本の支援としてプロジェクトを短期的に発現させることが期待されている。

第 4 章 環境社会配慮

4-1 概要

関連省庁訪問やインターネット上での情報収集により、Chui 州における小水力開発に係る環境社会配慮の情報を調査し整理した。また開発候補地における現地確認調査を行い、想定される環境社会影響について取りまとめた。

4-2 小水力発電事業に関する環境社会配慮関連法規

4-2-1 環境関連法規

キルギスは環境に係る方針、法令、制度の見直しのための重要なステップを過去 10 年の期間に歩んできた。

環境法規制に関する概要は、環境保全森林庁 (State Agency on Environment Protection and Forestry、以下 SAEPF という) のウェブサイトにて詳述されている。また環境法は UNDP のプロジェクト実施中に構築されたデータベースにアクセスすることで利用可能である。下表は、小水力発電事業に係ると思われる法規制のリストである。

表 4-2-1 小水力発電事業に関する環境法規制

分類	法規制
水	<ul style="list-style-type: none"> - Water Code of the Kyrgyz Republic (January 12, 2005 № 8) - Law "On Water" (January 14, 1994 № 1422-12) - Law "On ratification of the Agreement between the Government of the Kyrgyz Republic and the Republic of Kazakhstan on the Use of Water Management Facilities of Intergovernmental Status on the Rivers Chu and Talas" from 12.06.2001g. № 47 - Law of the Kyrgyz Republic "On the interstate use of water bodies, water resources and water facilities of the Kyrgyz Republic" of 23.07.2001g. № 76.
森林	<ul style="list-style-type: none"> - Forest Code of the Kyrgyz Republic (July 8, 1999, № 66) (amended in 2003, 2005.) - Law "On prohibition of logging, transportation, purchasing and sales, procurement and use, export and import of high value (walnut and juniper) tree species (February 12, 2007, № 15, 30 June 2011, № 340). - Law "On Amendments and Additions to the Decree of the President of the Kyrgyz Republic" On the introduction of a moratorium on the harvesting, processing and marketing of high-value tree species growing on the forest lands of the Kyrgyz Republic " (April 11, 2011 № 149)
土地	<ul style="list-style-type: none"> - Land Code of the Kyrgyz Republic (June 2, 1999 № 45) - Law "On Subsoil (July 2, 1997, № 42)
環境保護	<ul style="list-style-type: none"> - Law "On Environmental Protection" (June 16, 1999, № 53) (last amended on April

	27, 2009 N 131)
環境影響評価	- Law "On Environmental Impact Assessment" (June 16, 1999, № 54) (last amended on February 26, 2007 № 21)
生態系	- Law "On Wildlife" (June 17, 1999, № 59) - Law "On Biosphere Territories in the Kyrgyz Republic" (June 9, 1999, № 48) - Law "On Protection and Use of Flora" (June 20, 2001, № 53)
環境安全	- Law "general technical regulation on environmental safety in the Kyrgyz Republic" (May 8, 2009 № 151)
自然保護区	- Law "On Specially Protected Areas", dated May 28, 1994. № 156-12 - Law "On Specially Protected Natural Areas (May 3, 2011 № 18)
エネルギー	- Law "On Energy" - Law "On renewable energy sources" (December 31, 2008 № 283)
気候変動	- Law "On state regulation and policies on emissions and removals of greenhouse gases," (May 25, 2007, № 71) - Law on "Environmental Security Concept of the Kyrgyz Republic," (2007)
廃棄物	- Law "Global Technical Regulations" On the safe use and disposal of machinery and equipment "(December 29, 2008 № 280). - Law "On Production and Consumption of Waste" (November 13, 2001, № 89)
化学物質	- Law "On ratification of the Stockholm Convention on Persistent Organic Pollutants", 2006.
その他	- The Law "On the mountain areas of the Kyrgyz Republic" (November 1, 2002 № 151)

環境保護法（Law On Environmental Protection）は、環境保護、ならびに自然資源の利用のための法的枠組みを構築するもので、いくつかの直接的な法令を統括している包括的な法律である。さらにこの法令は、公共機関と様々な国家組織の関係、それらの権限と責任について規定している。本法令の条項において、全ての市民と組織が、公的機関が環境に関して有している情報にアクセスする権利を保障している。本法令は、科学的知識に基づいた環境と経済的利益のバランスに重点をおいて、その重要点とはキルギスにおける人の健康保護と健全できれいな自然環境権の保護である。

環境影響評価法（Law On Environmental Impact Assessment）は、環境影響評価分野における法的関係を規定している。本法令は、経済やその他の活動による負の環境影響を防止することで、健全な環境に対する憲法の権利を実現することを目的としている。主な特徴の1つは、環境パブリックレビューであり、それは環境保全や天然資源管理における意思決定プロセスにおいて、市民や団体が参画するものである。キルギスは2つのタイプの環境の専門的評価を表明してきている。それらは、政府の環境影響評価と環境パブリックレビューである。

水関連法（Law On Water）は、水資源の利用と保護（水処理）、水域や水関連施設への経済的お

よびその他の活動の環境に有害な影響の防止、ならびにそれらの条件の改善に係る、水関連分野の法規則を強化するための規制である。加えて、本法令は、環境への排出水の水量と水質を規制し、工業排水、生活排水、その他の排水の水域への排出についての全量規制を行っている。

山岳地帯に関する法令（Law On the Mountain Areas of the Kyrgyz Republic）の目的は、キルギスの山岳地帯の持続的な開発、つまり天然資源や歴史的、文化的、建築学的遺産の保全と管理のための社会経済的および法的枠組みを構築することである。本法令によれば、山岳地帯の住民は優先権を持っている。市民は政府機関と一緒に、山岳地帯の生態系の状態を監視するための研究やその他の作業を、政府の予算、公的な基金やその他の基金の支出で実施することができる。

特別自然保護区（Law On Specially Protected Natural Areas）に関する法令は、標準的な、および独特な自然遺産、重要な自然環境の形成、植物及び動物の遺伝子プール、生態系の自然プロセスの研究、状況の変化の監視における保全管理について規制している。

キルギス森林法（Forest Code of the Kyrgyz Republic）は、森林の合理的な利用、保全、保護、再生の法的基礎を整備して、環境や資源の潜在能力とそれらの合理的な利用を増やすことを目的としている。その活動が森林の状態や再生に影響を与える組織や個人は、森林の植林の保全や保護の状態を管理している公的機関に相談するとともに、地方自治体や地域の管理組織、政府の森林環境保全技術管理局と合意した対策を実施しなければならない。また森林保護や保全を目的とする衛生的およびその他の対策も行わなければならない。

キルギスの水域、水資源、水関連施設の国際利用に関する法令（Law of the Kyrgyz Republic On the Interstate Use of Water Bodies, Water Resources and Water Facilities of the Kyrgyz Republic）は、キルギスの水域、水資源、水関連施設の国際的な利用に関する原則と政府の方針の方向性の概要を取り決めているが、直接的な活動についての法令ではない。現在までのところ、政府は本法令の実施のためのメカニズムを確立していない。

生産と消費の廃棄物に関する法令（Law On Production and Consumption of Waste）は、廃棄物の生成と消費についての政府の方針を定義している。本法令は、それらの廃棄物を取り扱う際の、人の健康や環境への負の影響の防止を促進することを意図している。また付加的な原料として経済活動において再利用やリサイクルを最大にすることを規定している。

廃棄物管理における政府方針の基本原則の1つは、廃棄物管理に関する意思決定を行うとき、廃棄物管理における法に基づく情報開示を行うとき、国益を守ることを考慮に入れて住民に影響を与える意思決定を行うときに、政府の環境レビューによる制約を受けるというものである。

キルギス土地法（Land Code of the Kyrgyz Republic）は、土地資源の合理的な利用の法的ベースを規定している。また土地の利用と保護に関する事項を規定している。

野生生物に関する法律（Law On Wildlife）は、野生生物の保護と繁殖について規定しており、野生生物の合理的な利用を目的としている。

植物保護法（Law On Protection and Use of Flora）は、植物の保護と繁殖について規定しており、植物の合理的な利用を目的としている。

4-2-2 社会配慮関連法規

労働条件に関する法令

- Labor Code (October 4, 1997 No.70)
- Law On State Guarantees of Equal Rights and equal opportunities for men and women (As amended by the Law of July 14, 2011 N 97)

小水力発電所建設工事、運転時には、雇用者は良好な作業環境を整備し、法律で定められた労働条件を順守しなければならない。Labor Code には以下のような項目が定められている。

- 281 条: 健康で安全な労働条件の確保
- 302 条: 女性の労働が禁じられている業務
- 317 条: 雇用契約が可能な年令

なお、18 歳未満の労働者は、重労働、有害または危険な作業が基本的に禁止されている。

土地に関する法令

4-5-1 で述べる。

4-3 環境社会影響評価

4-3-1 環境社会影響評価に関する組織

環境社会影響評価（Environmental and Social Impact Assessment、以下 EIA という）に関係するキルギスの組織は大きく分けて 2 つある。

- SAEPF
- State Inspectorate for Environment and Technical Safety（以下 SIETS という）

SAEPF は EIA の法規制・制度の管理や見直し、また EIA 報告書の評価・判断を行っている。一方、SIETS は EIA を含む実際の調査・分析に係る組織である。

SIETS は、複数の規制機関に関わる審査をワンストップで迅速に行うために、かつて政府の下部組織であった 9 つの規制省庁を合併して作った組織である。合併に伴い、SAEPF の機能の一部も SIETS に移管された。SIETS は、環境および技術的安全に関わる問題について、監査や監理を行う組織である。具体的には、(1)環境および技術的安全に関する法令や国際合意の順守の監査、(2)労働者の権利や保護の監督・監査、(3)国家や市民の利益の保護、などを主たる業務としている。

そのため、小水力発電所の建設工事中ならびに運転中においても監督を行う組織である。それぞれの組織の概要を図 4-3-1 と図 4-3-2 に示す。

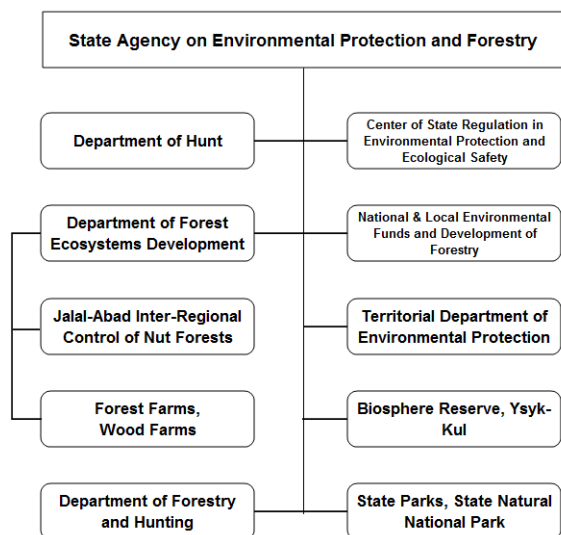


図 4-3-1 SAEPF 組織図

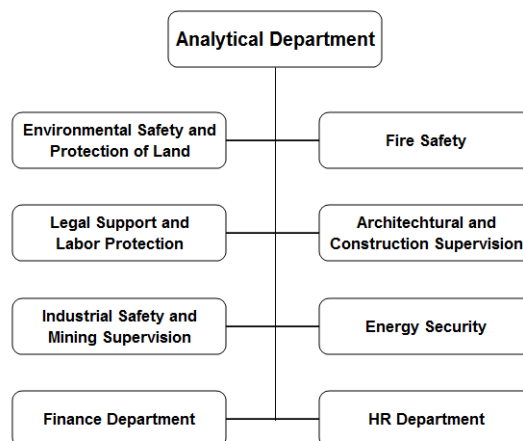


図 4-3-2 SIETS 組織図

4-3-2 環境社会影響評価に関する法規制

EIA は、環境影響評価法（1999 年 6 月, № 54）に基づいて行われている。本法律は、2 つのタイプの環境アセスメント、すなわち、政府の環境アセスメントとパブリック環境レビューの実施を要求している。具体的な手順書として以下の 2 つの関連文書があるが、現在有効ではなくなっている。これらの手順書は 1991 年に制定された環境保護法に沿って 1997 年に作成された。

- Guidelines for the state environmental review of pre-project/project and other materials and documents in the Kyrgyz Republic
- Instructions on how to assess the impact of a proposed activity on the environment (EIA) in the Kyrgyz Republic

それらを改定する新しいガイドライン（ドラフト）のパブリックコメント募集が 2013 年 1 月に開始されており、SAEPF によると 2013 年 11 月頃に制定される見込みとのことである。

キルギスは、国際連合欧州経済委員会（United Nations Economic Commission for Europe、UNECE）のメンバー国であり、キルギスの EIA に関する法令は UNECE のものと整合が取られている。

なお、住民移転や補償についての規則はキルギスの EIA 規則には規定されていない。これらは、State Registration Service (SRS) や SIETS の職員が、Land Code に基づいて実施している模様である。

“Instructions on how to assess the impact of a proposed activity on the environment (EIA) in the Kyrgyz

Republic” は、EIA の目的、原則、組織、および評価について定義している。また EIA の構成、目次、文書化についての要求事項を定めている。

“Guidelines for the state environmental review of pre-project/project and other materials and documents in the Kyrgyz Republic” は、目的、原則、組織、政府の専門的環境判断について定義している。また、構成、目次、文書、政府の EIA 担当部署への提出方法に関する要求事項についても規定している。

Instructions は、環境保全分野の政府当局の専門家、事業主体、EIA の専門家、提案された活動の意思決定プロセスに関わる政府や地方政府の代表者、および市民が利用することを意図して作成されている。水力発電所や高圧送電線を含むエネルギー施設は EIA が要求される事業としてリストされている。加えて、本 Instructions は EIA の要求事項の基準も含んでいる。例えば、事業エリアが現在保護区の一部であるかどうか、または将来そうなるかどうかは、そのような基準の 1 つである。

しかしながら、これらの Guidelines and Instructions は、住民移転や補償に関する項目を含んでいない。一方、これらの Guidelines は利用可能な最良の技術を使用することを求めている。これらの点を除けば、JICA の環境社会配慮ガイドラインとはほぼ同等である。

政府の環境レビューの期間は事業の複雑性にもよるが、通常 3 ヶ月以内である。事業主体は政府の専門家の評価及び判断を意味する政府の専門的環境判断に対してその費用を支払わなければならない。

4-3-3 小水力発電事業に関する環境社会影響評価

SAEPF の説明によれば、小水力発電事業は環境への影響が小さく危険でもないので、おそらく簡易な EIA である初期環境調査 (IEE : Initial Environmental Examination) が要求されるだろうとのことであった。

いくつかの具体的な事項について SAEPF に質問した。キルギスの EIA では、廃棄物は有害廃棄物のみが評価の対象で、一般廃棄物および建設廃棄物は含まれないということであった。水質モニタリングおよび試験分析施設は SIETS に移管されているので、必要であれば SIETS に協力を依頼するとよい。開発に際し、環境に関する許認可として、水資源庁（農業・土地改良省）と森林開発庁（SAEPF）から許可を得なければならない。

保護区においては開発が禁止されている場合がある。これについては次項で述べる。

4-4 自然環境の保護

4-4-1 自然保護区と森林保護

本調査の対象地域である Chui 州には、Chon-Kemin と Ala-Archa の 2 つの国立公園がある。これら 2 つの公園は、IUCN (International Union for Conservation of Nature) ではカテゴリ II に分類され、またキルギスの法令によると原則として開発はできない区域である。ただし、当該区域であっても、キルギスにとって大変有効な事業であり、それを中央政府が承認した場合は事業開発が可能

になる。なお、Chon-Kemin は、河川の中・下流部流域では国立公園に含まれない。

Alamedin や Sosnovka は植物 (botanical) 保護区に指定されている。SAEPF の担当者によると、植生の保護区域について、保護される植生は比較的広く分布しているので、開発エリアの小さい小水力発電所の開発は許可されるだろうと言った。Aku-Suu は、長い川で動物、植物、景観の複合的保護地域になっている。これらの地域には希少種が存在すると考えてよい。上記対象地内での開発に際しては、開発対象地が決定したときに植生調査が必要である。花については、Biology and Soil Institute of National Academy に、樹木については Institute of Forest の専門家に調査を依頼するとよい。



図 4-4-1 自然保護区の地図 (Chui 州部分)

ところで樹木を伐採する場合、インベントリーを作成して伐採費用を当局に支払わなければならない。その費用は高くないが、高い木ほど伐採費用も高い。インベントリー調査は、森林区域の場合は SAEPF、森林区域以外については SIETC (State Inspectorate for Environmental and Technical Safety) が管轄している。Kegeti については森林区域に指定されているエリアがある。

Djardy-Kainda については、生態系保護の面で開発規制に該当する事項はないと SAEPF は説明した。しかし、自然保護区の地図によると、動物 (狩猟) 保護区に指定されているため、JICA の本保護区に関する考え方を確認する必要がある。なお、Djardy-Kainda はもともと小水力発電施設が運転されていた地点であるため、再開発を行ったとしても影響は限定的であると想定される。

4-4-2 生態系の状況

キルギスは生物多様性が豊かな国であると認識されている。しかしながら Chui 州においては、さほど多様ではないと理解されている。

4-5 土地管理にかかわる法制度

4-5-1 法令

キルギスの憲法は、土地の私有を認め、その権利を保護している。土地の所有にかかわる主たる法令は、Land Code (1999年)である。2009年に直近の改定がなされており、2013年夏に軽微な改定が予定されている。本法令および土地台帳制度について SRS (State Registration Service of the Kyrgyz Republic) の土地台帳及び不動産登記部署の部長代理にインタビューを行った。また USAID がキルギスの土地所有権および資源管理について 2011年にまとめた報告書¹をレビューした。この報告書は、関連法令、土地登記、実際の状況、組織制度を取り扱っている。文献調査やインタビューにより確認した土地収用及び住民移転に係る要旨を次項で述べる。

4-5-2 制度

1999年、キルギス政府は様々な関連組織機能を統合した土地管理に関する単独の省庁である GosRegister を組織した。キルギスの不動産登記制度は 2001年から 2002年にかけて始まった。2009年に GosRegister は組織再編で統合された SRS の一部になった。SRS は、土地台帳の調査及び地図の作成、土地の登記を含む土地管理サービスの中心機能を担っている。

本調査のインタビューにおいて、プロジェクト予定地の情報を SRS の土地台帳及び不動産登記部署に伝えれば、土地台帳システム上の情報を無償で提供すると SRS の部長代理は回答した。また土地所有者の情報については、月 2,000 ソムで閲覧できるということであった。農村部においても、約 90-93%の土地が土地台帳データベースに登録されているとのことであった。

土地台帳文書には、以下の内容が含まれている。

- 1) 土地区画の所有者又は利用者の氏名
- 2) 面積
- 3) 所有または利用の形式
- 4) 用途
- 5) 地役権
- 6) 区画の可分性／不可分性
- 7) 区画のコードと番号
- 8) 土地の構成内容
- 9) 土地の定性的特性
- 10) その他の情報

同氏によると、土地の評価については地質・鉱物資源省が担当省庁であり、土地台帳部署ではその方法論はわからないとのことであった。(SIETSによると、土地評価ならびに取得に関する実務は SIETS が行っているということであった。おそらく当該機能は SIETS に移転されていると思われる。)

¹ USAID Country Profile Property Rights and Resource Governance, Kyrgyzstan (2011)

次に補償について述べる。

Land Code は、公共事業開発に必要な土地の収用を認めている。公共利用目的のための土地区画の収用は、当局と土地所有者又は利用者の合意に基づいて行うことができる。もし収用やその条件に関して所有者（利用者）の合意が得られない場合は、補償を含む土地収用が拒否された日から 2 ヶ月以内に、当局は裁判所に申し立てる権利を行使する。一方、公有地については、地方自治体の権限になっているとのことであった。

土地の収用価格は、土地および当該土地に存在する建物や構造物の権利の市場価格に基づいて計算される。

土地の所有者が合意した場合は、同価格の他の区画を所有者に割り当てることができる。土地収用時に代替地を交付して補償する場合については、地方またはキルギス政府が決定する。

事業者は開発事業の許可証を得なければならない。開発事業の許可証については、地方機関が文書を作成し、土地台帳部署が文書を追加し、その文書をキルギス政府に提出するという手順になっている。もし政府の土地である場合は、議会の 50%超が提案されている事業に賛成した場合に承認される。

土地が森林や放牧地の場合は、事業主体は、土地の用途変更願いを本部署の支部署に申請しなければならない。Land Code は、放牧地は全て国有地であると定めているが、その管理は地方が行っている。したがって放牧地の場合は、地方政府が申請に対する判断を行う。

自然公園での開発の全ての手順は、政府によって承認される必要がある。事業主体は、建設時に土地にダメージを与える場合は地質・鉱物資源省に、環境にダメージを与える場合は、SAEPF に補償費用を支払わなければならないと規定されている。

住民移転における不法住民についての権利について質問したが、明確な回答は得られなかった。ただし、Land Code では、土地税、社会税が納付されていない場合は、土地収用時の補償の対象外と規定されている。

4-6 水利用

4-6-1 水資源とその利用

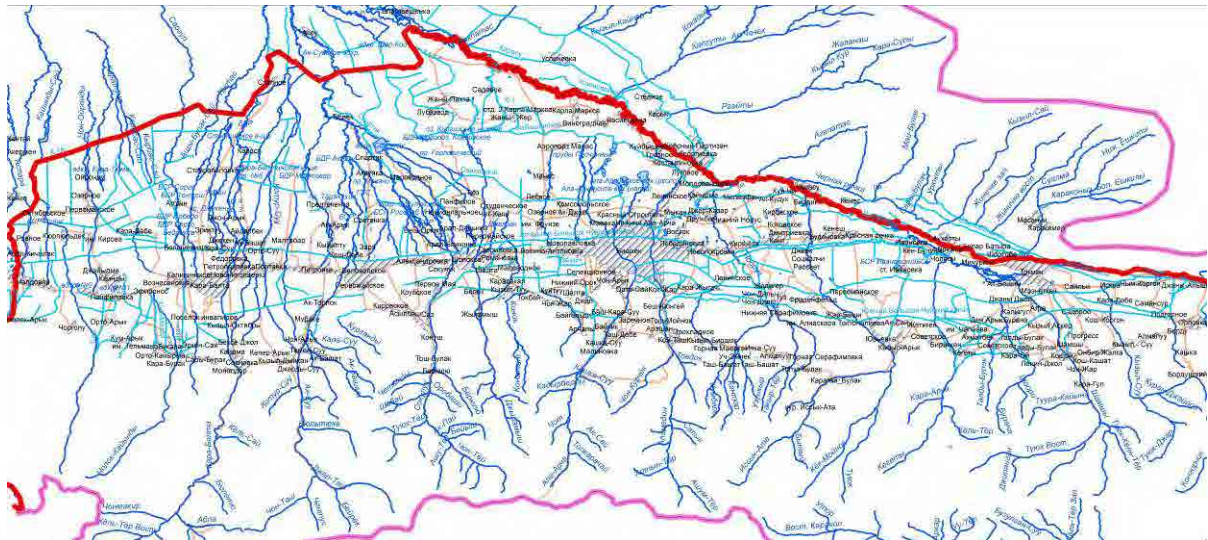
SAEPF のウェブサイトによると、キルギスにおいて取水された淡水資源の大部分（94-96%）は灌漑および農業用水として利用されていて、それは年間 $4.10\text{-}4.55\text{km}^3$ となる。その大半（80-85%）は生育時期に利用される。農業・土地改良省によると、水資源の利用について、農業用水と小水力発電用途で対立が生じた場合、農業用水が常に優先されるということである。

キルギス国内の Chui 川の集水域は、 $15,901\text{ km}^2$ である。キルギスで発生するこの水域での流出水量は、 5.0 km^3 であり、このうち 3.85km^3 （77%）が、国際的な合意に基づいてキルギス国内で

利用される。Chui 州および Bishkek 市内の淡水の実際の年間取水量の範囲は、2006 年から 2010 年において 2.85-3.55 km³であった²。

4-6-2 灌漑水路

農業・土地改良省は GIZ（ドイツ国際協力公社）の支援による灌漑の研究において、灌漑水路の地図を作成している。Chui 州における灌漑水路の地図を以下に示す。しかしながら、山間部近くを流れる小水路の情報は含まれていない。



注：水路は空色で示されている。

（出典：農業・土地改良省／GIZ プロジェクト）

図 4-6-1 Chui 州の灌漑水路の位置図

4-6-3 気候変動

Bishkek 市の年平均降雨量は 439.1mm/年（1961-1990）から 471.2mm/年（1991-2010）に僅かに増加している。過去 30 年にわたって河川流量は 6.3%増加してきている。今後 20 年で流出水量は 10%増加すると予測されている²。

気候変動に関する第 2 回国内コミュニケーションの準備において実施された研究³で、気候変動の影響による氷河の減少のために、そこから流れてくる小河川の流出水量が減少すると指摘された。また、流出水量の季節分布も変化すると予測された。2020～2025 年の期間までに、キルギスの年間の全流出水量が 47-50km³ から 55.5km³ に増加した後、2100 年に約 42～20km³ に減少すると想定されている。これは 2000 年の流出水量の 44～88%に相当する。たとえば、気温が 1.5℃、降雨量が 0.9mm 減少するシナリオでは、2050 年に 21%、2100 年に 42%、流出水量が減少すると予測されている。その結果、水資源が不足し、エネルギーポテンシャルと土地の生産性が減少す

² National Report- State of the Environment, Kyrgyz Republic For The Years 2006-2011 (2012, Russian)

³ Strategy of the Kyrgyz Republic on Climate Change Adaptation To 2020 (2013)

る可能性がある。

ところで、一般的にこのような予測はある一定の不確かさを持つデータを用いて、あるシナリオのもとで計算された結果である。そのため、その計算結果は、ずっと大きな不確かさを持つことに留意する必要がある。

4-7 小水力発電事業にかかわる社会配慮

4-7-1 貧困問題

表 4-7-1 は、キルギスの貧困に関する主な指標である⁴。キルギスは最も貧しい国の 1 つとして知られている。

表 4-7-1 貧困に関する主な指標

指標	2008 年	2009 年	2010 年
ジニ係数（消費ベース）	0.252	0.245	0.251
一般貧困基準（ソム／年）	18,323	19,417	20,937
極度の貧困基準（消費ベース）（ソム／年）	11,710	11,839	12,608
貧困層の総人口（％）	31.7	31.7	33.7
極度の貧困層の人口（％）	6.1	3.1	5.3

（出典：Kyrgyzstan BRIEF STATISTICAL HANDBOOK 2008-2011, NSC (2012)）

IMF は中期開発プログラム－貧困削減戦略白書⁵をとりまとめた。本報告書は、優先的なアクションアイテムをリストしている。以下はエネルギー政策に関するものの一部である。

1. エネルギーフローの管理と料金支払いについての要求レベルは、不正の要素が存在するために達成されていない。燃料及びエネルギー規制庁（規制者）の活動は、非経済的な要素に強く依存している。
2. 電力や熱源に対する中期的な料金政策の形成は、エネルギー企業の事業の持続性を増加させる重要な要素である。将来的には、貧困層がこれらのサービスにアクセスすることを含む、全ての社会開発の要素に必要な金額とエネルギー料金が均衡される。
3. 料金政策の見直しは、国内顧客の社会保障のスキームの改善後にのみ可能になる。この目的のために、社会保障プログラムが作成される。同時に、共和国の予算で、エネルギーセクターにおける社会福祉の支出が想定される。
4. 小から中規模のエネルギーの開発が推奨され、そのために小水力発電開発の経済的魅力を増加させることを目的とした法的対応が承認される。

⁴ Kyrgyzstan BRIEF STATISTICAL HANDBOOK 2008-2011, National Statistical Committee of the Kyrgyz Republic (2012)

⁵ Kyrgyz Republic: Medium-Term Development Program- Poverty Reduction Strategy Paper, IMF (2012)

4-7-2 ジェンダー配慮

一般的に、小水力発電事業は、ジェンダーフリーと考えられる。ADB の送電線改善プロジェクトの環境影響評価書⁶も、当該プロジェクトで負の社会影響は想定されないとともに、ジェンダーニュートラルであると述べている。一方、UNDP/GEF は、小水力およびマイクロ水力発電による、キルギスのローカルコミュニティへの潜在的な社会的およびジェンダーへの影響に関する研究⁷の中で、女性や児童に様々な影響を持つ可能性が高い社会経済的問題を認識した。報告書によると、いくつかの問題は、電力の供給と品質の低さから発生している。また電気が低品質であるため、地方の人々、特に女性の経済資源へのアクセスが限られることから発生している。地元の人々は、電気の不足のために固体燃料を使用しており、それが屋内でより長い時間を過ごし、ガスを吸入する女性や子供の健康に悪影響を及ぼしがちである。その他の研究結果のいくつかは、同報告書に記載されている。

ところで、調査チームは、Chui 州の全ての村が電化されていることを本調査を通じて確認した。したがって、社会的弱者についてのこれらの懸念は Chui 州内では緩和されていると理解している。

4-8 開発候補地で想定される環境社会影響

4-8-1 既存の環境社会影響評価報告書のレビュー結果

調査チームは、既存の環境影響評価書（EIS）をレビューした。また関連組織にインタビューを行った。先に述べたようにキルギスには EIA 制度があるが、各ドナーや組織は、キルギスの EIA の要求事項を包含しているそれぞれのガイドラインに沿って EIA を実施していた。

a) UNDP/GEF 関連プロジェクト

UNDP のスタッフによると、キルギスでは EIA を実施することが義務となっている。このため、調査チームが Issyk-Ata-1 小水力発電所を訪問した際、同発電所を保有する企業の副社長に EIA について質問した。しかしながら、同氏は複数の政府機関から多くの許可証を取得することが要求されたことの説明にとどまった。また、建設前ならびに建設中、およびこれまでの操業中にいかなるクレームも受けていないとの回答であった。さらに、周辺地域で停電が発生している場合においても、同発電所から供給される電気によって、近隣地域では停電していないとのコメントであった。

UNDP/GEF は気候変動について関心を持っている。それが再生可能エネルギーとしての小水力発電施設による発電量の増加に注力している理由である。UNDP のエネルギープロジェクトの責任者は、JICA が日本の優れた技術を用いた小水力発電施設を建設することを期待していて、それはキルギスの人々の生活を手助けすることになると述べた。

⁶ KGZ: POWER SECTOR IMPROVEMENT PROJECT, INITIAL ENVIRONMENTAL EXAMINATION(IEE), National Electric Grid of Kyrgyzstan & ADB (August 2010)

⁷ Study of potential social and gender impacts of small and micro HPP on local communities of the Kyrgyz Republic, UNDP/GEF (2011)

b) ADB

ADB は関連する ADB ガイドラインに沿って、電力セクターリハビリテーションプロジェクトに対する初期環境調査 (IEE) を実施した⁸。

- Operations Manual Bank Policies (BP): Environmental Considerations in ADB Operations, 2006;
- Safeguard Policy Statement, June 2009, effective since January 2010

本リハビリテーションプロジェクトは、所有地内部のみで実施することが計画されていたため、その影響は用地内に限られると考えられた。したがって、上記 ADB ガイドラインに沿って IEE のみが実施された。しかしながら、その内容は多くの EIA の項目と環境に影響を与える可能性がある化学物質の実測定を含んでいた。

c) 世界銀行 (世銀)

世銀は 2008 年に複合火力発電施設 (CHPs) へのエネルギー緊急支援プロジェクトに対する環境管理計画⁹を発行した。世銀はプロジェクトの環境カテゴリーを限定的な評価を要求する「B」と判定した。理由は、いかなる環境影響も限定的で、局在化しており、一時的であると予測されたためである。本プロジェクトにおいては、環境上の重要な問題は、建設廃棄物の管理に関するものであった。

d) EBRD

スペインマドリッドが拠点のコンサルティング企業であるメルカドス社は、欧州銀行との契約において、4つの小水力発電所 (SHPP) のパイロット事業の事業化調査¹⁰を実施した。この報告書の中で、SHPP 建設の入札に必要な実施項目を特定されている。

- 組織は、地方の当局から小水力発電施設と水工建設物に対する割り当てのための証明書を受領しなければならない (期間: 49 年または 99 年)。
- 組織は、次の 3 つの許可証の発行をエネルギー省に申請しなければならない。
 1. 発電所建設に関するもの
 2. 発電に関するもの
 3. 売電に関するもの

発電施設の所有者は契約に基づいて、水の使用に関する全ての問題を、水資源および土地改良に関するキルギス政府委員会との協議と合わせて、エネルギー省の支援の下で解決しなければならない。

⁸ ADB - TA-7704 (KGZ) Power Sector Rehabilitation Project, Initial Environmental Examination (IEE) Rehabilitation of Toktogul HPP (May 2012)

⁹ World Bank (E1985) Kyrgyz Republic Ministry of Energy, Energy Emergency Assistance Project, Environmental Management Plan (2008)

¹⁰ Kyrgyz Republic: Strategic Planning For Small and Medium Sized Hydropower Development Phase II- Strategic Planning of Small and Medium HPPs Development Final Report: 4 Pilot Projects Preparation, Mercados (July 2011)

調査は EBRD 環境社会方針 (ESP) 2008 に沿って実施された。環境社会配慮に関して、本報告書は表 4-8-1 に示した内容を取り扱っている。本調査の結果として、これらのパイロット事業は全て負の環境社会影響をほとんど伴わないカテゴリー C と判定された。したがって、報告書は、これ以上の評価は必要ないだろうと結論付けている。

報告書は、水施設の信頼性と安全性のモニタリングを除いて、環境社会の指標に対するモニタリングは要求されないであろうと述べている。

保護区に関しては、Sokluk-5 についての情報はないが、その他のサイトの建設区域は保護区内に位置することが記載されている。

表 4-8-1 環境社会影響に関する結果と配慮すべき事項 (Sokluk-5 のケース)

カテゴリー	環境項目	評価等がなされている事項
0 一般情報		<ul style="list-style-type: none"> 容量 = 1.5MW プロジェクトサイトがある村の人口は、3 千人。 地元の人々は主に農業に従事している。 整地が必要なプロジェクトエリアは 4.1ha。 建設が必要な送電線は、200m。
1 許認可と説明	EIA と環境許可証	<ul style="list-style-type: none"> 環境社会影響評価は EBRD 環境社会政策 (2008) に沿って実施されなければならない。 キルギス EIA や環境許可証については何も記載されていない。
	地域のステークホルダーへの説明	<ul style="list-style-type: none"> 住民への公開が実施された。 住民相談会の計画が作成された。
	代替案の検討	<ul style="list-style-type: none"> 本報告書は 4 つのパイロットサイトを比較している。代替案分析は、送電線やアクセス道路を含んでいる。
2 汚染管理	水質	<ul style="list-style-type: none"> 廃水は発生しない。また排水されない。 水力発電施設は環境により設備を使用するだろう。(オイルではなく水を発電機のベアリングの冷却に使用する。)
	廃棄物	<ul style="list-style-type: none"> 全ての固形廃棄物は無害な廃棄物である。 建設廃棄物は固形廃棄物捨て場に送る。
	大気	<ul style="list-style-type: none"> 排出される大気汚染物質がリストされ、それらの濃度が計算されている。
3 自然環境	保護区	<ul style="list-style-type: none"> 情報なし。
	生態系	<ul style="list-style-type: none"> 生息している種をリストアップしている。 地域固有種やレッドブックに登録された種は建設区域内には観察されなかった。 樹木は建設前に伐採するかダメージを最小にして引き抜かれる。

	水理	<ul style="list-style-type: none"> ・ EIA のセクションには情報なし。
	地形及び地質学	<ul style="list-style-type: none"> ・ 村落は水力発電施設より標高が高いところにあるので、プロジェクトによる影響は受けない。 ・ 河川は土砂崩れのリスクを有している。 ・ キルギスの地震区域マップによると、設計された建設サイトの地震活動は 9 ポイントである。
4 社会環境	住民移転	<ul style="list-style-type: none"> ・ プロジェクトサイトは村落の境界から離れているので、非自発的移転や経済的損失を伴わない。 ・ 施設下の土地区画は、希望する期間リースされる。
	生活及び生計手段	<ul style="list-style-type: none"> ・ 村落は、自噴井戸から水を得ている。 ・ プロジェクトサイトで補償すべき生計手段はない。
	歴史的遺産	<ul style="list-style-type: none"> ・ 建設区域内には文化遺産サイトはない。
	景観	<ul style="list-style-type: none"> ・ プロジェクトサイトの景観美化はプロジェクト終了後すぐに実施される。 それには草、記念樹、果樹、ベリーの木の新植を含む。
	少数民族や先住民族	<ul style="list-style-type: none"> ・ プロジェクトの範囲と大きさから、先住民族には負の影響を与えない。
	労働条件	<ul style="list-style-type: none"> ・ 労働法は、児童労働、強制労働、雇用差別を禁止している。
5 その他	建設中の影響	<ul style="list-style-type: none"> ・ プロジェクトの村落への影響(大気汚染、ダスト、騒音)は、基準値以内になるだろう。 ・ 施設は住民に新規の雇用機会を提供するだろう。 ・ 自動車や機械は CO₂ を排出するだろう。
	事故防止策	<ul style="list-style-type: none"> ・ プロジェクトサイトはフェンスで囲う。 ・ 従業員は労働安全衛生(OHS)に関する要求事項を順守すること。 ・ 労働者に医療サービスを提供するために、村のヘルスケア施設を確保すること。
	モニタリング	<ul style="list-style-type: none"> ・ 環境社会モニタリングは必要ではない。 ・ 水施設の信頼性と安全性のモニタリングだけは含むこと。
	操業中の影響	<ul style="list-style-type: none"> ・ 施設は住民に新規の雇用機会を提供するだろう。 ・ ポータブルトイレを使用し、下水排水処理施設に排水すること。
	建設前の準備作業	<ul style="list-style-type: none"> ・ アメニティ施設を設置すること。 ・ アクセス道路を建設し、電気、照明、水の共有のための一時的なネットワークを確保すること。

(出典 : Kyrgyz Republic: Strategic Planning For Small and Medium Sized Hydropower Development Phase II- Strategic Planning of Small and Medium HPPs Development Final Report: 4 Pilot Projects Preparation, Mercados (July 2011))

e) その他

ノルコンサルタントは、Shamsinskaya 水力発電プロジェクトのアセスメントを実施し、レポー

ト¹¹を取りまとめた。環境専門家はキルギスを訪問する機会がなかったため、写真、グーグルアース、インターネット、一般的な経験から環境のセクションを取りまとめた。したがって、環境スクリーニングは簡易化した世銀の手法を用いる机上の調査として限られた情報で実施された。本報告書には、法的要求事項、サイトの特性、影響評価、緩和策、スクリーニング結果が記載されている。

水の使用に関して、本報告書は計画されている水力発電施設はエネルギーの発生に全流入量の約 63%を利用予定であると述べている。一方、その 25%は水が溢れて失われ、12%は法的義務として環境または灌漑用に放流されるとしている。河床はもし 9 月から 5 月の期間、生態系のための放流がなされなければ干上がってしまう。Shamsi 川のような小河川における流れ込み方式のプロジェクトは、原則として水質を劣化させず、重大な沈殿物の移動も引き起こさない。しかし、土地の用途変更は、汚染や、局地的な沈殿、侵食の問題につながる可能性がある。社会経済環境の視点からは、著しい負の影響は予測されなかった。

調査はスクリーニングを実施し、世銀の環境社会セーフガードポリシーに基づいて本プロジェクトをカテゴリーB に分類した。これは簡略化された EIA プロセスを次の事業化調査フェーズの段階で実施する必要があることを意味する。そしてそれはキルギスの環境影響評価法の条件も満たすことになる。

4-8-2 環境社会配慮に関する現地調査結果

2013 年 2 月及び 4 月に現地を訪問し、キルギス政府の各関係機関ならびに国際援助機関と協議を行った（写真）。エネルギー省ならびにその傘下の組織から、小水力発電を中心に様々な情報提供と、援助ニーズの要望を受けた。それ以外の省庁、例えば農業・土地改良省からは灌漑用の日本のエネルギー効率の良いポンプ、災害時に隔絶されるおそれのある過疎地における通信設備の運転に必要な独立電源のニーズの要請について説明を受けた。これらの要望はすでに JICA に要請済みだという。

¹¹ Small Hydropower Assessment Shamsi Hydropower Project-Assessment of Feasibility-Draft Report (October, 2012)



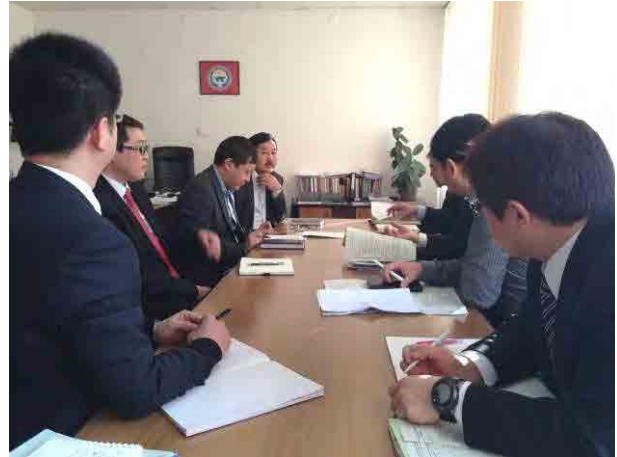
KSTC とのポテンシャルサイトについての協議



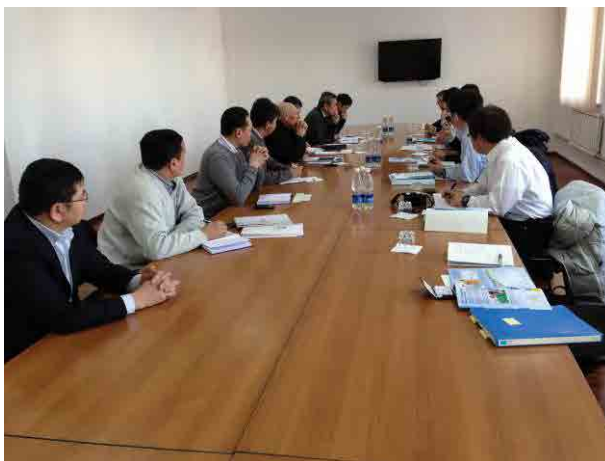
エネルギー規制庁との会議



JSC NEGK との会議風景



JSC EPP との会議風景



JSC Chakan GES（小水力発電運営会社）との打合せ



Kegeti 村住民へのヒアリング

写真 4-8-1 エネルギー関係機関との会議ならびに地域住民へのインタビューの写真

また2013年2月および4月に現地状況確認調査を行った。冬季である2月の調査では、積雪のため樹木以外の動植物はほとんど観察されなかった。4月の調査では、調査対象地の標高では雪はほぼ全て解けており、動植物を含む現地の状況を観察することができた。結論としてこれらのサイトでは全体的に樹木の数は少なく、動植物の種類も多様ではないように見受けられた。魚類については全ての調査期間中に一度も観察されなかった。

住民移転ならびに生計手段への補償については、新設および跡地開発サイトで必要になる可能性がある。しかし小水力発電事業は小規模であるため、ゼロから数件程度であると想定された。

現地確認調査の結果を表4-8-2にまとめる。なお、環境社会配慮担当が現地調査を行わなかったサイトは表から除外している。

表 4-8-2 現地確認調査の結果に基づく環境社会配慮面の要点の整理

地点	調査年月	環境配慮	社会配慮
新設地点			
Kegeti	2013.2 2013.4	<ul style="list-style-type: none"> 既存の送電線網から遠く、オングリッドにするには送電網の整備が必要。そのため金属等の資源利用、ならびに建設工事が必要になる。 	<ul style="list-style-type: none"> 開発予定区付近に地域では有名な滝が存在するので、景観への配慮、地域住民との協議が必要。 集落から遠いため、建設時や稼働後の地域優先雇用のメリットが低い。
Alamedin	2013.2		<ul style="list-style-type: none"> 開発予定区付近は、温泉施設を含む保養施設が点在しており、開発に際してそれらのオーナーとの合意形成が必要。オーナーがその地域に常住していない可能性が高く、またコンタクト自体が困難なケースも想定される。
Shamsi	2013.4	<ul style="list-style-type: none"> ノルコンサルタントのレポートでは生態系保全のために取水地点で一部放流すべきという記述があるが、2013年4月現在、建設予定区間より下流部において水枯れの状態。 小型の鳥類（希少性は不明）が生息している以外、動物は観察されなかった。植生も単純で多様ではない。 	<ul style="list-style-type: none"> 建設予定区域の途中に灌漑用水路があり、農業への配慮が必要。
小水力跡地開発			
Sokulu-k-1	2013.2 2013.4	<ul style="list-style-type: none"> 既存施設の一部が残存しているため、新設に比べて環境負荷は小さい。 建設予定区間より下流部において水枯れの状態（2013.4）。 植生は多様性に乏しい。 水路や施設跡付近に木が生えているため、設計ならびに工事時に可能な限りの配慮が必要。 既存施設内部は過去の機材は撤去された状態であった（一部確認できなかった区域を除く）。従って改修する場合、金属等のスクラップ廃棄物はほとんど発生しない。建設廃材は発生する見込み。 	<ul style="list-style-type: none"> 集落の代表者は、小水力発電の建設に協力的であった。 途中で灌漑用の取水口があった。 旧取水施設に近い旧水路沿いに民家が一軒ある。 それ以外の民家は川の対岸に位置している。 川と水路の間は主に放牧地もしくは農地として利用されている。農地のごく一部は、工事による影響が想定される。 水路より標高が高いエリアも放牧に使われているので、家畜類が水路を渡るような配慮が必要。
Issyk-Ata-2	2013.2		<ul style="list-style-type: none"> 開発予定区付近は保養施設が点在しており、開発に際してそれらのオーナーとの合意形成が必要。オーナーがその地域に

キルギス国チュイ州小水力発電開発に関する情報収集・確認調査
ファイナルレポート

			<p>在住していない可能性が高く、またコンタクト自体が困難なケースも予想される。</p> <ul style="list-style-type: none"> 旧発電所跡地の一部は現在宿泊施設が存在しているため、権利者との交渉が必要になる可能性がある。
Djardy-Kainda	2013.4	<ul style="list-style-type: none"> 旧発電所の建物の屋根は波型スレート屋根で、アスベストを含有している可能性がある。 既存施設内部は過去の機材は撤去された状態であった。従って改修する場合、金属等のスクラップ廃棄物はほとんど発生しない。建設廃材は発生する見込み。 植生は多様性に乏しい。 水路や施設跡付近に木が生えているため、設計ならびに工事時に可能な限りの配慮が必要。 	<ul style="list-style-type: none"> 発電所からの放流地点後に民家が2軒あるが、設計上で配慮すれば住民移転は発生しない見込み。

リハビリテーション

Lebedinovka	2013.2	<ul style="list-style-type: none"> 既存施設の一部の設備の更新であるため、新設に比べてかなり環境負荷は小さい。 古い設備の処分に伴う廃棄物が発生する。 トランスについては微量の PCB を含有している可能性がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 既存施設内の事業であるため、周辺地域住民への影響は極めて小さいと考えられる。
研修センター	2013.2	<ul style="list-style-type: none"> 既存施設のトレーニングセンターへの改修を想定しているため、環境負荷は小さい。 	<ul style="list-style-type: none"> 既存施設内の事業であるため、周辺地域住民への影響は極めて小さいと考えられる。

注) 特記事項のみ。一般的な事項は省略した。

現地調査で確認したサイトの状況について、撮影した写真とともに以下に整理する。



Lebedinovka： 修理できずに放置されている水車。リハビリティ実施時には、金属資源のリサイクルなど適切な配慮が必要。



既存小水力発電所のトランス： オイルを定期的に取り替えているため、有害物質である PCB が高濃度で残存している可能性は低い。



Sokuluk-1： 植生は単調で冬季は鳥類以外の動物は見られなかった。



Alamedin： 温泉施設が川に隣接している。近隣に保養施設がいくつか点在している。



Issyk-Ata-2： 水路跡の先に宿泊施設が建てられている。この一帯は、ホテルなどがある避暑地になっている。



Shamsi 川： 簡易な方法による取水が行われている。

写真 4-8-2(1) 現地調査の写真



Sokluk-1： 旧施設跡付近の樹木。記念植樹されたものと考えられ、再開発時には可能であれば保護することが望ましい。



Kegeti 上流部： 峻嶮な地形のため、土砂崩れのリスクがある。



Kegeti： 観光客が訪れる滝。ケゲティ川に流れ込んでいる。



Djardy-Kainda： 旧発電所の建物の中は空洞になっていて、再開発時に処分しなければならない旧設備の廃棄物はない。



Djardy-Kainda： 旧発電所建物の屋根は波型スレート屋根でアスベストを含有している可能性がある。



Djardy-Kainda： 旧水路跡。当時の状況のまま残っている部分もある。

写真 4-8-2(2) 現地調査の写真

4-9 まとめ

本調査を通じて、環境法令および関連組織についての情報を収集し整理した。またキルギスにおける電力セクターの環境社会配慮についての調査報告書のレビューを通じて EIA の事例研究を行った。一方で、現地サイトの調査を行って、現状や周辺環境を把握・理解した上で重要な点を整理した。

結論として、小水力発電開発事業にかかわる環境社会影響は小さく、限定的であると言える。そのため他のドナーが実施してきたように、協力準備調査では、JICA のガイドラインに沿った IEE の実施を想定しておくが良い。

これらの調査結果を踏まえて、協力準備調査を行う場合におけるキルギス政府機関が実施すべき環境社会配慮上の実施事項（案）を以下にまとめる。ただし、現時点で開発対象サイトが決定していないため、ここでは一般的な事項をリストした。

- ・ キルギス EIA 制度に沿った IEE の実施。
- ・ 現地専門家による植生調査。
- ・ 水資源利用に関する農業・土地改良省との協議と合意。
- ・ 住民移転・生計手段にかかわる調査。必要な場合、住民移転・補償・生計回復計画の作成。
- ・ 伐採予定の樹木のインベントリー調査。
- ・ 地方政府機関、地域住民との協議。
- ・ 必要なライセンスの取得（土地の利用、森林開発、水資源の利用）

近年、キルギスでは度々組織省庁改編が行われて来たため、各組織の機能と責任を再確認した上で今後の業務を実施する必要がある。また法令等が整備されていても、組織の実施能力に課題があることが認識されている。そのため上記事項の円滑な実施のために、キルギス政府が実施する環境社会配慮にかかわる実務を日本政府が支援することも考慮する必要がある。

第 5 章 Chui 州小水力発電開発にかかる基礎情報

5-1 キルギスおよび Chui 州の概要

5-1-1 自然条件

(1) 位置

キルギスは、中央アジアの南東部、北緯約 39° ~43°、東経約 69° ~80° に位置し、東部を中華人民共和国の新疆ウイグル自治区、西部をウズベキスタン、南部をタジキスタン、北部をカザフスタンに周囲を囲まれた内陸国である。国土は東西に 925 km、南北に 454 km の広がりを持ち、国土面積は、198,500 km² (うち陸地面積は 191,300 km²) で日本の約半分であり、中央アジア 5ヶ国中で第 4 位の面積を有している。(図 5-1-1 参照)



図 5-1-1 キルギス位置図

Chui 州は、カザフスタンと国境を接する北部に位置し、面積は、20,200 km² で全国土面積の約一割強を占めている。Chui 州は、山脈・山地によって、Chon-Kemin 川流域の Chon-Kemin 盆地、Kyrgyz 山脈北側の Chu 川流域の Chui 盆地、Kyrgyz 山脈南西山麓の Suusamyр 川および West Karakol 川流域の Suusamyр 盆地の 3 地域に分割される。このうち Chui 盆地は、首都 Bishkek が位置する標高 700~900 m のキルギス唯一の平野地帯で、当国で最も産業の発達した地域である。(図 5-1-2 参照)

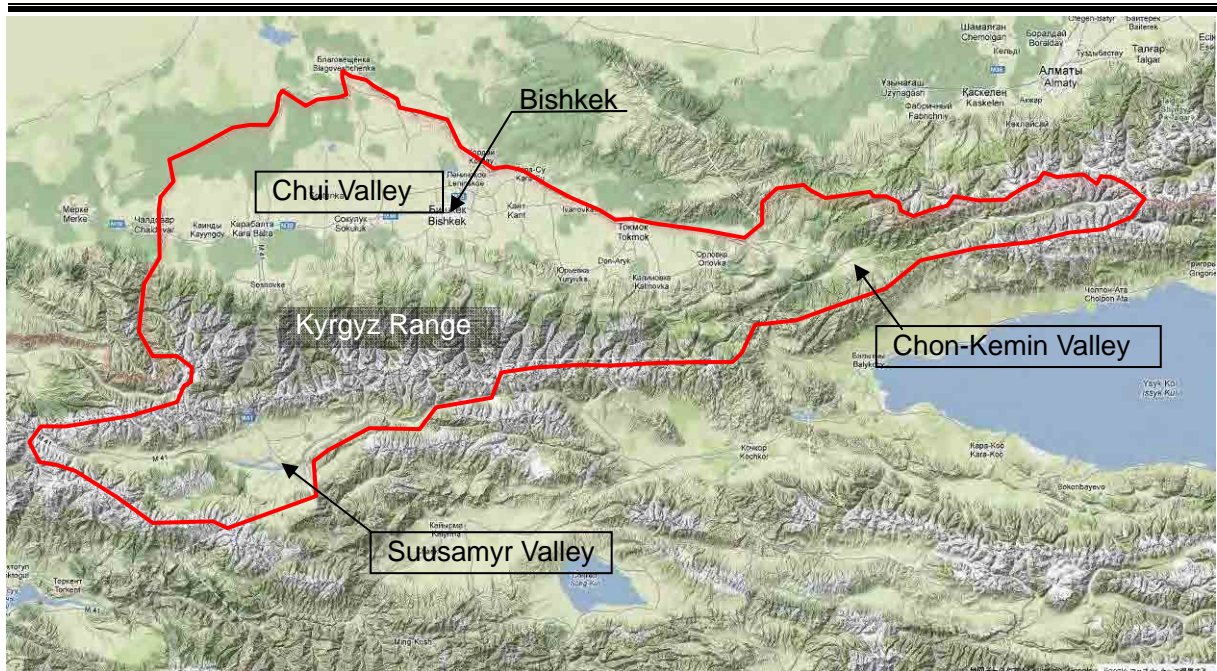


図 5-1-2 Chui 州位置図

(2) 地勢

キルギスは、天山山脈の西北部に位置し、国土のほぼ全域が急峻な山岳地帯で覆われている。国土の最高峰は、天山山脈の最高峰でもある Jengish Chokusu 峰 (7,439 m) であり、その西部には標高 1,606 m に国内最大の塩湖である Issyk-Kul 湖 (面積 6,236km²、塩湖) が横たわっている。

国土の 94% は、標高 1,000m 以上、40% は、標高 3,000m 以上で、国土の平均標高は 2,750 m にも及ぶ山岳国である。このため、平地面積は国土面積のわずか 7.8% に過ぎない。平地のほとんどは、カザフスタン国境に近い Chu 川、Talas 川沿いと南部の Fergana 盆地に分布している。

Chui 州の南部一帯は天山山脈の末端部の Kyrgyz 山脈で標高 4,000 m 前後の山々が東西方向に連なり、山脈北部一帯の Chui 盆地はその山麓扇状地によって構成されている。

キルギスの主要な水系は Syr Darya 川、Chu 川、Talas 川、Issyk-Kul 湖である。Issyk-Kul 湖西南部付近が、北に流れる Chu 川と、西に流れて Fergana 盆地で Syr Darya 川と合流する Naryn 川(535 km)の源流となっている。Naryn 川の流域面積は、5,911,000 km² で国土面積の約 30% を占めている。

Chu 川水系は国土の北部を占め、主要都市が位置する Chui 州に位置し、灌漑農業の中心となっている。国内延長は 336 km、うち 221 km はカザフスタンとの国境となっている。総流域面積は 384,000 km² で、約半分はカザフスタン領である。Chu 川東部の Issyk-Kul 湖水系は流出のない閉鎖流域で、その流域面積は 157,000 km² である。

(3) 気候

キルギスは大陸性気候に属するが、山頂部から平野部までの起伏が大きく地形が変化に富むため気候条件も多様である。低地平野部 (500~800 m) と山岳部では気温は大きく異なるものの、概して冷涼で乾燥、冬季は厳寒で降雪もある。

通年の月平均気温分布をみると、西部のウズベキスタンとキルギス国境貫入地域、Chui 州北部地域、周辺地域が最も高く、夏季で 25℃前後、冬季では -2~-5℃程度である。一方、中国との

国境部の天山山脈地域は最も気温が低く、夏季でも 2℃前後、冬季には-25℃以下となる。しかし、一般に平野部の平均気温は夏季で 15~25℃、冬季で-5~-10℃、また山岳地のそれは夏季で 6~12℃前後、冬季で-10~-20℃程度である。

キルギスでの一般的な年平均降水量は 300~600 mm であるが、地域や標高によって異なる。西部 Fergana 山脈地域では 1,000 mm 以上と最も多く、中国国境と接する地域から中央部地域一帯にかけて 200~300 mm と極めて少ない。一方、降雪に関しては、降雪日数、根雪期間ともに標高の高い場所ほど大きな値を示しており、Fergana 山脈~Talas 山脈~Kyrgyz 山脈地帯が特に積雪量が多い。

Chui 州については、年平均降水量は約 400 mm で、首都 Bishkek の気温は、-5~35℃で、夏は乾燥して暑く、冬は比較的雨量もあり、気温も大陸性気候にしては比較的高い。

(4) 地質

キルギスの地質の特徴として、北部一帯を南北の幅約 120 km で東西に走る花崗岩類地帯があげられる。また、それを取り巻くようにして第三紀、第四紀の層が低地部を中心に広がり、デボン・石炭紀の層がその中間に位置する。

Chui 州では、南部山岳地帯が花崗岩地帯、北部低地帯が第三紀、第四紀地帯、その中間にわずかなデボン・石炭紀地帯というキルギスの代表的地質の全てが分布している。

(5) 植生

キルギスにおける森林は 1925~1950 年の間に大量に伐採され、森林面積は 1930 年の 119 万 4,000 ha から 1956 年には 69 万 1,600 ha と激減した。現在国土の 4.32%にあたる 85 万 4,900 ha が森林であり、他の中央アジア諸国の水源地として重要な役割を果たしている。キルギスは山頂部から平野部まで起伏が激しく、標高 1,500 m 以下の低地帯は草原(ステップ)、標高 1,500~4,000 m 地帯に広葉樹林、針葉樹林が分布、4,000 m 以上は万年雪の高山植物帯が広がる。過去の家畜の過放牧のため本来の植生分布から大きく変化し、まとまった森林地帯は少なく、モザイク上に植生群落(砂漠植生、ステップ植生、有刺低木、草原、落葉性低木林、高木林)が配置される。樹林は山岳地帯の溪谷内に散在し、針葉樹・広葉樹林の 50%は疎林である。

各州の森林率は高い順に Jalal-Abad 州 (9.8%)、Osh 州 (5.3%)、Talas 州 (3%)、Naryn 州 (2.3%)、Issyk-Kul 州 (2.2%)、Chui 州 (1.9%) である。

Chui 州の植生は、北部平坦地では灌木類をわずかに伴う荒地、塩害による無植生地がほとんどである。一方、Kyrgyz 山脈の緩傾斜地は放牧用草場が大きな面積を占め、より標高の高い急傾斜地にはビャクシン疎林が見られる程度である。山麓部の乾燥地では有刺低木群落が生じ、比較的湿潤な場所にはトウヒ、シラカンバ、カラマツ、クリミアマツなどが試験的に植栽されている。なお、Chon-Kemin 地方にはトウヒ、モミを中心とした天然針葉樹林及びビャクシンの疎林が多く分布する。

5-1-2 社会・経済状況

(1) 社会状況

キルギスは、1876年にロシアに領有され、ロシア革命後はその共和国となるなど、政治、社会、経済的にロシアの影響を強く受けてきた。キルギスは、旧ソビエト連邦の崩壊に伴う1991年の独立以来、Akayev大統領の下、いち早く民主化及び市場経済化を軸とした改革路線を打ち出し、1998年にはWTOの加盟（旧ソ連諸国で初）も果たし、ロシア連邦との関係を重視しながらも、西側諸国の支援を得ながら民主化、市場経済化を積極的に推進しようとした。しかし、資源に乏しい同国の経済は伸び悩み、国民が経済改革の成果を享受できない中で、野党勢力の反政府運動が高まり、2005年2月末の議会選挙での不正をきっかけとして、野党勢力により南部で開始された反政府運動が首都に及ぶと3月、Akayev政権は崩壊し、野党勢力指導者のBakiyev元首相が大統領代行兼首相に選出され、7月の大統領選挙で当選し、8月に就任した。しかし、Bakiyev政権の下でも、政治・経済改革は遅々として進まず、政情不安定が続いた。

2010年4月、国民の不満が高まり、大規模なデモが発生した。治安当局との衝突（犠牲者86名）の末、Bakiyev大統領は出国し、辞任するという政変が起こった。この政変の後、これまでの大統領制から、大統領の独裁や汚職・賄賂の蔓延防止を目的に、中央アジア諸国で初めて議員内閣制を採用している。現在の大統領は、2011年10月の大統領選挙で当選したAtambayev大統領である。

人口は、5百40万人（2011年：国連人口基金）で、人口増加率1.1%と、1980年代の年間平均人口増加率1.9%に比較して少なくなっている。同国のさまざまな歴史的な事象から80以上の民族が住む多民族国家である。その構成は、1994年の統計では、キルギス系：58%、ロシア系：18%、ウズベク系：14%、その他10%であったが、現在の民族構成は、キルギス系：75%、ウズベク系：14.3%、ロシア系：7.2%、ドゥンガン系：1.1%、ウクライナ系：0.3%、その他ウイグル系、タタール系など（2011年：キルギス統計委データ）で、キルギス人の増加、ロシア人の減少という傾向が見られる。一方、宗教については、多民族国家であること、旧社会主義体制であったことから、国教としての性格づけは希薄とされているが、キルギス系の多くがイスラム教スンニ派で75%を占め、これにロシア正教の20%が続いている。

Chui州の人口は、79万人（2009年：国勢調査）で、キルギス全体の約15%を占めるが、大部分は、首都BishkekとTokmokに集中している。また、同州の民族構成は、キルギス系：59.1%、ロシア系：20.8%、ドゥンガン系：6.2%、その他ウイグル系、ウズベク系など（2009年：国勢調査）で、キルギスの他の地域に比べて、キルギス人以外のマイノリティの割合が高い。

Chui州は下記の8つの行政地区およびTokmok市からなる。Chui地区はTokmok市を取り囲み、Alamedin地区はBishkek市を取り囲むように位置するが、Bishkek市は特別市であるため州には属さない。

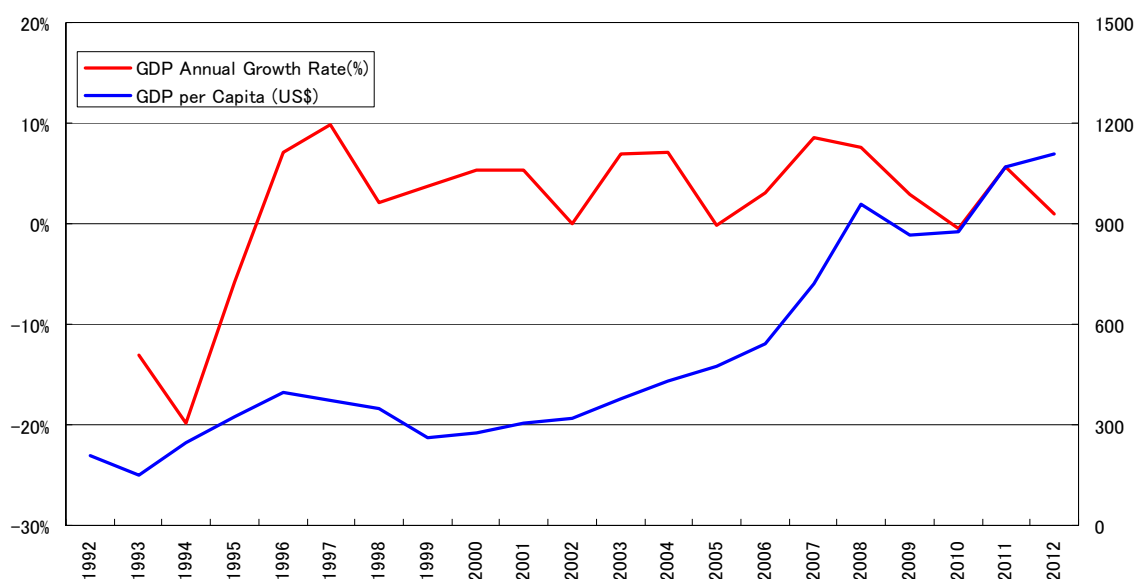
表 5-1-1 Chui 州の行政地区

District	Capital	Population (2009 Census)
Kemin District	Kemin	41,924
Chui District	Chui	44,753
City of Tokmok	Tokmok	53,087
Issyk-Ata District	Kant	131,503
Alamedin District	Lebedinovka	147,208
Sokuluk District	Sokuluk	158,137
Moskovsky District	Belovodskoe	83,641
Jaiyl District	Kara-Balta	90,348
Panfilov District	Kayyngdy	39,837

(出典: 2009 census)

(2) 経済状況

キルギスは、独立後、1992年の価格自由化を皮切りに、IMFの緊縮財政勧告に従って急進的な市場改革路線を推進した。旧ソ連崩壊の混乱の中で経済不振が続いたが、1996年に独立後初めてGDPがプラスに転じた。その後、1998年ロシア金融危機の影響を受け、財政が逼迫するなど危機もあったが、基本的にはプラス成長が続いている。(但し、2002年及び2005年はKumtor金鉱の金生産の減少の影響もあってマイナス成長)。2008年10月以降は、世界金融危機の直接的な影響は見られないものの、経済的に関係の深いロシア、カザフスタンの景気後退の影響を受け、海外出稼ぎ労働者からの送金も減少し、GDPの成長が鈍化している。(図5-1-3参照) 2011年のGDPは、USD 5,920 mil. (IMF)、一人当たりGDPは、USD 1,070 (IMF推定値)、経済(実質GDP)成長率は、5% (IMF)、失業率は、7.9% (IMF) となっている。



(出典: IMF - World Economic Outlook Databases(2012年10月版))

図 5-1-3 GDP 成長率と一人当たり GDP

このように、天然資源に恵まれないキルギスの経済は、独立後 20 年以上経過した現在でも、安定した開発軌道に乗ることができず、依然として約 40%の貧困率を抱え、国際的経済支援から脱却できない状況が続いている。現在のキルギス経済は、外的条件に左右されるも、援助国や国際援助機関による支援努力によって低位の安定を示していると言することができる。

キルギスの主要産業は、農業・畜産業（GDP の約 3 割）、鉱業、農牧畜業、食品加工業、衣料製造業、商業などである。石油、天然ガスなどのエネルギー資源には恵まれていないが、水資源が豊富で、氷河を抱く天山山脈からの豊富な水は、キルギスの農業だけではなく、電力事業（電力輸出）にも利用されている。WTO 加盟国として中国と貿易を拡大、主に中国からの輸入品を CIS 各国へ輸出する中継貿易は、キルギス経済の大きな柱となっている。

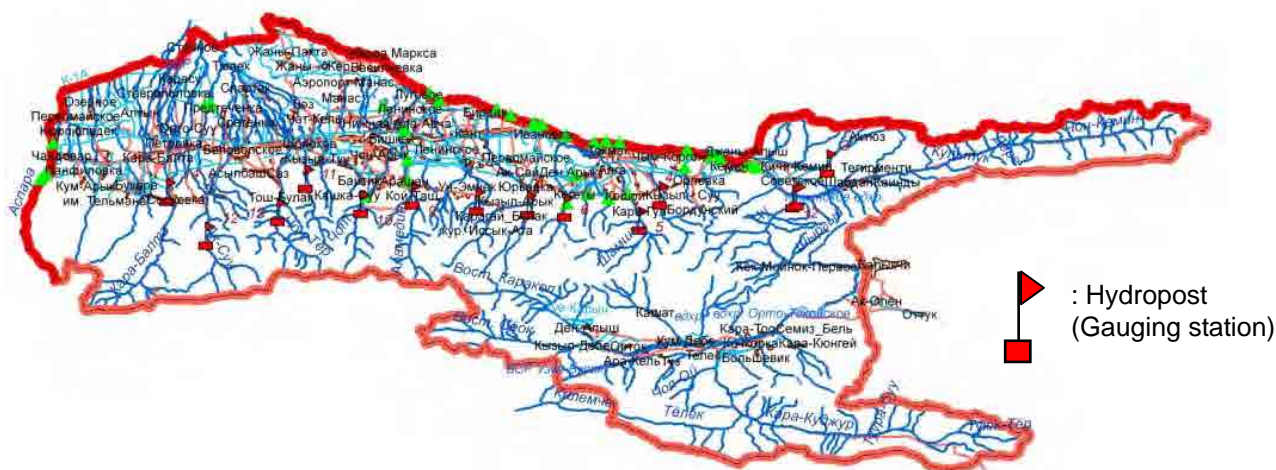
Chui 州北部の平野部である Chui 盆地は、首都 Bishkek が位置し、キルギスで最も産業の発達した地域である。Chu 川と平行して鉄道と幹線灌漑水路が走り、この地方の発展に有利な条件となり、これによってカザフスタンの石炭などの入手が容易である。また現在では、天然ガスパイプラインが中央アジア、カスピ海方面から Bishkek にも達し、エネルギー源の供給に寄与している。Chui 盆地では、キルギス全土の工業生産高のおよそ 6 割が生産されていると考えられ、機械工業、食品工業、軽工業、非鉄金属工業、建機工業が発達している。降水量は年 300～600 mm と少なく、農作物を栽培するには不足している。このため、Chui 幹線水路をはじめ、灌漑施設が整備され、農業が発達している。Chui 盆地には Chu 川本流及び支流の形成による扇状地が広く展開するが、耕地として不適な砂礫に被われた土地は少なく、大部分は黄土を伴う肥沃な土壌となっている。主要農産物としては、小麦等穀物のほか、うり類、ぶどう等の果物、タバコ及びテンサイである。また牧畜も盛んで、牛のほか豚が多く、後者はキルギス全体の 7 割に達する。

5-2 水文・気象、地形、地質情報

5-2-1 水文・気象情報

Chui 州の大部分を占める北部、Chui 盆地の気候は、ケッペンの気候区分では湿潤大陸性気候（Dfa）に属する。同盆地のほぼ中央に位置する Bishkek では、1 年のうち晴天の日が平均で 322 日を数える。1 月の平均気温は -2.6°C 、7 月の平均気温は 25.9°C 、年平均気温は 11.3°C 、年間総降水量は約 400 mm である。夏季は晴天が続き、日中はかなり暑くなるが朝晩は涼しい。冬季は寒冷でしばしば積雪をもたらす大雪となることもある。過去には最高気温が 42.8°C 、最低気温は -34.0°C を記録している。

キルギスには、旧ソ連時代より、水文、気象データの観測のため、多くの観測所が設置されている。観測所には Hydropost と Meteostation、Meteopoint があり、河川の流量は、Hydropost（測水所）で、気象観測項目については、Meteostation と Meteopoint で観測されている。図 5-2-1 は、Chui 州の Hydropost の配置図で、この図によると 14 箇所の Hydropost が確認でき、その多くが、Kyrgyz 山脈の北側斜面を Chui 盆地へ流下する Chu 川支川に設置されている。しかし、2000 年頃以降、多くの Hydropost が、メンテナンス不足で観測が中断している模様である。なお、過去の Hydropost の日流量を含む詳細な流量資料はキルギス水文気象局（Kyrgyz Hydromet）で保管されている。



(出典: Kyrgyz Hydromet)

図 5-2-1 Chui 州の Hydropost (測水所) 配置図

(1) 降水量

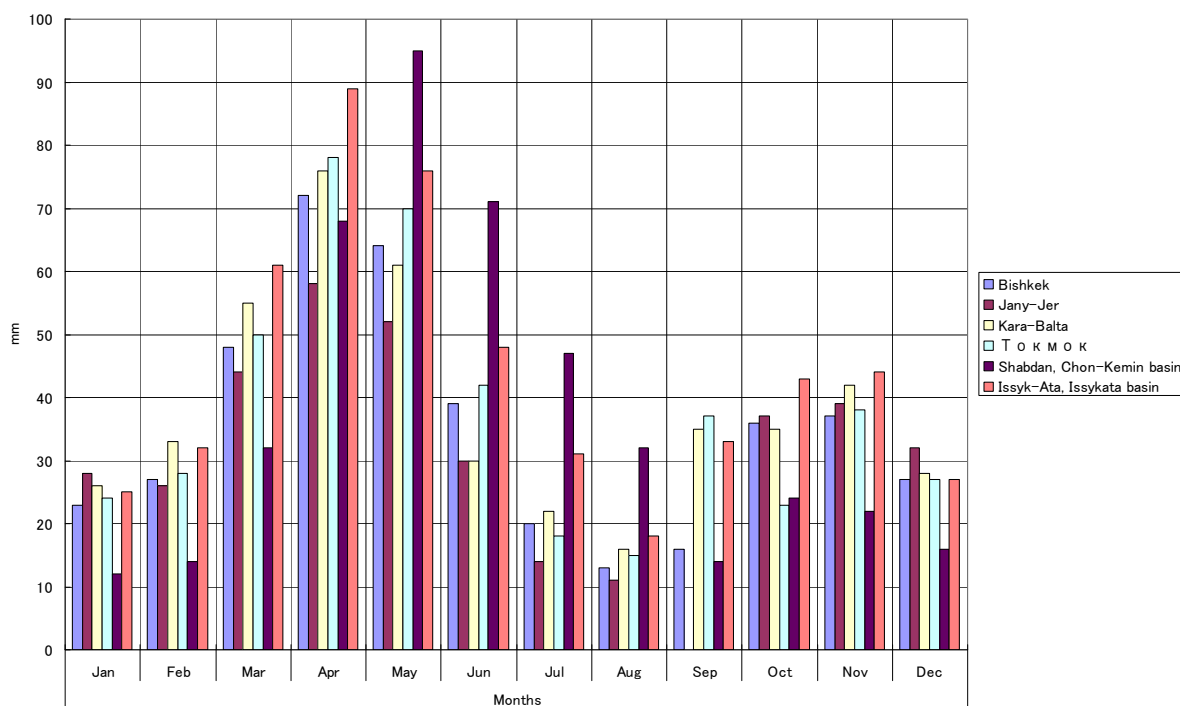
首都 Bishkek を含む Chui 州各地で観測された月平均降水量は、表 5-2-1、図 5-2-2 のとおりで、Chui 盆地から離れた Chon-Kemin 盆地の Shabdan の観測値を除くと、各地の降水量に大きな違いはなく、年間のうち、3月～5月で降水量が最も多く、7月～9月が最も少なくなる。年間降水量は、400 mm 前後で、キルギス全体の平均的な値であり、日本の約 4 分の 1 程度に留まっている。

表 5-2-1 Chui 州の月平均降水量

(単位 : mm)

Station	Months												Total
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
Bishkek	23	27	48	72	64	39	20	13	16	36	37	27	422
Jany-Jer	28	26	44	58	52	30	14	11	0	37	39	32	383
Kara-Balta	26	33	55	76	61	30	22	16	35	35	42	28	340
Токмок	24	28	50	78	70	42	18	15	37	23	38	27	344
Shabdan (Chon-Kemin)	12	14	32	68	95	71	47	32	14	24	22	16	340
Issyk-Ata	25	32	61	89	76	48	31	18	33	43	44	27	389
Average	23	27	48	74	70	43	25	18	23	33	37	26	370

(出典: Kyrgyz Hydromet)



(出典: Kyrgyz Hydromet)

図 5-2-2 Chui 州の月平均降水量

(2) 気温

Bishkek の気温を表 5-2-2 に示す。

表 5-2-2 Bishkek の気温

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
Average high °C	3.2	4.9	11.2	18.5	23.6	29.0	31.7	30.9	25.5	17.8	11.0	5.0	17.7
Daily mean °C	-2.6	-0.8	5.3	12.3	17.4	22.4	24.9	23.8	18.5	11.0	4.7	-0.9	11.3
Average low °C	-7.1	-5.2	0.4	6.4	11.1	15.6	17.9	16.4	11.3	5.0	-0.1	-5.1	5.6

(出典: Pogoda.ru.net)

(3) 河川流量

Chui 州において小水力開発が期待される Kyrgyz 山脈北斜面を流下する河川に設置された 5 箇所の測水所 (Hydropost) で観測された河川流量について、流域面積 100 km² あたりに換算した比流量を求めた。測水所の概略位置を図 5-2-3 に、1992~1996 年、1999、2001~2002 年の 8 年間の各測水所の比流量を表 5-2-3、平均値を図 5-2-4 に示す。なお、1997~2000 年はデータが欠けているため除外した。

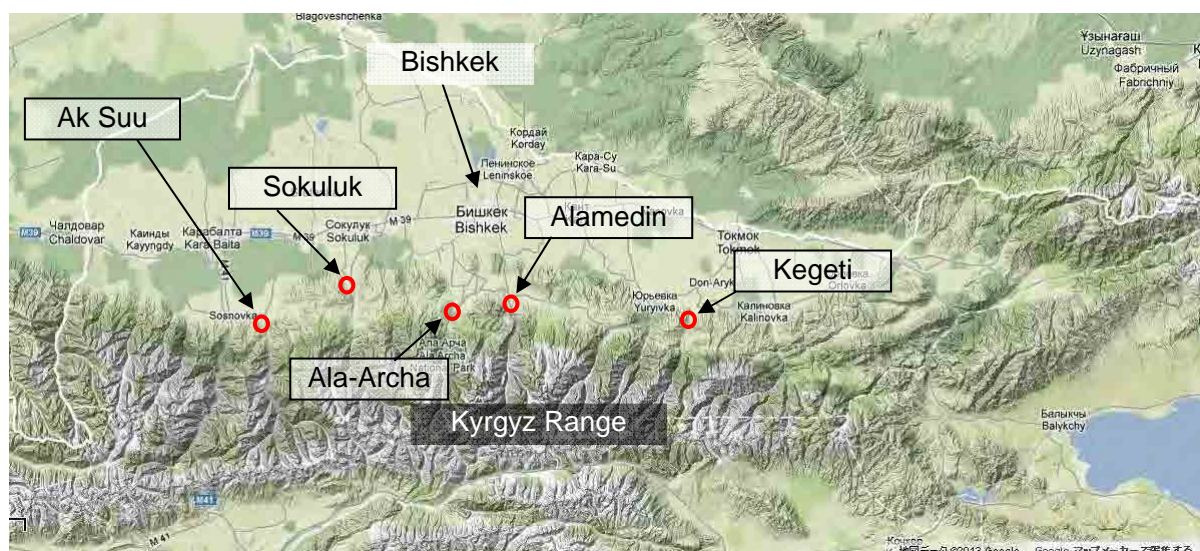


図 5-2-3 流量資料の Hydropost 概略位置図

表 5-2-3 測水所観測比流量 (m³/s/100km²) (1992-1996,1999,2001-2002 年)

Hydropost	Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Average
Kegeti (C.A: 256km ²)	1992	0.32	0.29	0.26	0.33	0.71	1.59	2.28	1.80	1.14	0.68	0.54	0.42	0.86
	1993	0.29	0.28	0.26	0.29	0.87	2.34	3.43	2.42	1.45	0.98	0.64	0.49	1.15
	1994	0.28	0.29	0.31	0.29	0.94	1.97	2.67	2.60	1.87	0.83	0.63	0.39	1.09
	1995	0.32	0.29	0.23	0.19	0.42	1.09	2.06	2.39	1.31	0.75	0.60	0.35	0.83
	1996	0.31	0.24	0.20	0.32	0.74	1.92	2.21	2.49	1.25	0.93	0.72	0.46	0.98
	1999	0.41	0.53	0.41	0.28	0.59	1.68	3.92	3.47	2.27	0.89	0.53	0.45	1.29
	2001	0.38	0.34	0.33	0.34	0.82	1.62	2.05	2.42	1.28	0.78	0.61	0.42	0.95
	2002	0.34	0.31	0.27	0.50	1.30	2.58	2.66	2.86	1.68	0.68	0.50	0.36	1.17
Average	0.33	0.32	0.28	0.32	0.80	1.85	2.66	2.56	1.53	0.82	0.60	0.42	1.04	
Alamedin (C.A: 317km ²)	1992	0.69	0.66	0.63	0.61	1.25	2.99	6.78	5.21	2.58	1.22	0.78	0.65	2.00
	1993	0.76	0.80	0.79	0.85	1.34	4.38	6.88	5.05	3.25	1.59	1.03	0.89	2.30
	1994	0.83	0.77	0.75	0.73	1.35	4.95	7.19	6.37	2.85	1.28	0.91	0.70	2.39
	1995	0.69	0.69	0.67	0.66	1.26	2.74	6.12	6.25	3.10	1.92	1.01	0.80	2.16
	1996	0.76	0.68	0.61	0.57	0.90	3.28	5.02	6.09	2.75	1.55	0.90	0.68	1.98
	1999	0.53	0.52	0.51	0.53	1.15	2.58	5.55	6.69	4.45	1.93	1.09	0.91	2.20
	2001	0.68	0.63	0.61	0.61	1.93	4.38	6.03	4.92	2.88	1.24	1.07	0.91	2.16
	2002	0.74	0.65	0.55	0.76	1.62	4.32	6.28	6.50	3.12	1.81	1.19	0.91	2.37
Average	0.71	0.68	0.64	0.66	1.35	3.71	6.23	5.88	3.12	1.57	1.00	0.81	2.20	
Ala-Archa (C.A: 233km ²)	1992	0.67	0.61	0.59	0.68	1.22	2.88	6.70	5.58	2.71	1.43	1.02	0.91	2.08
	1993	0.76	0.73	0.68	0.76	1.21	4.33	5.45	4.19	2.54	1.17	0.86	0.76	1.95
	1994	0.69	0.64	0.63	0.70	1.61	4.06	7.55	6.35	2.71	1.18	0.92	0.76	2.32
	1995	0.68	0.65	0.69	0.83	1.61	3.12	7.17	7.17	2.82	1.50	1.10	0.86	2.35
	1996	0.71	0.63	0.62	0.77	1.12	3.67	5.11	6.18	2.59	1.30	0.87	0.67	2.02
	1999	0.83	0.79	0.73	0.70	1.05	2.91	6.78	6.65	3.21	1.55	1.12	0.97	2.27
	2001	0.70	0.63	0.57	0.70	1.98	4.64	6.57	5.88	2.44	1.33	0.99	0.85	2.27
	2002	0.83	0.78	0.81	1.00	1.64	5.28	6.70	7.47	2.77	1.67	1.19	1.09	2.60
Average	0.73	0.68	0.66	0.77	1.43	3.86	6.50	6.18	2.73	1.39	1.01	0.86	2.23	
Ak Suu (C.A: 426km ²)	1992	0.54	0.50	0.49	0.55	1.30	3.12	3.54	1.91	1.21	0.91	0.74	0.71	1.29
	1993	0.64	0.59	0.58	0.61	0.80	3.38	3.40	1.70	1.37	0.79	0.66	0.68	1.27
	1994	0.66	0.56	0.52	0.59	1.24	2.46	3.15	2.14	1.04	0.94	0.88	0.75	1.24
	1995	0.68	0.62	0.57	0.54	0.91	1.84	2.93	1.97	0.85	0.73	0.66	0.60	1.07
	1996	0.57	0.54	0.47	0.57	0.66	2.70	3.47	2.68	1.29	0.95	0.77	0.69	1.28
	1999	0.62	0.57	0.54	0.53	0.81	1.84	3.38	2.79	2.01	1.14	0.91	0.78	1.32
	2001	0.60	0.55	0.50	0.46	1.34	2.33	2.31	1.99	1.09	0.81	0.70	0.62	1.11
	2002	0.55	0.50	0.47	0.54	1.15	3.31	3.80	2.93	1.38	0.87	0.73	0.66	1.41
Average	0.61	0.55	0.52	0.55	1.02	2.62	3.25	2.27	1.28	0.89	0.76	0.69	1.25	
Sokuluk (C.A: 535km ²)	1992	0.39	0.35	0.33	0.37	0.73	2.22	4.73	3.60	1.89	1.01	0.79	0.69	1.42
	1993	0.59	0.50	0.44	0.52	0.93	3.51	4.96	3.03	1.80	0.98	0.77	0.73	1.56
	1994	0.60	0.51	0.47	0.50	1.28	3.12	5.30	4.76	1.33	0.65	0.54	0.50	1.63
	1995	0.48	0.46	0.44	0.47	0.55	2.20	4.53	4.11	1.44	0.79	0.61	0.50	1.38
	1996	0.47	0.48	0.47	0.58	0.81	3.14	4.53	4.67	2.41	1.35	0.97	0.82	1.73
	1999	0.76	0.70	0.61	0.55	1.16	2.07	5.30	4.56	2.13	1.20	0.85	0.67	1.71
	2001	0.58	0.53	0.49	0.49	1.63	3.51	4.96	3.97	1.85	0.83	0.68	0.62	1.68
	2002	0.54	0.49	0.46	0.65	1.36	3.65	4.59	4.76	2.30	1.47	0.93	0.78	1.83
Average	0.55	0.50	0.46	0.52	1.06	2.93	4.86	4.18	1.90	1.03	0.77	0.66	1.62	
Average	0.59	0.55	0.51	0.56	1.13	2.99	4.70	4.21	2.11	1.14	0.83	0.69	1.67	

(出典: Kyrgyz Hydromet)

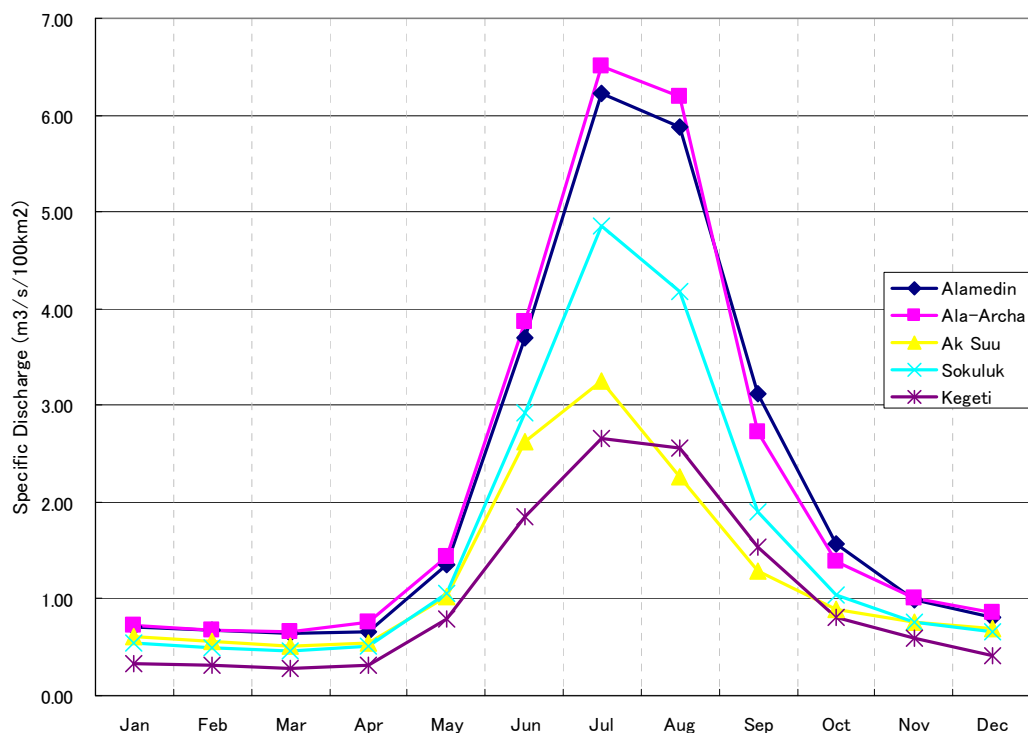


図 5-2-4 Hydropost 観測比流量

図 5-2-4 のように各地点の比流量を比較すると、季節別の流量変化の傾向は、いずれの河川でも類似しており、1月から3月の冬季が少なく、6月～8月の夏季に多くなる。一方、その値には、大きな幅があり、半径 50 km 以内に収まる近隣の流域にもかかわらず河川によって大きく異なる。

(3) 河川流量と降水量、気温の関係

河川比流量（表 5-2-3 の平均値）と降水量（表 5-2-1 の平均値）との関係を図 5-2-5 に、河川比流量（比流量）と気温（表 5-2-2 Bishkek の平均気温）との関係を図 5-2-6 に示す。

一般に河川流量と降水量は高い相関関係を示すが、図 5-2-5 では、最高値、最低値が発生する時期が異なるなど、河川流量と降水量の相関は良くない。一方、図 5-2-6 のとおり、河川流量はむしろ気温と相関しているように見える。この現象は明らかに高山域での融雪が大きく影響しているものと判断され、流域に占める氷河や積雪の割合によって、図 5-2-4 で示したような流域の違いによる河川流量、特に夏季の流量に大きな差を生じる結果になっているものと思われる。

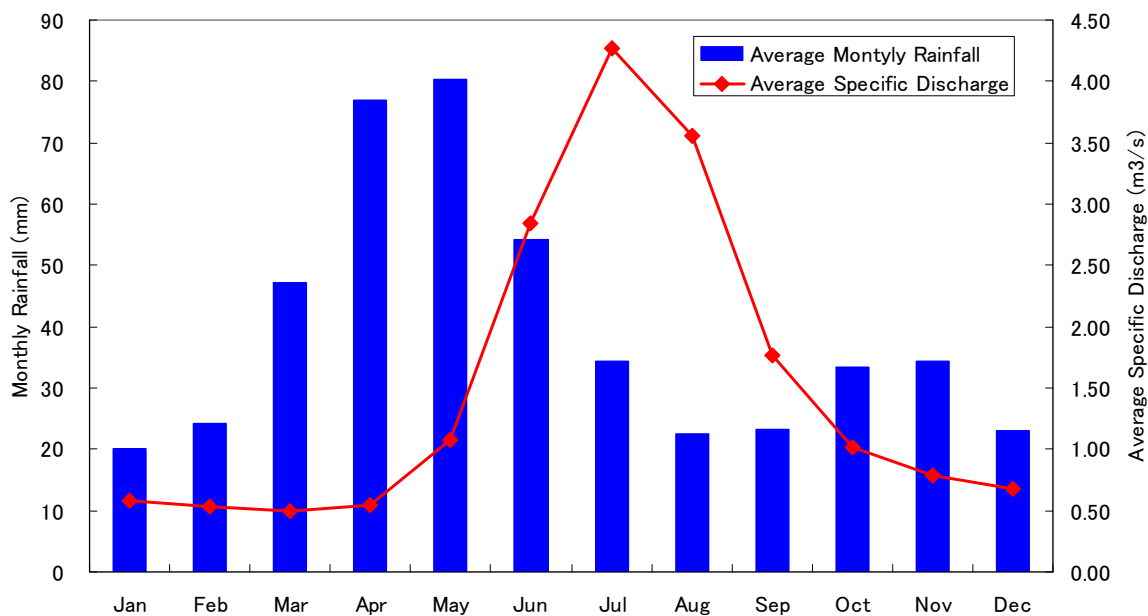


図 5-2-5 比流量と降水量

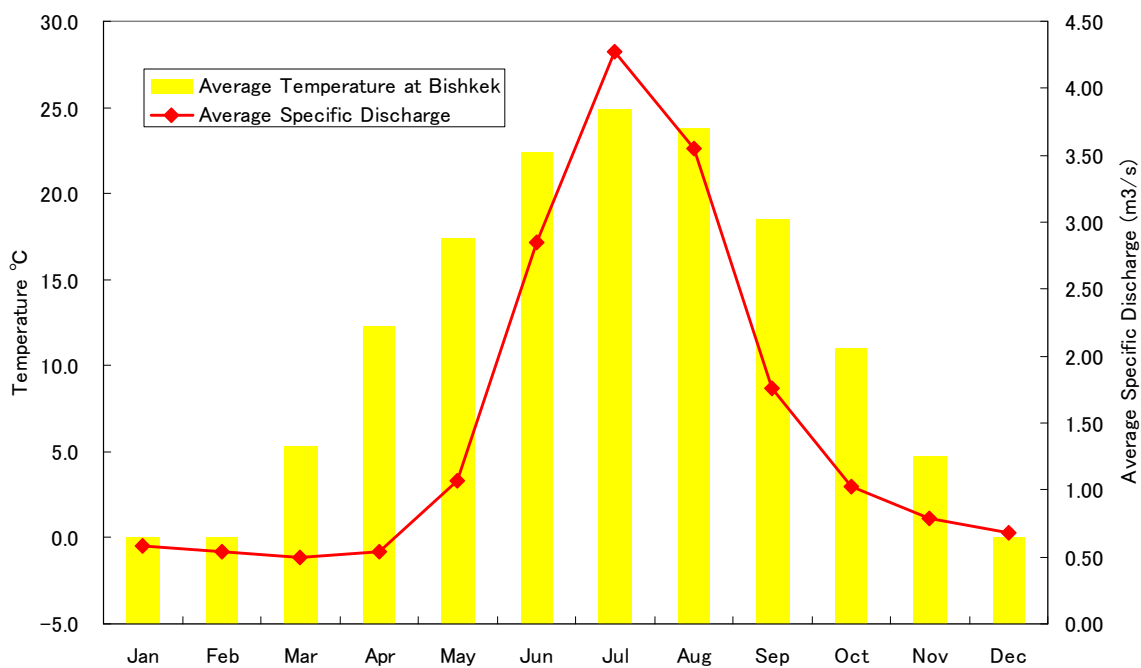


図 5-2-6 比流量と気温

5-2-2 地形・地質情報

(1) 概要

標高 3,500 m を超える山々からなる Kyrgyz 山脈が Chui 州の南部を東西に縦断している。Chui 州の第一の河川である Chu 川は、Kyrgyz 山脈の南東部を源にして、山脈の東端を回り込むように流下方向を変え、カザフスタンとの国境を西北西に流下していく。Chu 川の最大の支流は Chui 州の東端部の細長い渓谷を流下する Chon-Kemin 川であり、Kyrgyz 山脈の東端、Chui 盆地の最上流部付近で Chu 川に合流している。Kyrgyz 山脈北斜面には、東西に延びる山脈主稜線に直交するように Chui 盆地に向けて櫛の歯のように多くの谷が開析され、渓谷河川が急峻な高山帯から北部に向けて流れ、Chui 盆地の扇状地を経て最終的に Chu 川に流れていく。(図 5-2-7 参照)

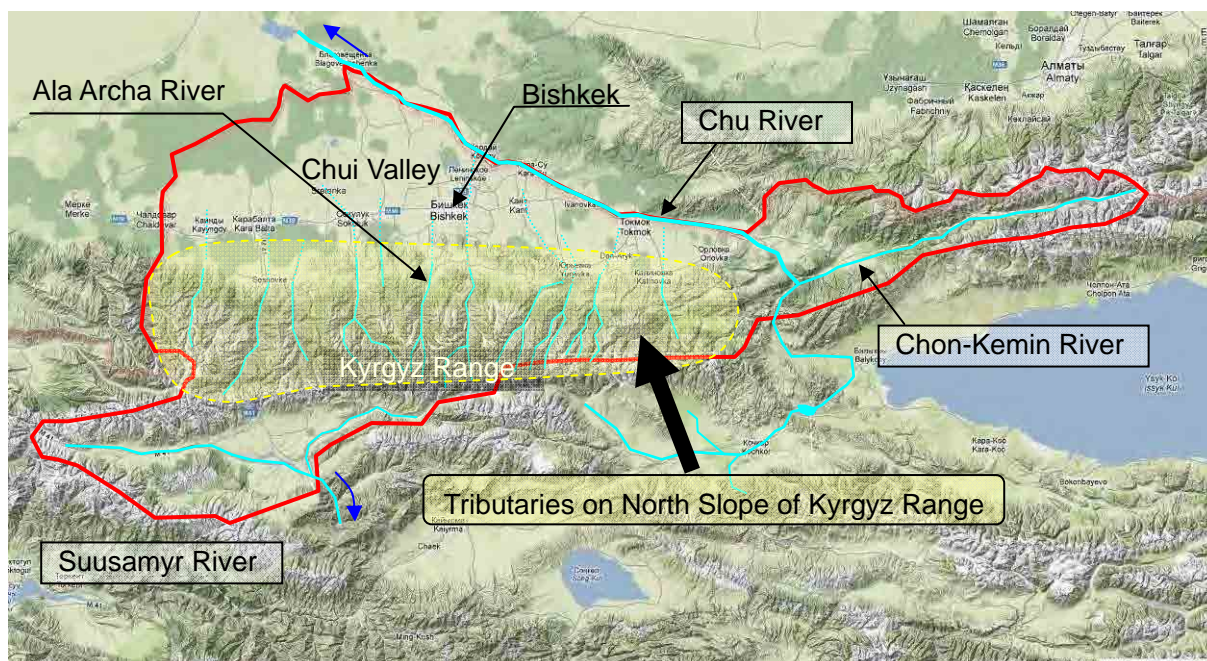


図 5-2-7 Chui 州の地形と河川

(2) キルギス山脈北斜面の河川

図 5-2-8 は、Kyrgyz 山脈の中央部を Chui 盆地に抜け Chu 川に流下する代表的な河川、Ala Archa 川の縦断面図である。一般の山岳河川と同様に標高が低下するにつれて河川勾配が緩くなる。河川沿いの地質は、標高の高い順に、花崗岩等からなる岩体から、標高 1,500~1,300 m には泥流堆積層、そして約 1,300 m 以下は扇状地に変化する。(写真 5-2-1, 5-2-2, 5-2-3 参照) 河川扇状地は砂礫に富んだ透水性の良い土質であることから、Kyrgyz 山脈北斜面から流下する多くの河川は、渓谷を抜け扇状地に達すると伏流して流量が減少する。なお、河川の扇頂部での流域面積は、200~500 km² である。

小水力発電のポテンシャル地点という点で俯瞰すると、既往の小水力発電所は一般に 1 / 2 5 以上の河川勾配の地点に多く建設されること、アクセスのための道路の存在、伏流が生ぜず十分な河川水量が確保できること等の条件から、ポテンシャル地点は、扇状地より上流（標高 1,300 m 以上）で、道路が存在する標高 2,000 m 地点までの区間（図 5-2-5 の赤い破線で示した区間）におおよそ限定される。

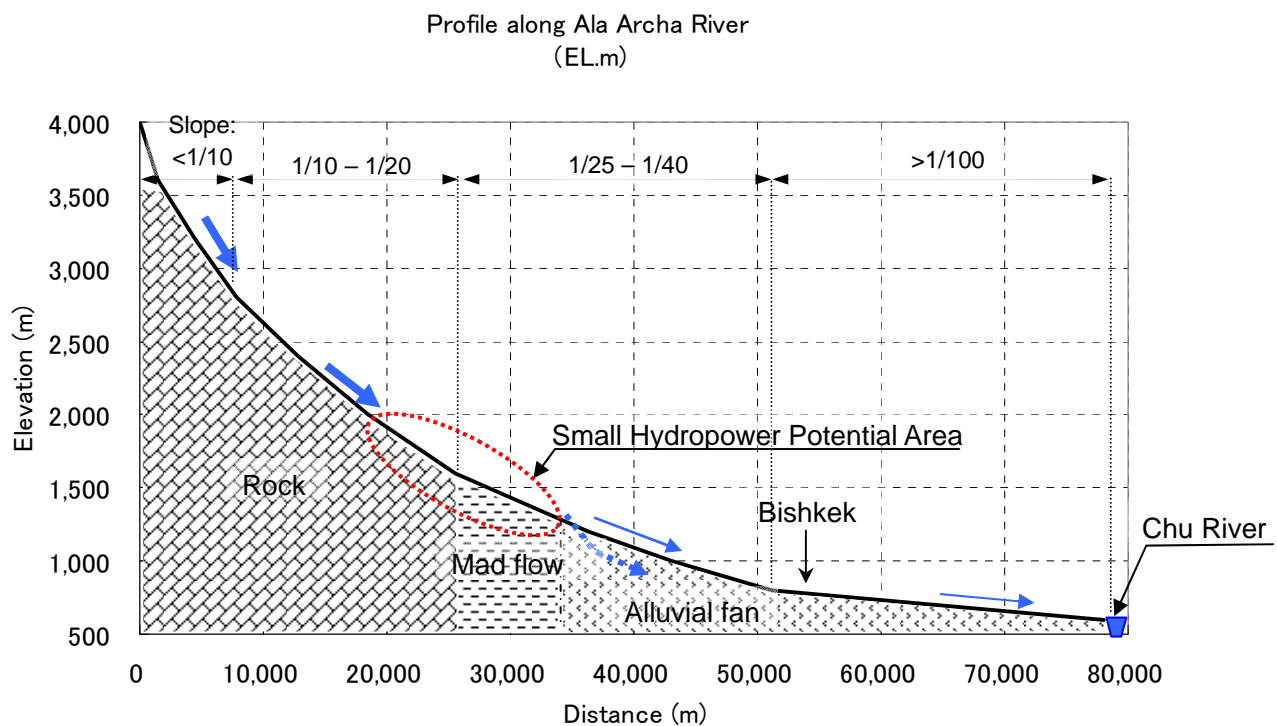


図 5-2-8 Ala Arach 川の河川縦断面図



写真 5-2-1 標高 1,900m 付近の岩体(Kegeti)



写真 5-2-2 泥流堆積物による丘陵(Sokuluk)



写真 5-2-3 扇状地の扇頂部(Djardy-Kainda)

5-3 水利用状況

5-3-1 灌漑設備

Chui 盆地には Chu 川本流及び支流の形成による扇状地が広く展開するが、耕地として不通な砂礫に被われた土地は少なく、大部分は黄土を伴う肥沃な土壌となっている。こうした耕作に適する農地は 624,000ha あり、このうち Chu 川本川およびその支流からの灌漑システム、すなわち頭首工、水路、貯水池等の施設によって 370,000 ha に及ぶ灌漑が行われている。

主要灌漑幹線水路としては Tokmok の上流の Chu 川より取水し首都 Bishkek に至る East Big Chui Canal (東幹線水路)、これより分岐する South Big Chui Canal (南幹線水路)及び、Chu 川下流より取水する West Big Chui Canal (西幹線水路)がある。灌漑のための Chu 川上流には、Orto-Tokoy 貯水池があり冬季は放流を行わず灌漑期に向けた貯水を行っている。また、Kyrgyz 山脈北斜面から流下する河川の扇頂部付近から直接取水する灌漑水路も発達しており、Alamedin 川、Shamsi 川、Ala-Archa 川にはこのための取水及び貯水用ダムが設けられている。



写真 5-3-1 Bishkek 市内の West Big Chui Canal



写真 5-3-2 Ak Suu 川灌漑取水設備

このように、Chui 盆地は、扇状地で灌漑水路が発達しているため、自然河川の多くは、流量が減少あるいは完全に水が流れていない。よって、Chui 盆地内での自然河川を利用した水力計画は一般的に成立しないものと判断される。

5-3-2 灌漑設備利用の水力発電所

前節で述べたように Chui 盆地内での自然河川を利用した水力計画の可能性は低いですが、Chu 川本川より取水する主要灌漑幹線水路の給水容量は 30 m³/s 以上の規模であり、表 5-3-1 のとおり、この流量を利用した小水力発電所が JSC Chakan GES により運転されている。

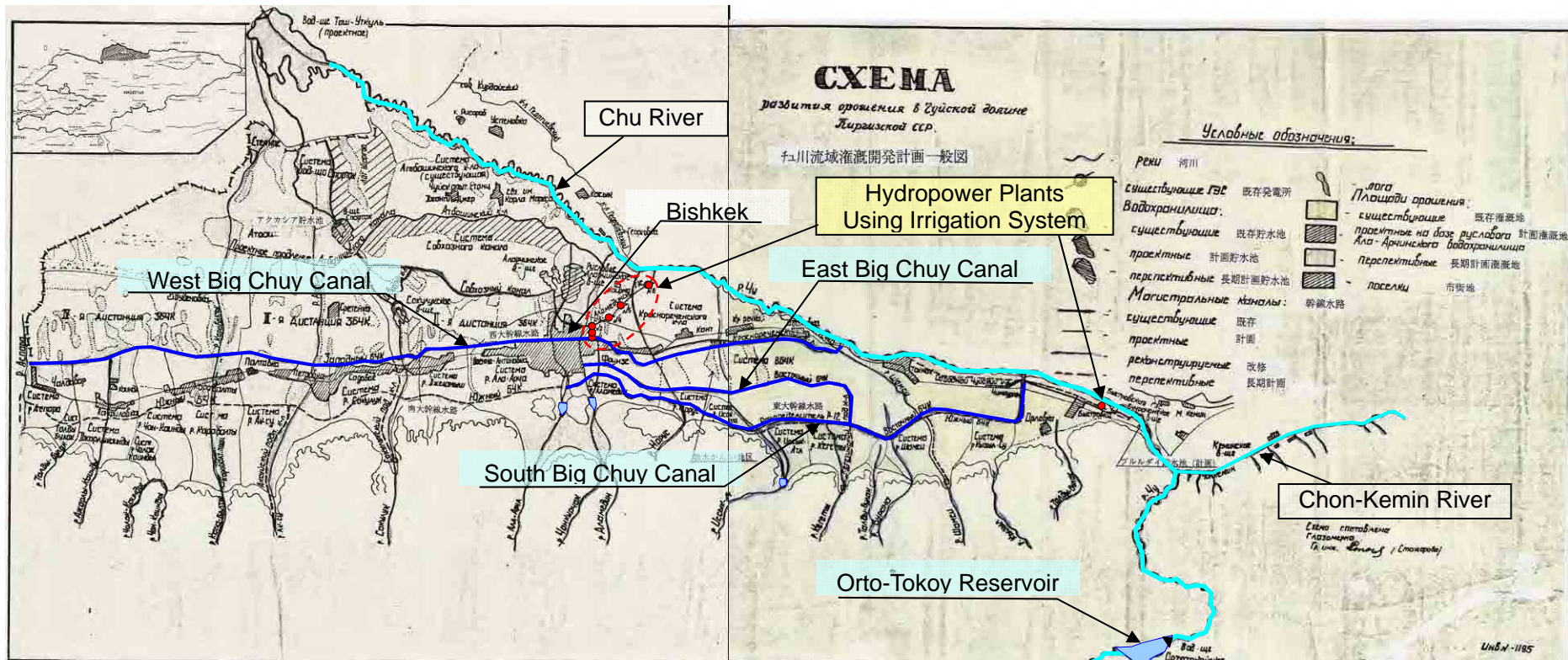
表 5-3-1 灌漑設備利用の水力発電所

	Name of plant	Capacity (MW)	Irrigation canal utilized by hydropower plant
1	Lebedinovka	7.6	West Big Chui Canal
2	Alamedin No.1	2.2	
3	Alamedin No.2	2.5	
4	Alamedin No.3	2.1	
5	Alamedin No.4	2.1	
6	Alamedin No.5	6.4	
7	Alamedin No.6	6.4	
8	Alamedin Midget	0.4	
9	Bystrovka	8.7	Name unknown
Total		38.4	

(出典: JSC Chakan GES)

5-3-3 Chu 川の水利用

Chu 川は、キルギスおよびカザフスタンの境界に流れる国際河川である。このため Chu 川の流量は、1992 年 2 月に両共和国の流量の配分について協定が結ばれている。現在、Chu 川本川および支流の年間流量の使用量はキルギス 58%、カザフスタン 42%と決められており、全体で 65 億 m³、そのうち 38.5 億 m³の水をキルギスが利用している。同河川から水利用に変化を生じる場合は、協定の見直し等の手続きが必要となる。



(出典「:キルギスタン共和国チュ川流域農業総合開発計画 プロジェクトファイナディング調査報告書、社団法人海外農業開発コンサルタント協会、平成6年6月」より抜粋した図に調査団加筆)

図 5-3-1 Chu 川流域灌漑開発図

5-4 現在の電力供給状況

キルギス全体の電化率は、既述の通り、小規模な未電化エリア 21 箇所が存在するものの、概ね 100%を達成している。これらの未電化エリアは南部の Batken 州および Jalal-Abad 州に限定され、本件調査の対象となる Chui 州には未電化エリアは存在しない。小水力開発候補地点周辺地域の一般需要家への電力供給は、35/10kV または 35/6kV 配電用変電所の変圧器 2 次側からの 10kV または 6kV の架空配電線により送られた電気が村落内に点在する 10/0.4 kV または 6/0.4 kV 変圧器で 0.4 kV に降圧され、各世帯に 0.4 kV 低圧線によって供給される設備構成となっている(写真 5-4-1)。

電力需要の高まる冬期においては、需要中心地である Bishkek 市とその近郊において 35kV 配電設備の過負荷抑制のための緊急負荷遮断によって計画停電が行われている。既に 2-4-3 節で記載の通り、MEI 聞き取り結果によれば、配電会社により供給停止されたフィーダの通常の需要から勘案したピーク時最大需要抑制量は 200MW 程度と評価されていることから、キルギス北部地域としての供給不足量は約 200MW と想定できる。JSC Severelectro によれば、Chui 州内で最も電力を消費している地域は Alamedin 地域および Sokuluk 地域であるため、同地域においては冬期に頻繁に計画停電の影響を受けているとのことである。しかしながら、当該地域における実際の需要を賄うために必要な電力量は、計画停電対象となった世帯数および負荷遮断量、計画停電継続時間等の詳細データの提供を受けられなかったため不明である。前述の計画停電対象以外の地域、とりわけ小水力開発候補地点周辺の村落については、電力消費量が小さいために冬期においてもほとんど計画停電の影響を受けていない。現地調査中に発電所周辺地域村民に電力供給状況の聞き取り調査を実施した Kegeti サイト、Chon-Kemin サイト、Sokuluk-1 サイトについて、Sokuluk-1 付近の Bululu 村住民が、冬期には毎日 2～3 時間の計画停電が実施されていると回答したが、Kegeti 村および Chon-Kemin-1 サイト下流 16 km 地点にある比較的規模の大きな Shabdan 地域(世帯数 1,200～1,500 軒)では、過去に需給逼迫が原因の計画停電は経験したことがないとの回答であった。

Chui 州全域をサービスエリアとする JSC Severelectro によれば、今回小水力開発候補地点としてリストアップされている地点に近接する 35 kV 配電用変電所の変圧器容量には十分余裕があり、発電出力 1～2 MW 程度の規模の小水力発電所からの配電線連系に伴う変圧器容量超過の問題はないとのことである。



写真 5-4-1 10kV 配電線 (左) と 10/0.4kV 変圧器 (右) (Kegeti 村)

5-5 送・配電および輸送環境

5-5-1 既設電力系統との連系要件

小水力発電所の系統連系用設備の建設登録書類および竣工した小水力発電所の認可に関する手続きについては、2009年の政府承認文書第476号¹により規定されている。これによると、小水力発電所の建設工事を落札した者は、系統連系料金および対象となる小水力発電所の出力に基づく契約の登録、開閉設備、水力発電所自動化、系統保護リレーの技術的要件を決定するための技術仕様書を入手するため、電線路所有者（主に配電会社で、Chui州の場合 JSC Severelectro がこれに相当する）およびエネルギー関係当局に連絡することが規定されている。落札者からの連絡を受けた電線路所有者は、系統連系料金の支払いに関する合意から10日以内に、当該落札者に対し TOR を発行する。TOR には、小水力発電所の設計に関する要求事項として、以下の内容を記載することとなっている。

- 機器に対する要求：開閉装置、系統保護リレー、自動化装置
- 水車発電機 (hydro units) の周波数および電圧（単機出力が 500kW 以上の場合）
- 要求発電電力量
- 通信設備に対する技術的要求仕様
- 短絡電流値および発電機解列時の短絡電流値
- 電線路所有者による小水力発電所からの系統連系時に必要となる開閉装置等の機器設置スペースに対する要求仕様
- 電線路所有者の保有する系統との接続点までの結線図

Chui 州における小水力発電所と JSC Severelectro の既設配電系統は、発電所の出力の規模、連系点にあたる既設配電用変電所或いは地上置変圧器までの距離に応じて、10 kV、6 kV、0.4 kV の配電線により連系されており、出力の小さい（例えば 1~2 MW クラス）の小水力発電所の場合は、発電所で 35 kV に昇圧し、既設の 35/10 kV、35/6-10 kV 変電所に接続している事例はない。新設小水力発電所から JSC Severelectro の既設配電系統までの連系配電線建設に係る費用は、小水力発電所開発者の負担となる。

連系のケースとしては、

- 1) JSC Severelectro の既設配電線が新設小水力発電所近傍を通過している場合
- 2) JSC Severelectro の既設配電線終端が新設小水力発電所近傍に存在する場合
- 3) 既設配電線が新設小水力発電所付近に存在しない場合

が考えられる。1)のケースでは、発電所からの新設配電線を直接既設配電線に中間で接続する構成（支持物位置でクランプによる T 分岐構造とする）は通常採用していないとのことであった。2)のケースでは、発電所から終端支持物までの間の配電線を新設し、当該地点で既設配電線と接続するのが合理的と考えられる。また、3)のケースでは、発電所から最近接地点の配電用変電所まで配電線を新設する、或いは最近接地点の既設配電線終端まで配電線を新設するという方法が考えられる。いずれのケースにおいても、小水力発電所開発者は、予め JSC Severelectro に依頼して技術的条件の確認を受けると共に、最適な接続方法についての指示を仰ぐことになっている。JSC Severelectro 側は、新設発電所の接続によって既設配電線および変電設備の過負荷等の技術的

¹ Position on the order of construction, acceptance and grid connection of small hydro power plants to the grid, Approved by the Government of Kyrgyz Republic, 2009, No.476

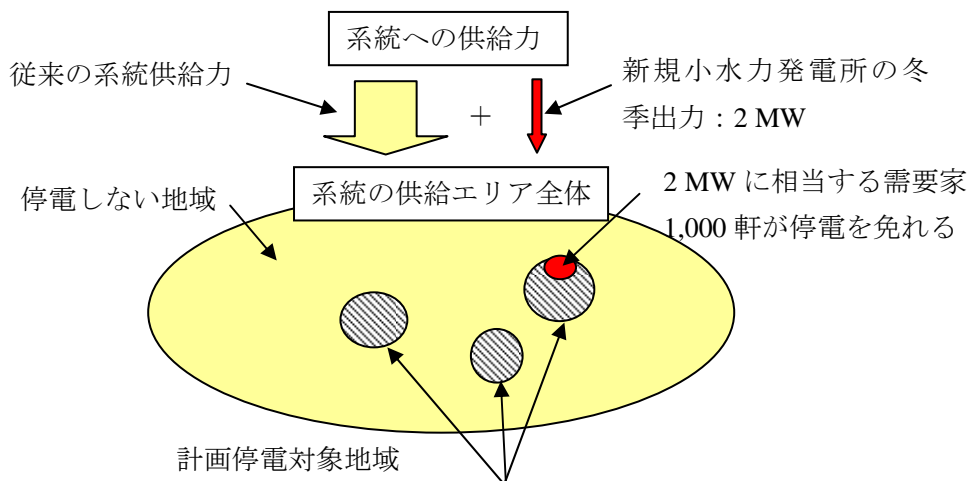
制約がないかを確認した上で検討結果を依頼者に回答することとなる。このため、開発者にとって必ずしも最少コストの設備形成とはならない場合も考えられる。例えば、新設発電所近傍に既設配電線の終端があっても、当該既設配電線の送電容量の制約により連系ができず、遠方の配電用変電所まで新たに配電線を建設しなければならないような場合もある。

5-6 小水力発電所新設による裨益効果

5-4 節で述べたとおり、Chui 州には未電化地域は存在せず、系統により全ての地域に電力が供給されている。このため、ある地域に小水力発電所を新設する場合、発電所は系統に接続することになるので、当該発電所による電力供給状況の改善効果は、かならずしも発電所周辺の地域に限定されることはなく、系統全体への供給力の増大に少なからず貢献することになる。

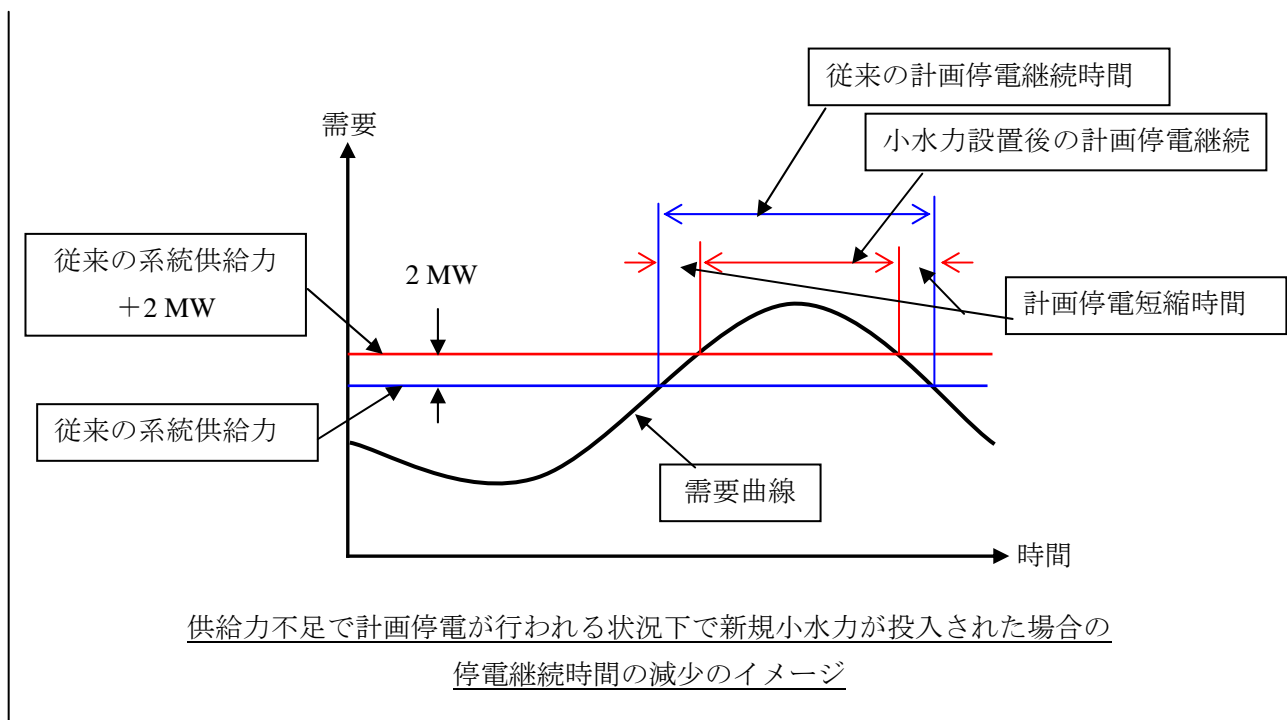
2章で述べたとおり、2012年1月、北部系統で最大 200 MW 程度の供給停止が生じる等、近年、冬季には、系統への電力供給力の不足に起因する計画停電がしばしば行われている。計画停電地域の需要の大きさは、電力供給力の不足量に相当するので、系統に接続する小水力発電所を新設した場合、系統の電力供給力の不足量が、当該小水力発電所の出力に相当する量、減少することになり、計画停電を行わなくてはならない範囲（停電となる需要家数）や時間が減少することになる。（下記参照）

(例) 設備出力 5 MW, 冬季出力 2 MW の小水力発電所を新設した場合、新設前と比較して、2 MW 分、供給力不足量が減少 → 2 MW に相当する需要家数（需要家当たり 2kW と仮定すると、 $2,000 \text{ kW} \div 2 \text{ kW} = 1,000$ 軒）が停電を免れる。



供給力不足で計画停電が行われる状況下で新規小水力が投入された場合の
停電範囲減少のイメージ

また、計画停電が行われる範囲においては、電力需要が供給力を上回る時期（＝計画停電を開始するタイミング）が 2 MW の供給力増加分、遅くなるとともに、需要が供給力を下回る時期（＝停電を終了するタイミング）が 2 MW の供給力増加分、早まることから、停電継続時間が短くなる。（下図参照）



ただし、上記のような計画停電の緩和効果は、冬季に小水力発電所が発生する出力が大きいほど高くなるが、図 5-2-4 のとおりキルギス山脈北斜面から流下する河川の冬季流量は年間を通じて最も少ない流量となるため発電出力が限られ、冬季電力不足に対する効果としては不利な河川流量(季節変動)といえる。

電力供給力に余力のある夏季など、系統への供給力に不足が生じない時間帯、期間においても、供給力の増加は、

- 1) 電圧、周波数の安定等、系統の安定化
- 2) 増加電力量に相当する石炭火力発電所の燃料燃焼減らし（石炭輸入量の削減、CO₂ 排出量の削減等）

或いは、

- 3) 電力輸出量の増加

等、系統全体あるいはキルギス全体としてポジティブな効果が期待できる。

5-7 既往の小水力発電開発

小水力発電所ポテンシャル地点の検討に資するため、キルギスにおける既往の小水力発電所の情報および現地調査からキルギスにおける小水力発電所の技術的特徴、傾向を把握する。

5-7-1 既往開発小水力発電所の全体的な特徴・傾向

現在、キルギス全土で稼働中の小水力発電所は、表 5-7-1 に示す 12 箇所、合計出力 42 MW のみであるが、1930 年代から 1960 年代にかけて多数の小水力発電所が建設されている。1970 年代以降、161 箇所もの小水力発電所が廃止されているが、これは、Toktogul 発電所等の大規模水力発電所の稼働に伴う合理化のための小規模設備の廃止であり、小水力発電所自体に技術的な問題が集中して発生したからではないと推測される。このことから、キルギスは概して小水力発電所に適した条件を備えた地域であるといえる。

表 5-7-1 稼働中の小水力発電所

	Name of plant	Capacity (MW)	Year of putting in operation	Location (Oblast)	Remarks
1	Lebedinovka	7.6	1928-1958	Chui	Utilizing irrigation canal
2	Alamedin No.1	2.2		- ditto -	- ditto -
3	Alamedin No.2	2.5		- ditto -	- ditto -
4	Alamedin No.3	2.1		- ditto -	- ditto -
5	Alamedin No.4	2.1		- ditto -	- ditto -
6	Alamedin No.5	6.4		- ditto -	- ditto -
7	Alamedin No.6	6.4		- ditto -	- ditto -
8	Alamedin Midget	0.4		- ditto -	- ditto -
9	Bystrovka	8.7		- ditto -	- ditto -
10	Kalinin	1.4	1954	- ditto -	Rehabilitation
11	Issyk-Ata	1.6	2008	- ditto -	Rehabilitation
12	Naiman	0.6	2005	Osh	Utilizing irrigation canal
Total		42.0			

(出典: MEI)

廃止された 161 箇所を見てみると、その平均は 0.274 MW で、1.0 MW 以上の地点は 10 地点のみで、全体の 4 分の 3 にあたる 120 箇所は、出力 0.3 MW 未満となっており、極めて小規模な発電所が大半を占めていた。出力規模から、既往の小水力発電所の多くは、村落単位の電化を目的とした系統と接続しない独立分散型として、計画、設置されたものと判断され、河川の湧水流量程度の水量を最大使用水量とし年間を通じて取水していたものと思われる。なお、資料によると廃止発電所の既設設備はそのほとんどが撤去され原形をとどめていない模様である。

表 5-7-1 に示すとおり、稼働中の 12 発電所のうち 11 発電所が、廃止された 161 箇所の発電所のうち 4 分の 1 以上の 43 発電所が Chui 州に位置している。また JSC Chakan GES の発電所を除くとその多くが、Kyrgyz 山脈北斜面を流下する河川に位置している。

5-7-2 既設発電所の現地調査

(1) 既設 Issyk-Ata 小水力発電所

Issyk-Ata 小水力発電所は、Bishkek のやや東方、Kyrgyz 山脈北斜面を Chui 盆地に流下する Issyk-Ata 川に、2008 年、廃止発電所を再開発することにより開発された近年の数少ない小水力の開発事例である。本既設発電所の上流地域は、新規ポテンシャル地点が存在するため、ここでは、新設、既設地点を区別するため、既設を Issyk-Ata-1、新設を Issyk-Ata-2 と呼称する。図 5-7-1 に当該発電所のアクセス図を、図 5-7-2 に位置図を示す。

Issyk-Ata-1 は、政府機関である Directorate of Small and Medium Scale Power Generation Development の関連会社がドイツの銀行より Green ファンドを得て建設した民事業者による小水力発電所で、発電した電力は系統に接続し、配電会社に売電されている。

設備の主要諸元は以下の通り。

出力	2 x 800 kW = 1.6 MW	
使用水量	3.6 m ³ /s	
落差	約 60 m	
水路	導水路長	約 2,500 m
	水圧鉄管長	約 130 m
水車形式	横軸フランシス	

図 5-7-1 に当該発電所のアクセス図を、図 5-7-2 に位置図を、図 5-7-3 に Issyk-Ata 川の縦断面図を示す。

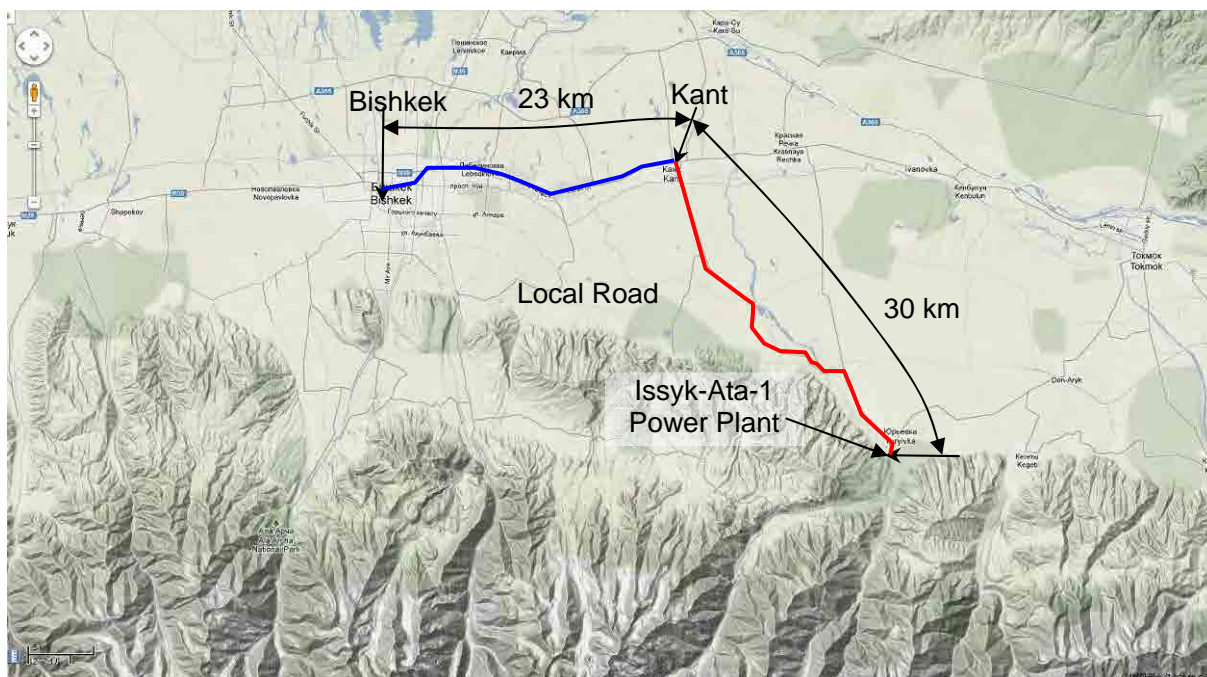


図 5-7-1 Issyk-Ata 地点へのアクセス図

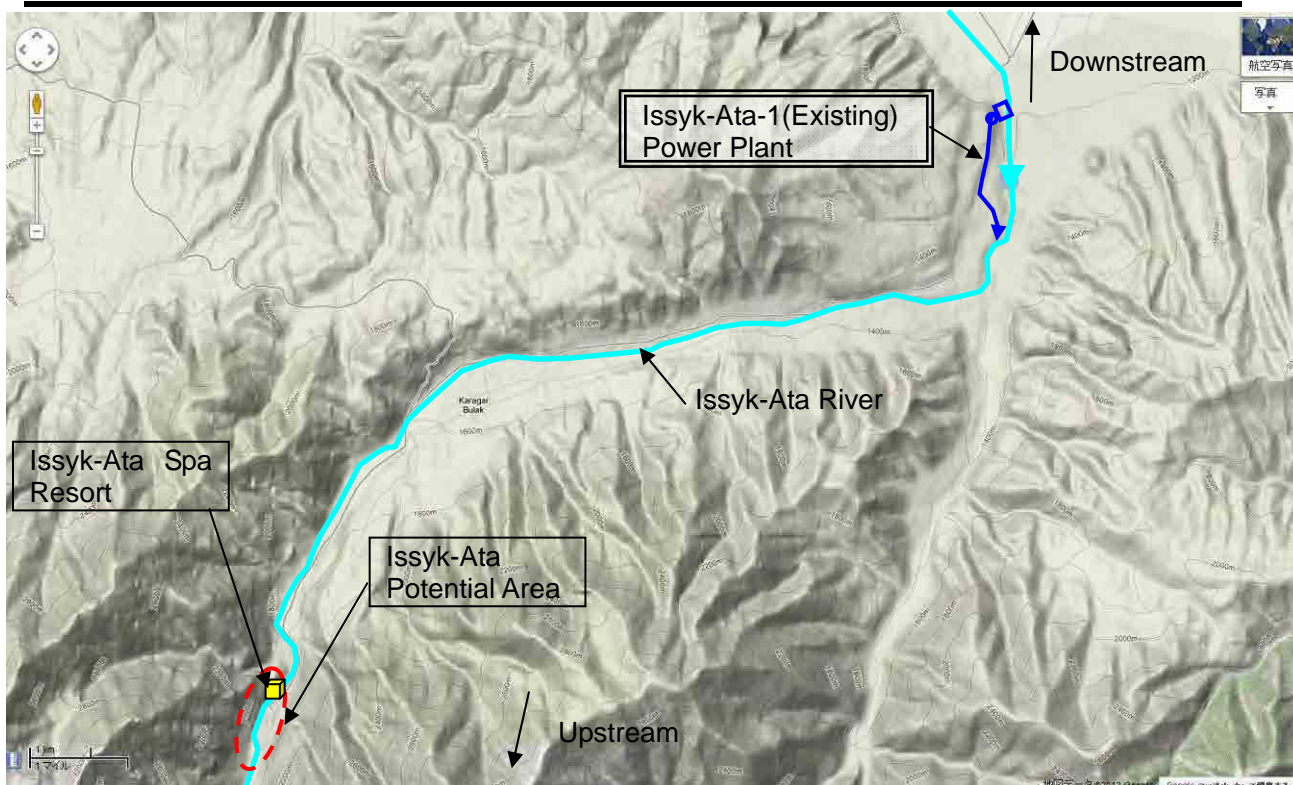


図 5-7-2 既設 Issyk-Ata 発電所位置

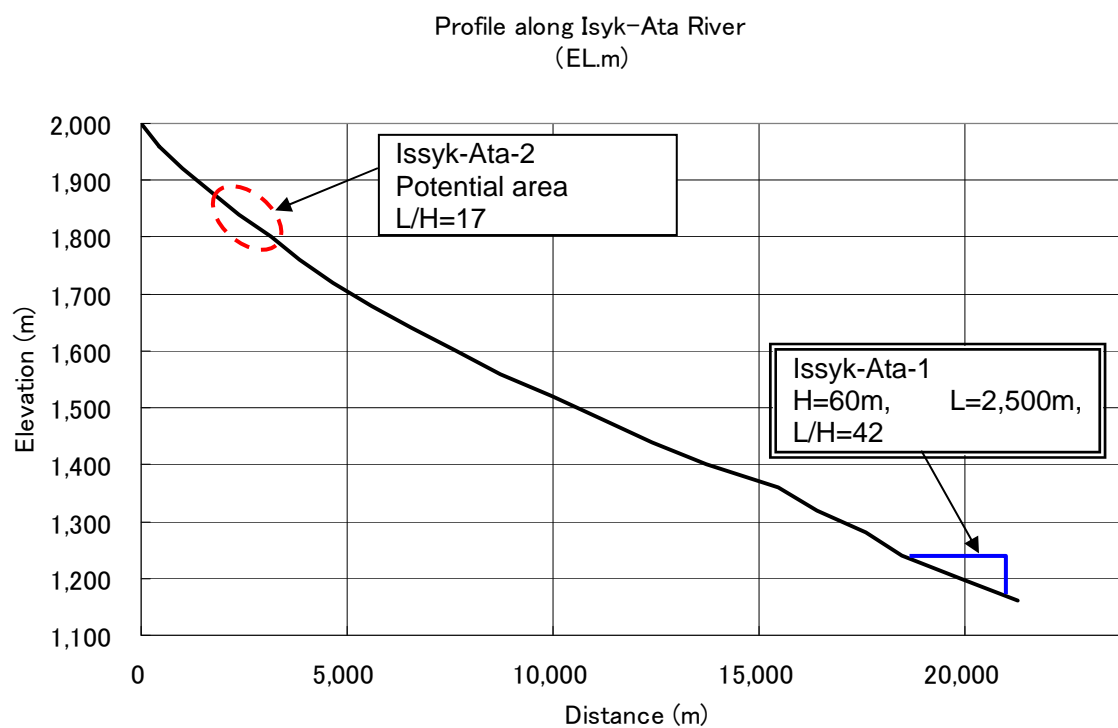


図 5-7-3 Issyk-Ata 川の縦断面図

当該発電所の関係者より聞き取りした情報を以下に示す。

- ▶ 廃止された小水力発電所の設備はほとんど残っていない、全ての構造物新設した。ただし、水槽余水路のコンクリート構造物は残存していたので修復して用いている。
- ▶ 送電会社への託送料金は、直接接続されている JSC Severelectro を介して支払う。
- ▶ (人員について) 24 時間、1 名 4 シフト体制で運転している。一人のマスターが運転を管理している。2 人が水路をメンテナンス(土砂だし等)している。冬季は凍結するため、さらに 2 人追加している。Canal は現在オープンであるが、(土砂の流入防止等のため) 将来的にはカバーで覆う予定である。変更後は Canal メンテナンス要員が不要となる。また 1 名を非常時要員として確保している。
- ▶ アドミスタフとして、Director, Deputy Director, Accountant, Procurement, Financial Specialist を各 1 名配置している。
- ▶ 発電電力は JSC Severelectro と当社が独自に契約する需要家に販売している。
- ▶ 融資元のドイツの銀行の支援により派遣されたドイツ人専門家が運転の訓練を実施した。
- ▶ EIA については、様々な省庁からのチェックポイントを確認しなければならなかった。建てるのは簡単だが、全ての許可証を取得するのはとても大変だった。
- ▶ 建設前、建設中、運転中において、住民や関係者からの不満等は受けていない。ポジティブなものばかりだ。例えば、冬季は電気の供給が不安定だが、この付近の世帯は電気のカットオフが発生せず安定している。

Issyk-Ata-1 発電所設備の調査状況を以下に記す。

- 取水設備は、標高約 1,250 m の扇状地の扇頂付近に設置され、導水路は泥流堆積層を開削して設置されている。
- 水路長と落差の割合:L/H は 42 (勾配 : 1/42) であり、小水力発電所としては勾配が緩く、導水路が 2,500 m と相対的に長い。まったくの新設案件であれば、水路建設工事費が嵩み経済性が成り立たないものと判断される。
- 取水設備のタイプは、キルギスで灌漑取水設備として用いられる形式で、堰止めた水を表層から取水する方式のため、導水路と取水堰の間の沈砂池が省略されている。
- 取水設備には、運転員が常駐している。



写真 5-7-1 : Issyk-Ata-1 取水堰



写真 5-7-2 : Issyk-Ata-1 取水堰

- 導水路は廃止発電所の開削導水路跡地を利用したもの。取水口付近は、プレキャストのコンクリートチャンネルで水路断面を保護しているが、大半の区間は素掘り開渠の状態、かつ水路脇斜面も斜面保護工が設置されていないことから、恒常的に導水路への土砂の流入があるものと思える。
- 取水設備の直下流には、灌漑用の貯水ダムがあり、灌漑期の発電取水に制限がかかるものと思われる。
- 水槽余水路は廃止発電所の構造物を流用し、水圧鉄管は露出管として新設されている。
- 発電所に隣接して 35kV 変電所が位置している。



写真 5-7-3 : 取水口付近の導水路

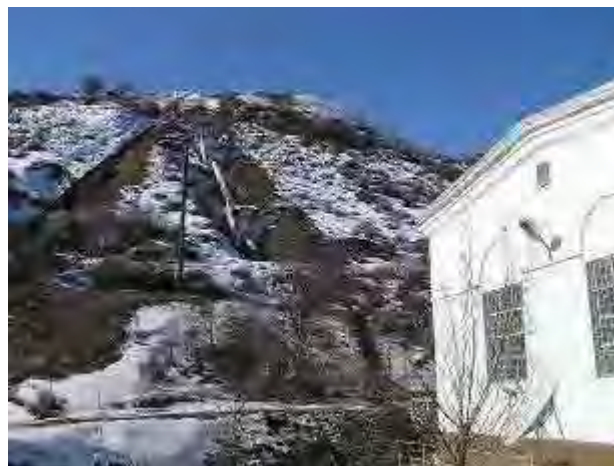


写真 5-7-4 : Issyk-Ata-1 発電所
(右から発電所建屋、水圧鉄管、水槽余水路)



写真 5-7-5 : 発電所建屋内部 (水車・発電機)



写真 5-7-6 : 隣接 35kV 変電所



図 5-7-4 : Issyk-Ata-1 再開発地点鳥瞰図

(2) Sokuluk-2 小水力発電所

Sokuluk-2 小水力発電所は、Issyk-Ata 小水力発電所と同様に、大統領令 No.365 で承認された廃止発電所再開発地点 13 地点（全体 41 地点で新設 28 地点、再開発 13 地点）の一つであり、民間資金により建設中(2013 年 4 月時点)である。廃止された Sokuluk-2 小水力発電所は、Bishkek のやや西方、Kyrgyz 山脈北斜面を Chui 盆地 に流下する Sokuluk 川左岸に 1962 年に建設されたカスケード配置の 2 つの小水力発電所のうち下流側に建設されたもの。廃止発電所の諸元と大統領令 No.365 の承認リストによる再発計画の諸元を、表 5-7-1 に示す。

表 5-7-2 Sokuluk-2 発電所の諸元

Name	Abolished Plant		New Plan	
	Installed Capacity	Commission Year	Installed Capacity	Resource
Sokuluk-2	1.16 MW	1962	1.73 MW	Presidential Decree No.365
			1.20 MW (0.6 MW x2)	Hearing at site

Sokuluk-2 小水力発電所とカスケードで上流に建設された Sokuluk-1 小水力発電所の跡地は、3.3 km 程度の上流の右岸に位置する。また、EBRD 小水力マスタープランでパイロットプロジェクトとして計画されている Sokuluk-5 ポテンシャル地点は、Sokuluk-2 取水口の下流、1.9 km の位置となっている。

Sokuluk 地点へのアクセスと各発電所の位置を、図 5-7-5、図 5-7-6 にそれぞれ示す。

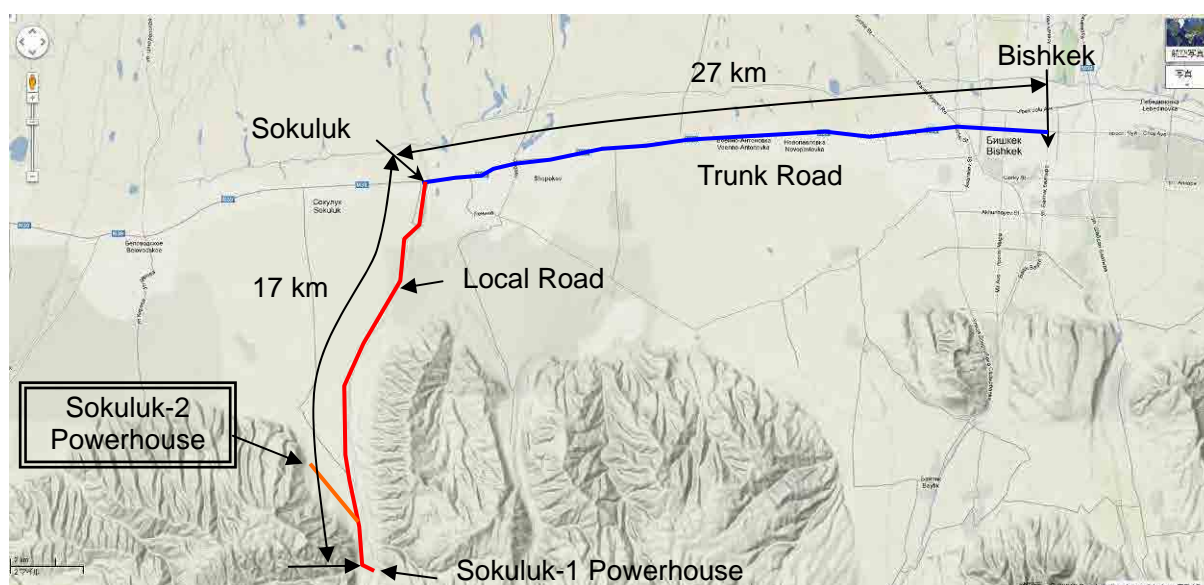


図 5-7-5 Sokuluk 地点へのアクセス

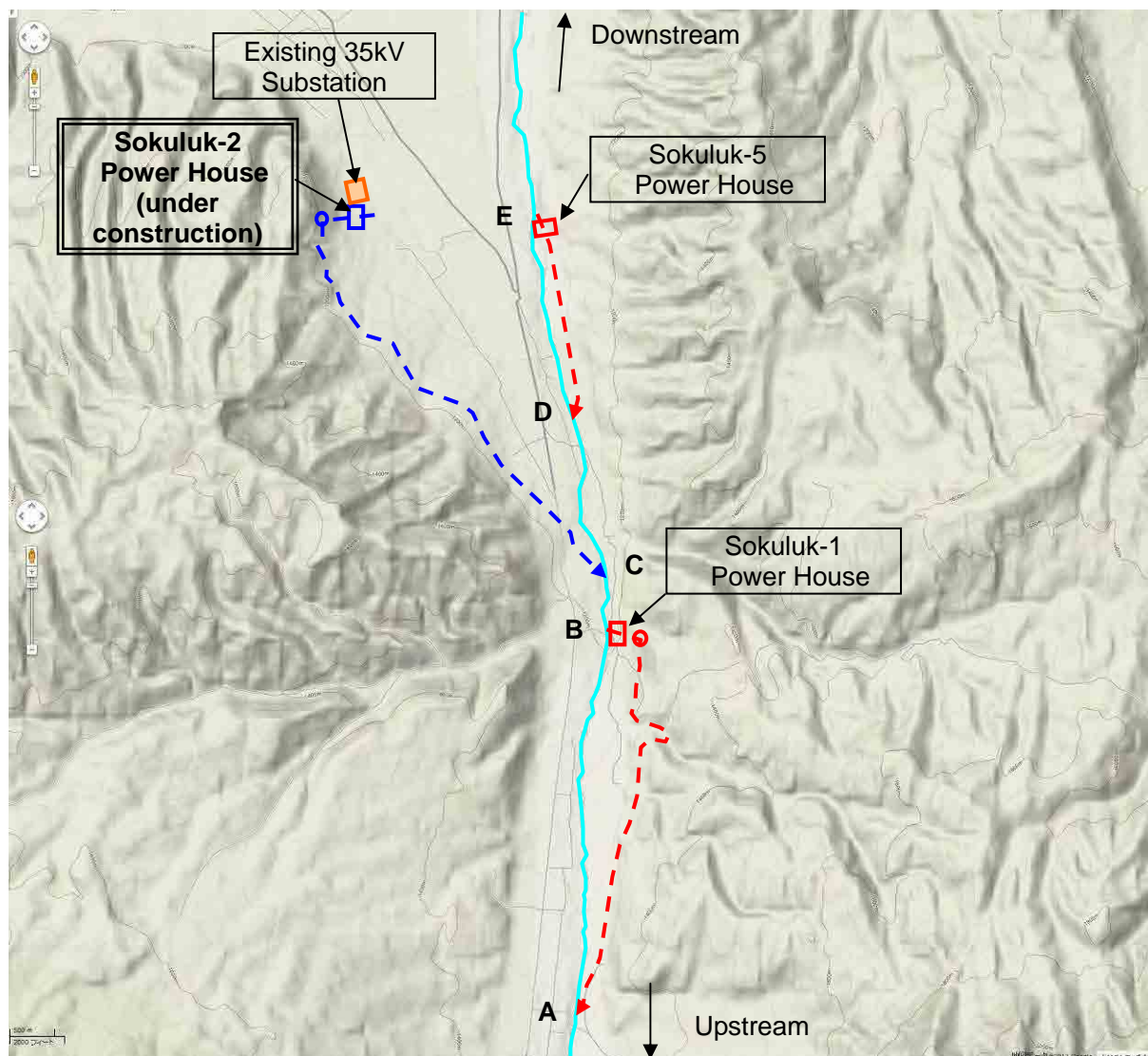


図 5-7-6 Sokuluk-1,2 および Sokuluk-5 地点計画位置図

当該発電所の関係者より聞き取りした情報を以下に示す。

- Sokuluk-2 廃止発電所は 1965 年に建設された。現在、キルギスの地元の資本で廃止発電所跡地に新たな小水力発電所を建設中である。
- 2012 年 9 月に完工予定であったが、計画より遅れて 2013 年 9 月完成予定に変更した。
- (水車・発電機等の) 機器は、中国から購入する。
- 発電所隣接に隣接する JSC Severelectro の 35kV 変電所に接続する予定。

以下に Sokuluk 川の縦断面図を示す。

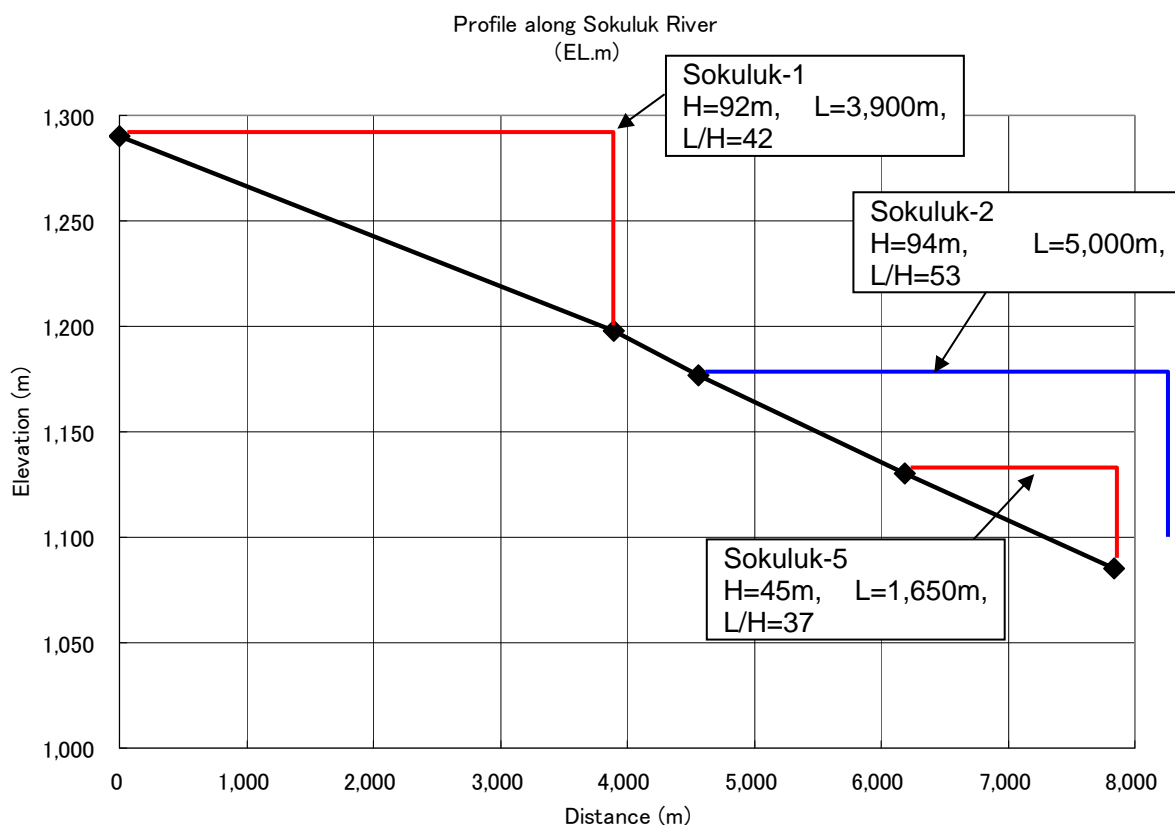


図 5-7-7 Sokuluk 川の縦断面図

Sokuluk-2 発電所設備の調査状況を以下に記す。

- 取水設備は、標高約 1,180m の扇状地の扇頂付近に設置されている。
- 水路長と落差の割合、 $L/H=53$ (勾配: $1/53$) であり、小水力発電所としては勾配が緩く、導水路が 5,700 m と相対的に長い。まったくの新設であれば、導水路の建設工事費が高み経済性が成り立たないものと判断される。
- 導水路は廃止発電所の泥流堆積層の斜面を開削して建設した導水路跡地を利用しており、全区間は素掘り開渠の状態、かつ水路脇斜面も斜面保護工が設置されていないことから、導水路への土砂の流入が恒常的にあるものと懸念される (図 5-7-8、写真 5-7-7 参照)

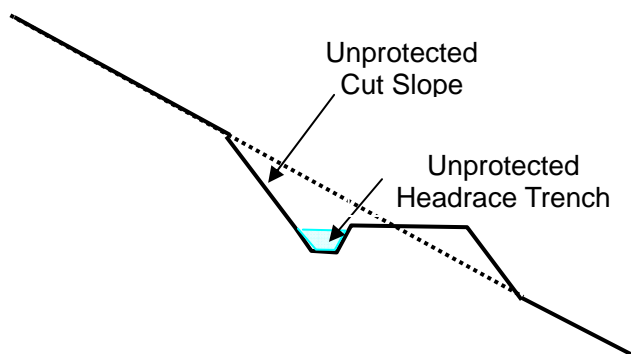


図 5-7-8 Sokuluk-2 導水路横断面



写真 5-7-7 Sokuluk-2 の開削導水路

- 既設発電所の水圧鉄管は撤去されていたが、水圧鉄管と並列されている三面コンクリート断面の水槽余水路は残存しており、これを利用する模様。



写真 5-7-8 Sokuluk-2 水圧管路・水槽余水路の斜面

- 発電所建屋は既設発電所建屋の基礎部をそのまま流用し上部工のみ新設している。工事に当たっているのは、上述の発電所建屋のリノベーションにあたっている数名のみ。



写真 5-7-9 : Sokuluk-2 発電所建屋外観



写真 5-7-10 : Sokuluk-2 発電所建屋内部



写真 5-7-11 : 発電所建屋に隣接する 35 kV 変電所

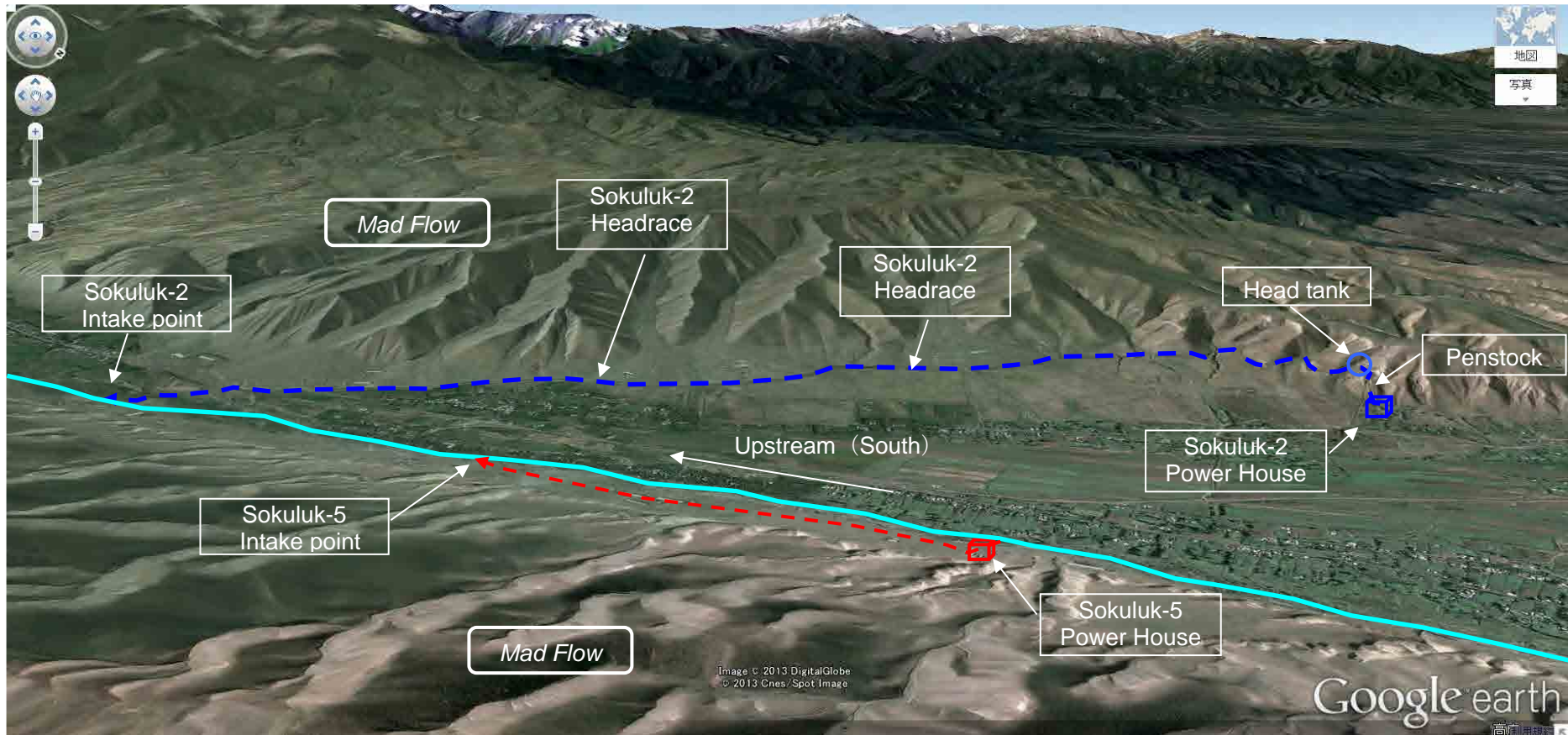


図 5-7-9 : Sokuluk-2 廃止発電所再開発電所鳥瞰図

(3) Alamedin Cascade 小水力発電所群

Alamedin Cascade 小水力発電所群は、Chui 盆地を東から西に流れる主要灌漑取水路のひとつである West Big Chui Canal(西幹線水路)を利用した首都 Bishkek 近傍の 8つのカスケード小水力発電所で国有企業 JSC Chakan GES により運転されている。各発電所の位置は、図 5-7-10 に、出力、運転開始年を表 5-7-3 に示す。

表 5-7-3 Alamedin Cascade 小水力発電所群

	Name of plant	Capacity (MW)	Year of putting in operation
1	Lebedinovka	7.6	1943
2	Alamedin No.1	2.2	1945
3	Alamedin No.2	2.5	1948
4	Alamedin No.3	2.1	1951
5	Alamedin No.4	2.1	1952
6	Alamedin No.5	6.4	1957
7	Alamedin No.6	6.4	1958
8	Alamedin Midget	0.4	1928

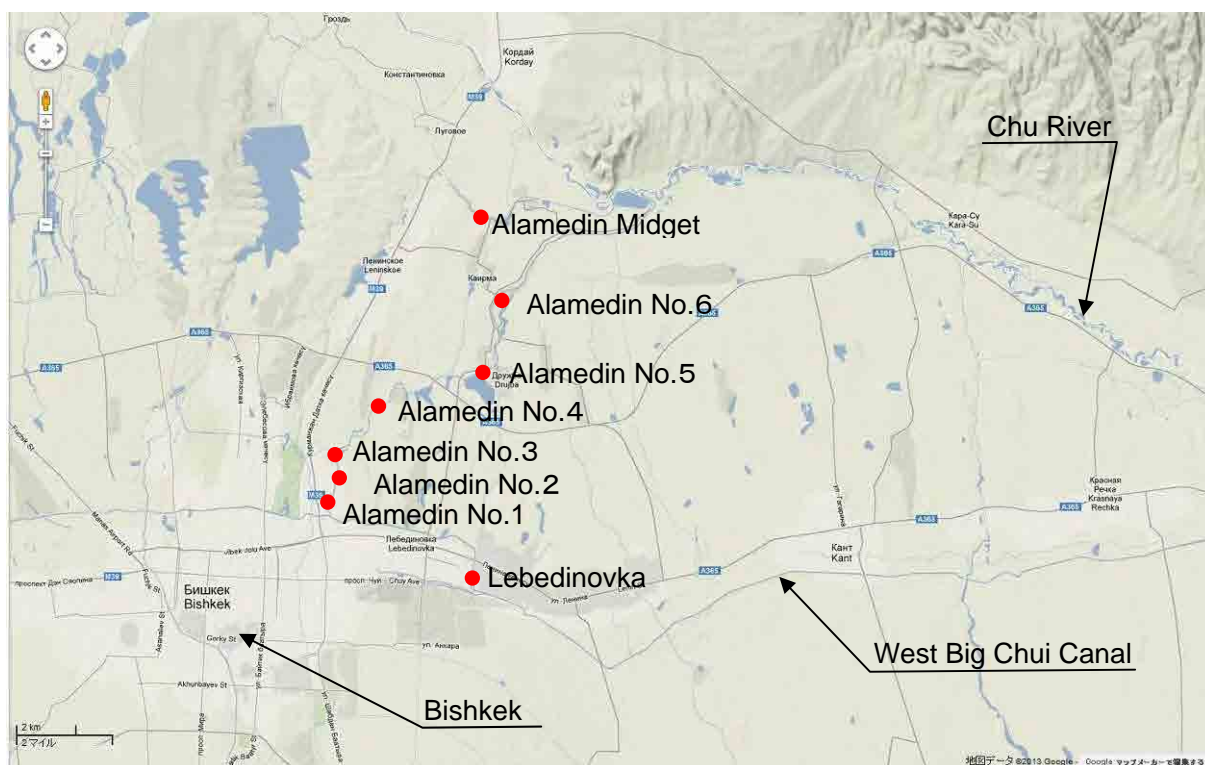


図 5-7-10 Alamedin Cascade Small Hydropower Plants 位置図

JSC Chakan GES に聞き取りした情報を以下に示す。

- JSC Chakan GES は、全従業員 250 人程度で、計 9 つの小水力発電所の運転維持管理を行っているキルギス唯一の国有小水力発電会社（2010 年に再国有化）である。

【最上流の Lebedinovka 発電所について】

- 主要諸元は、設備容量 $P = 7.6 \text{ MW}$ （1 号機： 4.0 MW + 2 号機： 3.6 MW ）、落差 $H =$ 約 27 m （取水位：EL.760.20 m～放水位：EL.733m）、設計最大使用水量 $Q = 40 \text{ m}^3/\text{s}$ （1 号機： $19 \text{ m}^3/\text{s}$ + 2 号機： $21 \text{ m}^3/\text{s}$ ）。
- 水車発電機の構成・状況等は以下の通りである。
 - ◇ 1 号機（立軸フランシス水車、GE 製、1948 年運転開始）は主軸に不具合があり、 2.9 MW に出力を抑制して運転している。
 - ◇ 2 号機（横軸フランシス水車、スウェーデン製、1943 年運転開始）は、数年前に主軸に不具合が発生したため、現在は停止中である。
- 発電所の設計最大使用水量 $40 \text{ m}^3/\text{s}$ であるが、建設当初に比べて流入量が減少してしまい、現在の最大使用水量は約 $30 \text{ m}^3/\text{s}$ でありフル稼働は困難な状況にある。
- 最大使用水量が減少し、かつ、設備トラブルも発生していることから、JSC Chakan GES は Lebedinovka 発電所の修理・改修を計画している。
- JSC Chakan GES は灌漑水路の 8 つのカスケード発電所全体で約 30 MW の設備容量を有しており、そのうち、運転休止中の水車発電機は上記の Lebedinovka 発電所 2 号機のみである。

【運転・保守管理に関して】

- 定期点検は外部点検（毎年実施）と内部点検（4 年毎）を実施している。
- 周波数が 48 Hz に低下すると発電所の 6 kV 母線に連系している負荷を遮断し、 46 Hz まで低下すると、 33 kV の CB を遮断する（発電機停止）。ガバナに周波数調整機能がないため、単独運転は行っていない。
- 運転指令は Alamedin No.3 発電所から全発電所に電話にて行っている。各発電所には運転員が 1 名常駐している。Alamedin No.3 発電所は JSC Severelectro から指示を受けている。1950 年代に遠方監視システムを導入したが、1995 年に壊れてしまい、現在は使用できない。
- 保守要員も Alamedin No.3 発電所に待機している。
- 新入社員は入社後 1 ヶ月間、ベテラン職員から教育を受けた後、試験を受ける。その後は OJT でトレーニングを受ける。現在、トレーニングセンターはない。O&M のマニュアルは存在する。
- 全社員は 250 人。そのうち、100 人が管理系、150 人が技術者。
- Alamedin No.5 では、発電所から送り出している配電線の一つは、直接、カザフスタンへ送電している。
- チーフエンジニアのもと、二人のヘッドエンジニアがいる。一人は Alamedin Cascade の 8 つの発電所を、もう一人は Bystrovka 発電所を担当している。

発電所設備の調査状況を以下に記す。

- 8つの水力発電所を設けて、Bishkek 付近の West Big Chui Canal から北方の Chu 川の間
の落差を有効に活用している
- Lebedinovka 発電所にはバイパス水路が設けられており、発電所の運転停止時等でも水路流量
を下流に放流することが可能である。
- 取水口と水圧鉄管との間に沈砂地はなく、取水口前面の水路そのものに沈砂効果を期待して
いる。しかし、取水口前面の水路には十分な排砂設備が存在せず、水路内の堆砂除去は、数年
おきに浚渫している。



写真 5-7-12 Lebedinovka 発電所の
バイパス放流設備



写真 5-7-13 Lebedinovka 発電所の取水設備

- 多くの発電所は、放水口側の水路を自然地盤より掘込み、取水設備と発電所間（水圧鉄管の
長さ）を短くするように建設されている。



写真 5-7-14 Lebedinovka 発電所の掘込み放水路

- 各発電所の水車発電機は、建設以来、取り替えを行っていない老朽なものであるが、外観上
での問題は見受けられない。ただし、関係者からの聞き取りのとおり Lebedinovka 発電所の 2
号水車発電機は故障のため停止中。



写真 5-7-15 : Lebedinovka 発電所建屋内部
奥 1 号機 (運転中)、手前 2 号機 (休止中)



写真 5-7-16 : Lebedinovka 発電所
天井クレーン (2 号機上部)

- 発電所に隣接して 35 kV 変電所があり、JSC Sevelelectro の 35 kV 配電系統に接続されている。配電線は発電所設備容量の 7.6 MW を送電するのに対応した設備構成となっているため、同発電所の出力増加を図った場合においても過負荷の問題はないと考えられる。



写真 5-7-17 : 発電所の昇圧用変圧器(6/35 kV)



写真 5-7-18 : 35 kV 配電線



写真 5-7-19: 開閉所への接続の様子



5-7-3 既設小水力発電所の全体的な特徴・傾向

- ・ 現在稼働中の小水力発電所は、灌漑水路やダム貯水池を利用した発電所か廃止発電所跡に開発された発電所のみで、自然河川から取水するまったく新規の開発地点は存在しない。
- ・ 出力規模：JSC Chakan GES の発電所群を除くと、最大でも 1.6 MW で出力規模は小さい。
- ・ 設置箇所：灌漑水路利用の JSC Chakan GES の発電所群を除くと、Kyrgyz 山脈北斜面の河川に設置された発電所が多い。廃止発電所跡に開発された発電所の L/H は 25 以上で、落差に対して水路長が長く、一般的には新規開発で不経済な地点。しかし、残存する既設設備を有効に活用することでコストを抑えている。
- ・ 特徴ある設備：沈砂機能を有する取水設備の採用、素掘り構造の導水路等、設備の簡素化が見られる一方、開削導水路へ斜面より流入する崩壊土砂の除去に多くの労力が割かれている。
- ・ 建設当初等、外国の支援を得て運用を開始したが、現在は、現地人のみで大きな問題なく、運転・保守がされている模様。