

レソト王国
エネルギー気象省
レソト高地開発公社 (LHDA)

レソト王国

小水力発電案件情報収集・確認調査

基礎情報収集・確認調査報告書

2020年3月

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

八千代エンジニアリング株式会社

産公
JR
20-017

レソト王国
小水力発電案件情報収集・確認調査
基礎情報収集・確認調査報告書

目 次

目次

巻頭図 1 : 調査対象地位置図

巻頭図 2 : レソト国電力系統図

写真 : 調査対象地域の状況

図表リスト／略語集

第 1 章 序論

1-1 調査背景及び調査目的 1-1

1-2 調査工程 1-1

第 2 章 レソト国の概況

2-1 政治・経済情勢 2-1

2-1-1 政治 2-1

2-1-2 経済 2-1

2-2 社会情勢 2-2

2-3 地理と気候 2-2

2-4 環境 2-4

2-5 課税項目と免税手続き 2-6

2-6 我が国の援助動向 2-6

第 3 章 電力・エネルギーセクターの政策・計画の現状

3-1 電力・エネルギーセクターの現状 3-1

3-1-1 電力部門の関係機関と実施体制 3-1

3-1-2 電力需要・供給の現状 3-3

3-1-3 電力セクターにおける法整備等の現状 3-11

3-1-4 維持管理体制 3-13

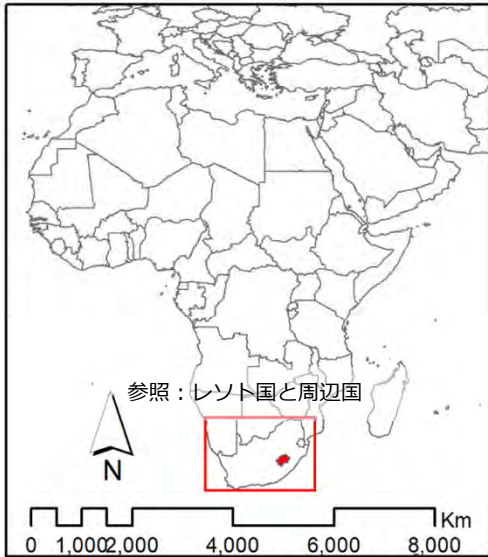
3-1-5 財務状況 3-15

3-2 Lesotho Energy Policy 2015-2025 のレビュー/主要論点・課題 3-17

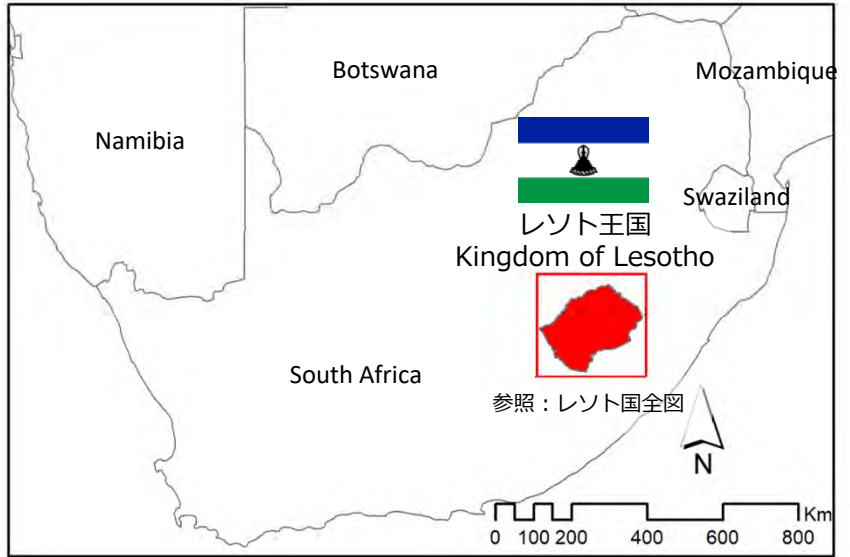
3-3	Lesotho Energy Policy 2015-2025 に基づく開発計画履行状況	3-18
3-4	LHWP 及び LHDA 開発レビュー/主要論点・課題	3-19
3-4-1	LHWP の概要と進捗状況	3-19
3-4-2	LHDA による電力開発計画	3-22
3-5	電力需要・供給計画	3-23
3-5-1	電力需要・供給計画概要	3-23
第4章	他ドナーによる支援概要	4-1
4-1	世界銀行 World Bank (WB)のレソト国支援状況	4-1
4-2	アフリカ開発銀行 African Development Bank (AfDB)	4-2
4-3	国際連合開発計画 United Nations Development Programme (UNDP)	4-2
4-4	アメリカ合衆国国際開発庁 United States Agency for International Development (USAID)	4-4
4-5	欧州連合 Delegation of the European Union to Lesotho (EU)	4-5
第5章	候補プロジェクトの特定	
5-1	電力需給計画における今回調査の位置づけ	5-1
5-2	候補プロジェクトのショートリスト	5-1
5-3	無償資金協力事業の可能性	5-2
5-4	対象サイトの現状と計画案	5-6
5-4-1	Katse サイト	5-6
5-4-2	Mohale サイト	5-13
5-4-3	Metolong サイト	5-16
5-4-4	Polihali サイト	5-19
5-4-5	Muela 水力発電所	5-21
第6章	提言	6-1

添付資料

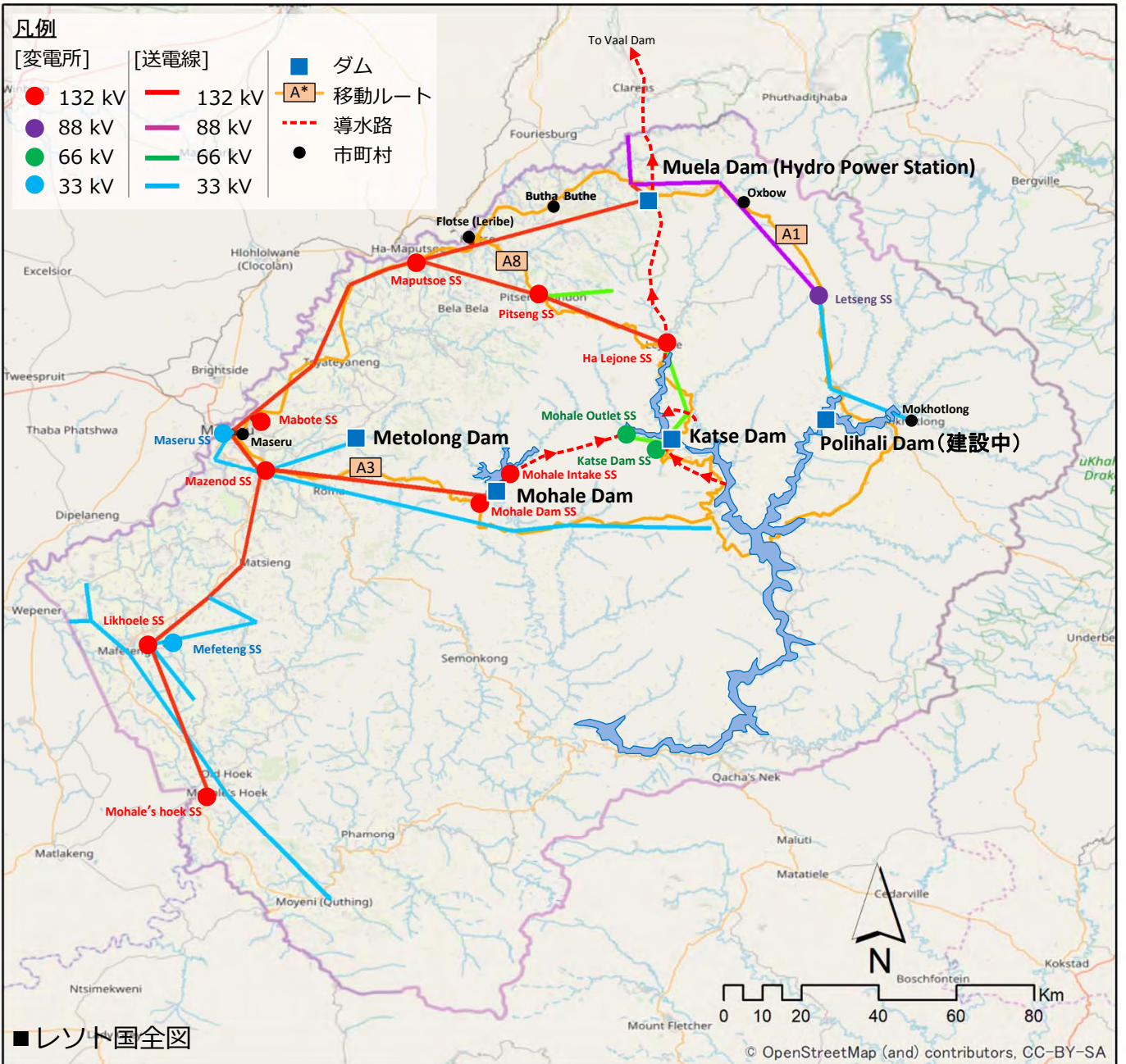
1. 調査団員・氏名
2. 調査行程
3. 関係者（面会者）リスト
4. 参考資料/入手資料リスト
5. 技術議事録（Technical Memorandum）
6. 人口統計データ
7. 各ダム流域における降雨量
8. 電力系統解析データ
9. IFR Presentation to Management
10. 各ダムの水位と維持放流量
11. プロジェクト候補地地図



■ アフリカ全土図

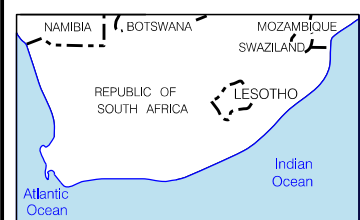
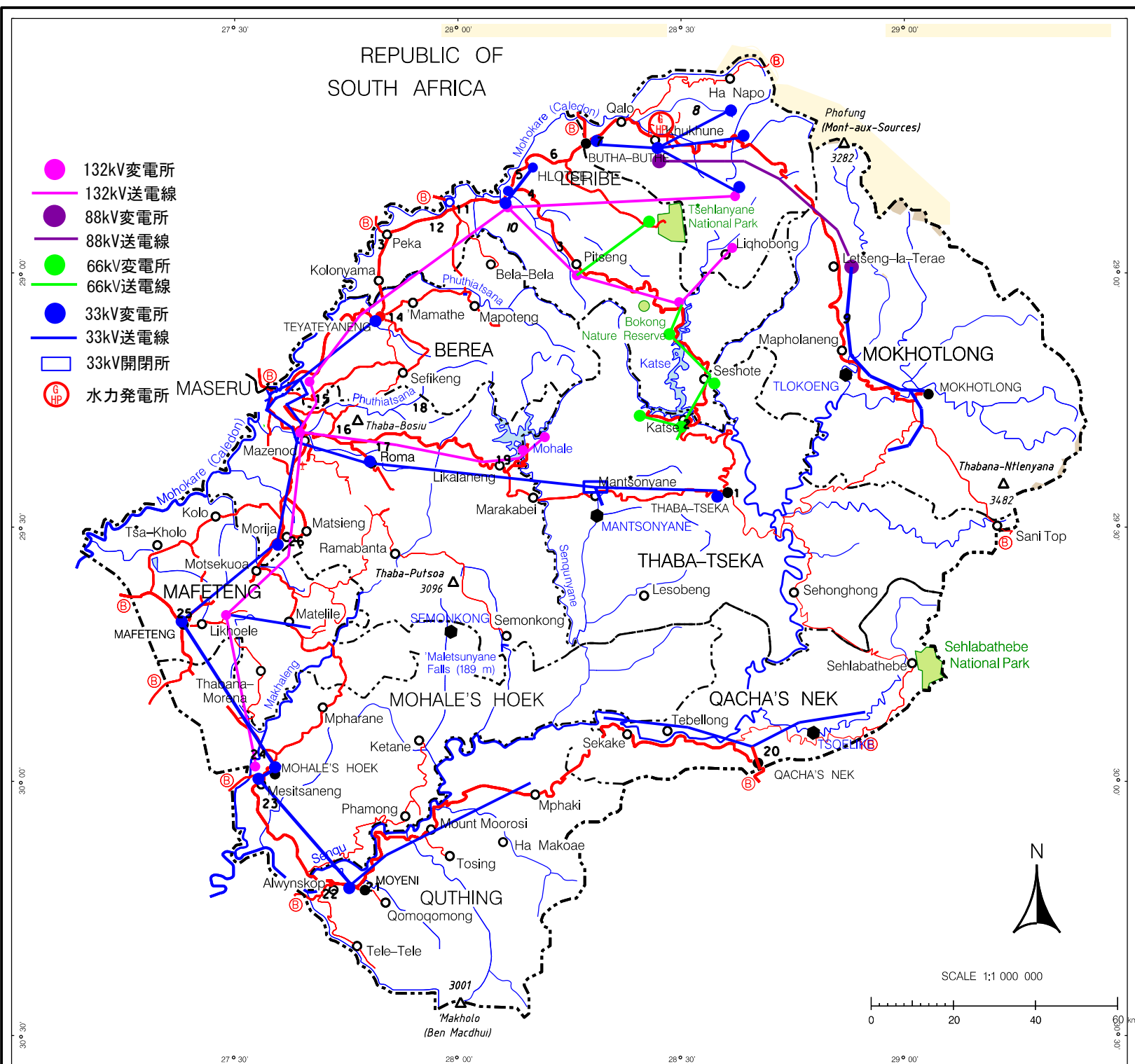


■ レソト国と周辺国



巻頭図1 調査対象地位置図

LESOTHO



Mini hydropower station	International boundary	Main road	Mountain
District headquarters	District boundary	Minor road	River, stream
Town, village	Border post	Track	Dam
Capital			

巻頭図2 レソト国電力系統図

写真 調査対象地域の状況 (1/2)



Metolong ダム全景

Metolong Dam Water Supply Programme (MDWSP) により 2016 年に竣工した WASCO 管理の水道用の重力式コンクリートダム。

(2019 年 11 月 27 日撮影)



Metolong ダム維持放流の様子

2 ユニットの放流接続管のうち、下流管から発電用の鉄管が分岐している。職員からの聞き取りによれば、最大放流量は $0.3 \text{ m}^3/\text{s}$ 。

(2019 年 11 月 27 日撮影)



Metolong ダム放流弁室

放流弁本体及び接続鉄管が大部分を占有しており、新規に発電設備を設置するスペースはない。

(2019 年 11 月 27 日撮影)



Mohale ダム全景

LHWP Phase1B により 2004 年に竣工したロックフィルダム。LHDA により管理されている。

(2019 年 11 月 28 日撮影)



Mohale ダム維持放流の様子

責任放流は $\phi 200\text{mm}$ 、 $\phi 500\text{mm}$ 、 $\phi 1,400\text{mm}$ の 3 種類のバルブで実施されている。

(2019 年 11 月 28 日撮影)



Mohale ダム放流弁室内の発電設備区画

水圧鉄管の末端部と水車入口弁が 1 ユニット設置されている。発電設備スペースが確保され、据付用の天井クレーンも設置済であるが、十分に広いとは言えない。

(2019 年 11 月 28 日撮影)

写真 調査対象地域の状況 (2/2)



Katse ダム全景

LHWP Phase I A により 1996 年に竣工したアーチ式コンクリートダム。LHDA により管理されている。

(2019 年 12 月 2 日撮影)



Katse ダム維持放流の様子

小水力発電設備室は放流弁室の下方に建設されている。搬入口に車両が接近することは難しいため、機器の搬入を行う際の設備が必要である。

(2019 年 12 月 3 日撮影)



Katse ダム発電設備室

既設小水力発電設備 (1 ユニット) は浸水事故により停止中。増設機用のスペースと水圧鉄管の末端部と吸出し管接続用の放水配管が確保されている。

(2019 年 12 月 3 日撮影)



Polihali ダム建設予定地

LHWP Phase II により 2026 年頃に竣工予定である。現在、詳細設計中であり、サイトへのアクセス道路等の整備が進められている。

(2019 年 12 月 4 日撮影)



Muela 水力発電所 水車室

総発電出力 72MW の地下式の水力発電所。Katse ダム、Mohale ダム、Matsoku ダムの貯水が導水トンネルで導かれる。設備は竣工後 20 年経過しているにも関わらず、非常に整備された状態であった。(2019 年 11 月 30 日撮影)



関係機関との協議の様子

調査開始時に電力セクターの関係機関 (MEM、LHWC、LHDA、LEC、COW、LEWA) が一同に集まり、インセプションレポートの説明及び調査に係る協議を行った。

(2019 年 11 月 26 日撮影)

図表リスト

第2章

図 2-1.1	レソト国の GDP の推移	2-2
図 2-2.1	レソト国の総人口推移	2-2
表 2-3.1	レソト国基本データ	2-4
表 2-6.1	無償資金協力実績（エネルギー・電力分野）	2-6

第3章

図 3-1.1	レソト国電力セクターの各機関の関係	3-1
図 3-1.2	一日の負荷の推移（2016年10月1日）	3-4
図 3-1.3	LEC の月別の電力購入量	3-5
図 3-1.4	電圧と周波数の変動	3-6
図 3-1.5	送電ロスの推移	3-6
図 3-1.6	レソト国の電力関連法規の体系	3-12
図 3-1.7	LHDA の組織図	3-14
図 3-1.8	LEC の組織図	3-15
図 3-4.1	LHWP の概要	3-19
図 3-5.1	レソト国の電力需要予測	3-23
図 3-5.2	2036年の送配電系統	3-24
表 3-1.1	LEC の顧客数と電力需要の推移（1986年-2017年）	3-3
表 3-1.2	LEC の電力購入状況	3-4
表 3-1.3	レソト国の最大電力需要の推移	3-5
表 3-1.4	停電回数	3-6
表 3-1.5	レソト国発電設備一覧	3-7
表 3-1.6	変電所と変圧器の一覧	3-8
表 3-1.7	送電線一覧	3-9
表 3-1.8	送電線保護システム一覧	3-11
表 3-1.9	レソト国の電気料金	3-13
表 3-1.10	LHDA の損益計算書	3-16
表 3-1.11	LHDA の貸借対照表	3-16
表 3-1.12	LHDA のレソト国政府と南アフリカ国政府それぞれの資本金	3-17
表 3-2.1	レソト政府の15項目の政策声明	3-18
表 3-4.1	LHWP 管理外水資源に関わる調査の結果	3-20
表 3-4.2	既設及び計画中的の大規模水力発電	3-20
表 3-4.3	既設及び計画中的の小水力発電	3-21
表 3-4.4	計画されている揚水力発電	3-22
表 3-5.1	送変電設備増強計画	3-24

第4章

図 4-1.1	LEC 電力系統網から離れた場所にあるマイクログリッド	4-2
図 4-3.1	マイクログリッドにおける携帯電話充電所の例	4-3
図 4-3.2	電化エリア拡張20年計画(5, 10, 15, 20年)	4-4
図 4-5.1	太陽光発電システム構成図	4-5
図 4-5.2	家庭用 Solar PV 例	4-5
表 4-1.1	各ドナーの支援概要	4-1

第5章 候補プロジェクトの特定

図 5-3.1	各ダムの水の流れ	5-4
図 5-4.1	Katse ダムの位置	5-6
図 5-4.2	Katse ダムの洪水吐きからの水流状況(洪水時)	5-7
図 5-4.3	既設発電設備	5-8
図 5-4.4	発電設備建屋の機材搬入口	5-8
図 5-4.5	ダム監査廊位置	5-10
図 5-4.6	Katse 変圧器スペース	5-11
図 5-4.7	Katse 既設開閉装置	5-11
図 5-4.8	発電機回路の増設	5-12
図 5-4.9	Mohale ダムの位置	5-13
図 5-4.10	Mohale 発電設備設置スペース	5-14
図 5-4.11	建屋内天井クレーン	5-14
図 5-4.12	Mohale 発電設備配置	5-15
図 5-4.13	発電所建屋断面図	5-15
図 5-4.14	Mohale 単線結線図(既設及び新設案)	5-16
図 5-4.15	Metolong ダムの位置	5-16
図 5-4.16	放流弁室平面図	5-17
図 5-4.17	放流弁室	5-17
図 5-4.18	発電用鉄管設置計画図	5-18
図 5-4.19	小水力発電所設置計画図	5-18
図 5-4.20	Polihali ダムの位置	5-19
図 5-4.21	Polihali ダムプロジェクト イメージ図	5-20
図 5-4.22	水車室	5-22
図 5-4.23	水車圧油装置	5-22
図 5-4.24	NCC 監視画面	5-23
図 5-4.25	Muela 水力発電所監視盤	5-23
図 5-4.26	Muela 水力発電所単線図	5-24
表 5-2.1	各対象地の状況、予想される出力	5-2
表 5-3.1	年次別南アフリカ国への最小送水量の取り決め	5-3
表 5-3.2	各対象地の事業の枠組み	5-5
表 5-4.1	発電設備建屋への搬入方法案	5-9

略 語 集

AETS	Application Européenne de Technologies et de Services (仏国技術コンサルタント会社)
AFD	Agence française de développement (仏国開発庁)
AGOA	African Growth and Opportunity Act (アフリカ成長機会法)
AfDB	African Development Bank (アフリカ開発銀行)
AU	African Union (アフリカ連合)
CB	Circuit Breaker (遮断器)
CBO	Community-based Organization (地域社会組織)
CFRD	Concrete Facing Rock Fill Dam (コンクリート表面遮水壁型ロックフィルダム)
COMESA	Common Market for Eastern and Southern Africa (東南部アフリカ市場共同体)
COW	Commission of Water (水道委員会)
DCS	Digital Control System (発電所デジタル型遠隔監視制御方式)
DOD	Department and Operation Division (LHDA 制御課)
DOE	Department of Energy (エネルギー局)
E/N	Exchange of Notes (交換公文)
EIA	Environmental Impact Assessment (環境アセスメント)
EIS	Environmental Impact Statement (環境影響調査)
EIU	Economist Intelligence Unit (英国の定期刊行物『エコノミスト (Economist)』の調査部門)
EMP	Electrication Master Plan (電力マスタープラン)
EWR	Environmental Water Requirements (環境放流)
F/S	Feasibility Study (事業可能性検討)
GDP	Gross Domestic Product (国内総生産)
GNI	Gross National Income (国民総所得)
GRDP	Gross Regional Domestic Product (地域別 GDP)
GSU	Generator Step Up Transformer (発電所昇圧用変圧器)
IPP	Independent Power Producer (独立系発電事業者)
JICA	Japan International Cooperation Agency (独立行政法人国際協力機構)
LEA	Lesotho Electricity Authority (レソト電気事業局)

LEC	Lesotho Electricity Company (レソト電力会社)
LEWA	Lesotho Electricity and Water Authority (レソト電気・水事業局)
LHDA	Lesotho Highlands Development Authority (レソト高地開発公社)
LHWC	Lesotho Highland Water Commission (レソト高地水委員会)
LHWP	The Lesotho Highlands Water Project (レソト・ハイランド・ウォーター・プロジェクト)
M/D	Minute of discussion (打合せ議事録)
MEM	Ministry of Energy and Meteorology (エネルギー・気象省)
MOW	Ministry of Water (水道省)
NCC	National Control Center (レソト中央給電所)
NGO	Nongovernmental Organization (非政府組織)
ODA	Official Development Assistance (政府開発援助)
OPGW	Optical Fiber Composite Overhead Ground Wire (光ファイバ複合架空地線)
PLC	Power Line Carrier (電力線搬送)
PPA	Power Purchase Agreement (電力販売契約)
RC	Reinforced Concrete (鉄筋コンクリート構造)
RCC	Regional Control Center (所内遠隔端末)
REU	Rural Electrification Unit (地方電化局)
RTU	Remote Terminal Unit (所内通信端末)
SACU	Southern African Customs Union (南部アフリカ関税同盟)
SADC	Southern African Development Community (南部アフリカ開発共同体)
SAPP	Southern African Power Pool (南部アフリカパワープール)
SE4ALL	Sustainable Energy for All (国連イニシアチブ「万人のための持続可能なエネルギー」)
TCTA	The Trans-Caledon Tunnel Authority (トランスカレドン・トンネル公社)
USAID	United States Agency for International Development (米国国際開発庁)
VAT	Value-added tax (付加価値税)
WASCO	Water and Sewerage Company (レソト水道公社)
WB	World Bank (世界銀行)

第1章 序論

第 1 章 序論

1-1 調査背景及び調査目的

(1) 調査背景

レソト王国（以下、「レソト国」と記す）では降雨を蓄えるダム建設が盛んであり、南アフリカ共和国（以下、「南アフリカ国」と記す）への水源及び電源開発を目的とした河川開発計画であるレソト高地水プロジェクト（The Lesotho Highlands Water Project : LHWP）の Phase-1 が完成している。同プロジェクトはレソト国中央に位置する Katse ダムを中心としたダム群で構成され、河川からそれぞれ長距離導水路トンネルを通じて Katse ダムに水を集めている。同プロジェクトは、レソト国及び南アフリカ国両国共同事業として 1986 年に開始された。Katse ダムより 120 km 離れた南アフリカ国の Vaal ダムに地下トンネルを経由して送水する際に、Muela ダムに近接の Muela 発電所において発電され、レソト国内に電力が供給される仕組みとなっている。レソト国政府は電力需要増加に伴い国内にある再生可能エネルギーのリソースを活用し、電力自給のための基本計画（Lesotho Energy Policy 2015-2025）を立案しており国際社会に広く支援を求めている。このような背景からレソト国は我が国の無償資金協力による技術援助の可能性を検討している。同国では今後も環境にやさしい水力発電による電力開発を期待しており、案件実施に係るレソト国電力セクター情報収集及び確認調査が、本調査の位置づけである。

(2) 調査の目的

本計画は環境にやさしい水力発電所建設に係る情報収集が目的であり、要請対象のレソト国の既存ダム（Katse ダム・Mohale ダム・Metolong ダム・Polihali ダム候補地）各サイトにて、小水力発電所建設の進捗あるいは実現可能性を確認し、水力発電所建設に係る課題の整理と実現可能な対応策の提案を行うことである。

1-2 調査工程

本調査では国内作業のほか、計二回の現地作業を実施した。第一次現地作業では、2019 年 11 月 26 日から 12 月 13 日まで調査団を現地へ派遣し、関係機関との面談、情報収集、各サイトの現地踏査を行い、更にレソト国側との協議、調査団から現地調査結果の報告等を行った。第二次現地作業では、2020 年 1 月 28 日から 2 月 4 日まで、ドラフトファイナルレポートの説明、協議を行い、帰国後の国内整理作業において、報告書を作成した。

第2章 レソト国の概況

第2章 レソト国の概況

2-1 政治・経済情勢

2-1-1 政治

レソト国は周囲を南アフリカ国に囲まれた立憲君主制国家である。現在の憲法は、多党制民主主義への復帰直後の1993年に発効し、2001年に比例代表の制度を導入するために改正された。君主である国王は国家元首であり、首相は政府の長であり内閣を任命する。議会は二院制で、下院議員の任期は5年である。80議席が小選挙区制で選出され、40議席が比例代表で選出される。上院議員は33人で構成され、首相の助言に基づいて君主が指名した11人と22人の首長から成る。

レソト国は非同盟・中立を外交の基本方針とし、英連邦のほかアフリカ連合（African Union：AU）、南部アフリカ関税同盟（Southern African Customs Union：SACU）、南部アフリカ開発共同体（Southern African Development Community：SADC）等に加え、地域協力の推進に取り組んでいる。東南部アフリカ市場共同体（Common Market for Eastern and Southern Africa：COMESA）からは1997年に脱退した。

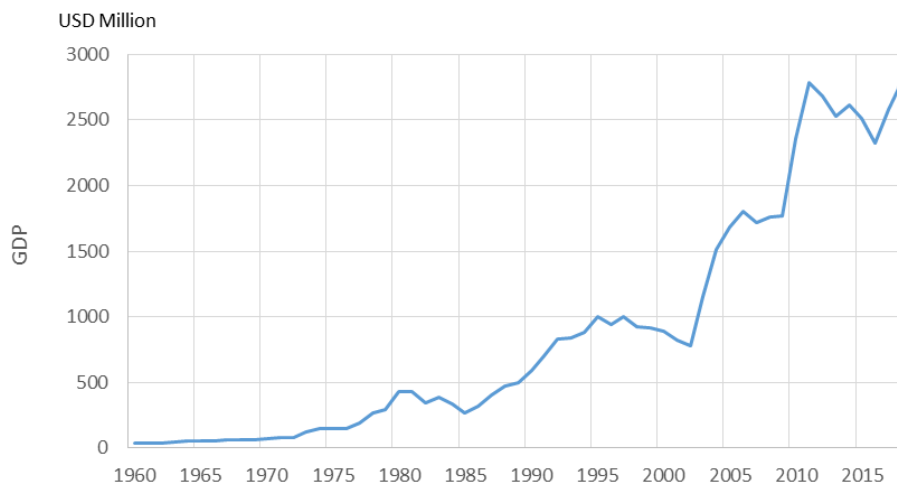
2-1-2 経済

レソト国の経済的に最も重要な資源は水であり、エネルギーは水力発電を用いている。レソト国の主産業は製造業（タイヤの再製造、繊維産業、ダイヤモンド加工、靴、電灯、ろうそく、陶磁器、家具、肥料）¹、農業（メイズ、小麦、サトウモロコシ）、建設業である。製造業では、南アフリカ国や米国向けの衣類や靴（輸出の約70%を占める）が主力製品である。レソト国の貿易収支は2016年から2018年まで3年連続で赤字であり、今後3年も貿易赤字となる見通しである²。年間GDP成長率は2006～16年が平均4%、2016年には干ばつと世界的な成長減速により2.5%に低下したが、2000年代よりGDPは成長を続けており、LHWPを始めとする建設事業が経済を牽引している。図2-1.1にレソト国のGDPの推移を示す。同プロジェクトは、1986年にレソト国・南アフリカ国政府が共同建設及び南アフリカ国への水資源の輸出等に係る協定を締結したことにより開始され、2019年12月時点ではPhase IIとしてPolihaliダムに係る詳細設計が進められている。

レソト国は南アフリカ国、ボツワナ、ナミビア、スワジランドと共にSACUを形成している。これらの国々は、レソト国の貿易主要相手国であり、総輸入先の95%以上がSACUである（2013年、Economist Intelligence Unit：EIU）。SACUからの交付金収入はレソト国財政収入の約50%を占めている（2013年レソト国年次財政報告書）。

¹ www.nationsencyclopedia.com/Africa/Lesotho-INDUSTRY.

² Economic Outlook 2019-2021, Central Bank of Lesotho

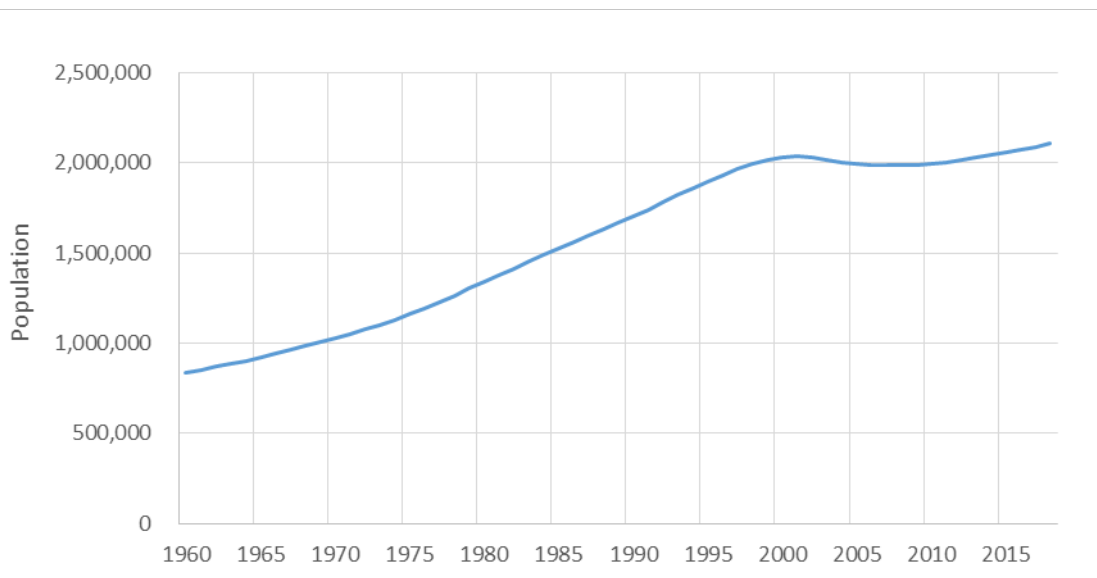


出典：世界銀行

図 2-1.1 レソト国の GDP の推移

2-2 社会情勢

レソト国の総人口推移を図 2-2.1 に示す。2016 年レソト国国勢調査によればレソト国の人口は約 210 万人である。東部国境付近の平野部と丘陵部に約 130 万人と人口が集中している。本調査の対象サイトが位置する山岳部周辺の人口は 80 万人程度と少なく、主に農業、遊牧を中心とした生活をしている。公用語は英語であるが、地方部では英語を解さない住民も多い。宗教はキリスト教徒が多く、日曜日は安息日となっており、大半の商店やオフィスは休業となっている。添付資料-6 に人口統計データを示す。



出典：世界銀行

図 2-2.1 レソト国の総人口推移

2-3 地理と気候

レソト国は、南部アフリカ（約 29° 30' 南緯 28° 30' 東経に）位置しており、国土面積が 30,000 km²で四国の 1.6 倍である。世界で唯一標高 1,000 m 以上の独立国で、山岳部はほぼ全域が露頭し

た岩盤で構成されており、表土はほとんど無い状態であるため、大きな樹木は見られない。山肌は雑草もしくは低木が見られる程度で、岩塊の崩落土が堆積した箇所には多少大木がみられる程度である。そのため、山体の雨水保有率は低いものと考えられ、乾季には沢水が流れている箇所はごく限られた場所となっている。レソト国の最高点は 3,482 m の高度に達するタバナントレニャナ山である。レソト国は、高い標高の影響により、気候は同じ緯度にある他地域に比べ年間を通じて冷涼である。首都マセルとその周辺の低地は、夏に 30℃に達し、冬は低地で-7℃を記録している。

年間降水量の 85%は、雨季の 10 月から 4 月間に降り、時折洪水が生じる。冬季は通常乾期となるが、山頂では降雪がある。年間降水量の変動は、乾季の周期的な干ばつをもたらしている。LHWP による過去 10 年の雨量データ及び雨量観測所位置図を添付資料-7 に示す。1991 年以降の降雨データによると、Mohale、Katse、Polihali の各流域における年間降雨量は約 700~900 mm であり、Katse の北側に位置する Muela 流域では年間降雨量約 1,400 mm となっている。しかし、降雨データを 1991~2009 年と 2010~2019 年に別け降雨量を比較すると、最近の 10 年間で Mohale 流域では年間約 200 mm の減少、Katse 流域ではほぼ同量、Polihali 流域では年間約 100 mm の減少、Muela 流域では年間約 150mm 減少という傾向が見られる。特に Mohale 流域での降雨量減少は顕著であり、その水量を Mohale ダムの貯水池で考えると、年間 8.5m 程度の水位低下を起す水量となる。

(計算) 年間減少降雨量: 200 mm (0.20 m)

Mohale ダム流域面積: 938,000,000 m²

Mohale ダム貯水地面積: 22,100,000 m²

以上から

Mohale ダム貯水池換算水位 = $0.20 \times 938,000,000 \div 22,100,000 \approx 8.5 \text{ m}$

また、Mohale ダムの水は Katse ダムに送水しており、Katse 流域ではほぼ同量の降雨水量であることからすると、Mohale 流域の降雨量の減少分が Katse ダム水位に与える影響は年間 5.3 m 程度になる。

(計算) Katse Dam 貯水地面積: 35,800,000 m²

Katse Dam 貯水池換算水位: $0.20 \times 938,000,000 \div 35,800,000 \approx 5.3 \text{ m}$

降雨量の減少に伴い、近年ダムの水位は低下する傾向であり、2019 年には Mohale ダム、Katse ダムともにダム築造以来、過去最低水位を記録している。最近の月間降雨量を見ると、8 月~11 月の降雨が減少しており、その他の月は平年と変わらないことから乾季が長引いている傾向が見られる。

レソト国の基本データを表 2-3.1 に示す。

表 2-3.1 レソト国基本データ

面積	30,000 km ² (四国の 1.6 倍)	
人口	210 万人 (2018 年、世銀)	
首都	Maseru	
民族	ソト族	
言語	英語 (公用語)、ソト語 (公用語)	
宗教	大部分がキリスト教	
通貨	ロチ (Loti) (複数形はマロチ Maloti)、南アフリカランド (ZAR) と等価	
主要産業	製造業、農業 (メイズ、ソルガム、小麦)、建築業	
国民総所得 (GNI)	31.3 億米ドル (2018 年、世銀)	
一人当たり GNI	1,380 米ドル (2018 年、世銀)	
経済成長率	1.5 % (2018 年、世銀)	
物価上昇率	6.0 % (2018 年、世銀)	
失業率	23.5 % (2018 年、世銀)	
貿易額 (2018 年 : EIU)	輸出	12 億 2,110 万米ドル
	輸入	19 億 3,150 万米ドル
主要貿易品目	輸出	衣料品、ダイヤモンド
	輸入	工業製品、食料・家畜、機械製品
主要貿易相手国 (2018 年 : EIU)	輸出	米国 (32.6%)、ベルギー (31.5%)、南アフリカ国 (23.9%)、UAE (4.0%)
	輸入	南アフリカ国 (87.5%)、中国 (4.3%)、インド (2.1%)、日本 (0.7%)

出典 : 外務省 レソト国基礎データ

2-4 環境

環境に関する法律は 2008 年に制定され、同法律に基づき観光環境文化省より「環境影響評価のガイドライン (2016 年)」(以下、EIA と称す) が出されている。

EIA の目的は、主にプロジェクト開発者によるレソト国の環境影響評価案件への参加とコンプライアンスを促進することである。これらは、1998 年レソト国の国家環境政策、2008 年環境法及び EIA 規則で要求されているプロジェクト開発の初期段階から環境問題と経済発展を統合するためのものであり、具体的には次のとおり記されている。

- 環境への配慮を開発計画に組み込み、それによって持続可能な生活を促進する。
- 経済開発プロジェクトの環境及び社会経済の費用と便益が適切に考慮されるようにする。
- 計画プロセスの初期段階で、負の影響が回避または緩和されるようにする。
- 潜在的な利点が特定され、強化されるようにする。
- 工学及び経済的実現可能性の分析と並行して、プロジェクトの環境及び社会経済研究を実施する。
- プロジェクトの開発における重要な決定における技術的及び経済的実効可能性に関する情報を補完するため、意思決定者に環境コストと便益に関する情報が提供されるようにする。
- 影響を受けるすべてのグループ (地域コミュニティ、政府当局、開発者、NGO、地域社会組織 (Community-based Organization : CBO) など) がプロセスに参加するようにする。
- 緩和、監視、監査及び実施を統合するシステムをセットアップする。
- 部門間の連携を促進する。

また、EIA の対象グループは以下のとおりとなっている。

- プロジェクト開発者、一般または民間部門
- 環境局（観光環境文化省内の組織）
- 一般社会
- コンサルタント、他
- NGO、CBO、及び市民社会のその他の組織

レソト国では、コンサルタントが環境影響調査（EIS: Environmental Impact Statement）を実施するためのいくつかの最小要件が策定されている。環境局担当からは同条件を満たした現地コンサルタント会社を使用するように推奨されており、また環境影響評価のライセンスを取得する必要がある。関連する環境問題としては、土地利用の変化、水域への影響、空気、土壌、社会経済、文化的影響などが含まれる。エネルギー事業に関する EIA については、基本的にプロジェクト概要説明書（Project Brief）の提出が必要であるとの説明が調査団にあった。ガイドラインとしては EIA のみであるが、同ガイドラインには水量（維持流量を含む）についての具体的な基準等は記載されておらず、水量については水道省（Ministry of Water: MOW）の許可が必要となる。

今回のプロジェクトサイトにおける環境に関する懸念点は、

- 水不足
- 気候変動
- ダム貯水量の減少
- ダムの堆砂による導水路トンネルの詰まり

が挙げられるが、環境放流など現在のところ問題は無いとのことである。

EIA ライセンスが必要となった場合、以下の申請ステップがある。

- Step 1: 概念的な議論（関連省庁または環境局）との議論
- Step 2: エキパートの選択（環境局によって承認された専門家）
- Step 3: プロジェクト概要の準備（環境影響に関する内容も含まれる）
- Step 4: プロジェクト概要の提出
- Step 5: 環境局によるプロジェクト概要のレビュー
- Step 6: 環境影響調査のための調査範囲と基準の準備
- Step 7: 環境局によるEIAコンサルタントの承認
- Step 8: 環境影響調査の準備
- Step 9: 環境影響評価書の提出
- Step10: 環境局による環境影響評価書のレビュー
- Step11: 公聴会
- Step12: 環境局によるEIAライセンスの発行
- Step13: 控訴のオプション

ただし、レソト高地開発公社（Lesotho Highlands Development Authority : LHDA）によると、既存ダムでの小水力発電所の開発については、関連するすべてのダムが既に EIA の承認を受けているため、新規 EIA 取得は必要ないとの説明があった。本調査で建設当時の EIA レポート（LHDA 作成、添付資料-4 に記載）を入手し維持放流量に関する記載を確認している。協力準備調査の際は、事業計画後、同 EIA レポートを先方機関と確認し、EIA 再取得の必要性を確認する必要がある。

2-5 課税項目と免税手続き

財務省で免税手続きについて確認したところ、基本的には免税は可能である。わが国の前回協力事業からの変更はない。具体的な手続きの流れとしては以下のとおりである。

- 各事業であらかじめ担当省庁が関税費用を予算化する必要がある。通常、電力案件では、プロジェクトの関税と物品税を充足するための「Counterpart Funding」と呼ばれる予算がエネルギー省を通じてレソト政府から提供される。
- 予算については事前に閣議にかける必要がある。

このため、本計画が実現した場合に、どのようなタイミング閣議で審議されるかは、事前に確認が難しく事業実施までに時間を要する可能性がある。本計画が実現した場合、E/N 期限内に事業が完了するかについては、リスクとして留意する必要がある。

2-6 我が国の援助動向

これまで我が国の無償資金協力で実施されたプロジェクトは表 2-6.1 のとおりである。

表 2-6.1 無償資金協力実績（エネルギー・電力分野）

実施年度	案件名	供与限度額 (単位：億円)	案件概要
2011～2012	太陽光を利用したクリーンエネルギー導入計画	3.00	1) 土木工事、調達機器等の内容：系統連系型太陽光発電システム一式（太陽光パネル（合計280kW）（電池パネル取付用架台、パワーコンディショナー、計測監視装置、気象観測装置、表示ディスプレイなど） 2) コンサルティング・サービス/ソフトコンポーネントの内容：系統連系型〔SHS型〕太陽光発電システムに関する基礎知識及び保守点検、緊急時の対応等の維持運営管理に関する研修等

出典：外務省 HP

第3章 電力・エネルギーセクターの政策・ 計画の現状

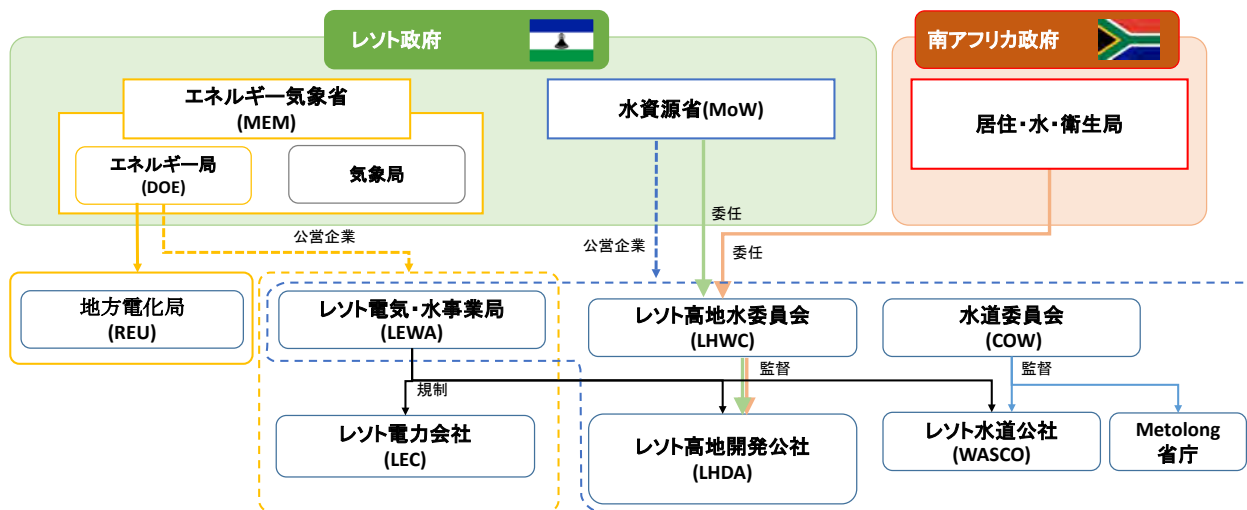
第3章 電力・エネルギーセクターの政策・計画の現状

3-1 電力・エネルギーセクターの現状

レソト国の電力は、Muela ダム水力発電所が国内電源のほとんどを賄っている。しかしながら国内電力需要は Muela 水力発電所の発電能力 72 MW に対し超過し続けているため、南アフリカ、モザンビークと南部アフリカパワープール（Southern African Power Pool：SAPP）からの電力輸入に大きく依存している。このため電力輸入量はレソト国の電力消費量の 60 %以上となっている。また、レソト国の世帯接続率は 38.5 %（世界銀行 2017 年）となっている。このような状況から、国連のイニシアチブである「万人のための持続可能なエネルギー（Sustainable Energy for All：SE4ALL）」目標を達成するため、電力マスタープラン（FORMULATION OF THE LESOTHO ELECTRIFICATION MASTER PLAN：EMP）が策定された。レソト国は発電能力と電化率の低さを改善するため、民間部門と自治体の電力事業参入を推進している。しかしながら、2008 年以降独立した電力生産者（Independent Power Producer：IPP）は、再生可能エネルギーによる発電開発について、レソト国送配電網系統連携及び市場開放を要望しているものの実現していない。

3-1-1 電力部門の関係機関と実施体制

レソト国の電力部門は主たる関係機関として、レソト国エネルギー・気象省（Ministry of Energy and Meteorology：MEM）エネルギー局（Department of Energy：DOE）、レソト電気・水事業局（Lesotho Electricity and Water Authority：LEWA）、レソト電力会社（Lesotho Electricity Company：LEC）、レソト高地開発公社（LHDA）、地方電化局（Rural Electrification Unit：REU）などの機関が挙げられる。各機関の関係を図 3-1.1 に示す。



出典：調査団

図 3-1.1 レソト国電力セクターの各機関の関係

(1) レソト電気・水事業局 (LEWA)

LEWA の前身のレソト電気事業局 (Lesotho Electricity Authority : LEA) は 2002 年に電気事業局法により設立された電気事業規制機関である。2013 年に水事業と統合され、レソト電気・水事業局として電気・水事業の規制機関となっている。LEA は 2006 年に送電・配電・販売の複合事業免許を LEC に、発電事業免許を LEC と LHDA にそれぞれ交付した。LEWA の責務の一つは、電力業界、消費者、将来の投資家のために事業免許取得者による業績基準及びレソト国の電力部門に関する情報を収集、発行、普及させることである。

(2) レソト電力会社 (LEC)

LEC は「1969 年電力法」に基づいて創設され、発電・送電・配電及び供給事業を行う権限を付与されている。LEC 自体による発電は小水力発電等によるものでレソト国の最大需要電力の 0.1%¹と非常に小さく、供給の大部分は LHDA による発電並びに南アフリカ国 (ESKOM 社) 及びモザンビーク (EDM 社) からの輸入電力が占めている。

送配電事業は基本的には LEC が担っているが、Muela 水力発電所の電源と電力輸入に頼っており、Mabote、Peka、Hendriks Drift の 3 受電用変電所を通して配電網に供給している。

(3) レソト高地水委員会 (LHWC)

LHWC は、LHWP の実施においてレソト国と南アフリカ国の間で締結された 1986 年の条約により設立された 2 国間組織であり、レソト国と南アフリカ国のそれぞれの代表団で構成されている。LHWC は LHWP についての政府への助言や説明責任を負っており、LHDA とトランスカレドン・トンネル公社 (The Trans-Caledon Tunnel Authority : TCTA) の活動を監理し、レソト国水資源省と南アフリカ国の居住・水・衛生局 (Department of Human Settlement, Water and Sanitation) を通じて、各政府に報告している。

(4) レソト高地開発公社 (LHDA)

LHDA は LHWP の実施機関でありレソト国内唯一の大規模電源設備である Muela 水力発電所はレソト国が所有し、LHDA が維持管理を担っている。この発電所は LHWP の一環として 1990 年代に建設され、発電電力の全てが売電契約に基づき LEC に売電されている。Katse ダム、Mohale ダム、Polihali ダムは LHWP の対象であり、本調査対象の発電所が建設される場合には、LHDA がプロジェクトの実施機関となり、運転開始後の維持管理を行う。

(5) 地方電化局 (REU)

REU は 2003 年にエネルギー省の下に設立された機関で、LEC 供給区域外における電化プロジェクトの責任を負っている。LEC 供給区域外での電化は政府からの補助金を得て実施されている。

(6) レソト水道公社 (WASCO)

レソト水道公社 (Water Sewerage Company : WASCO) は 2010 年にレソト国議会で制定され

¹ 最大電力需要 167MW に対する LEC 小水力発電所 2.18MW の割合 (出典 : LEC AnnualReport2016/2017)

た Water and Sewerage Company Limited Act の下で正式に設立された会社である。レソト国の上下水道の運営・管理を行っている。本計画の水力発電所の候補地である Metolong ダムは WASCO により管理されている。

3-1-2 電力需要・供給の現状

(1) 電力需要の現状

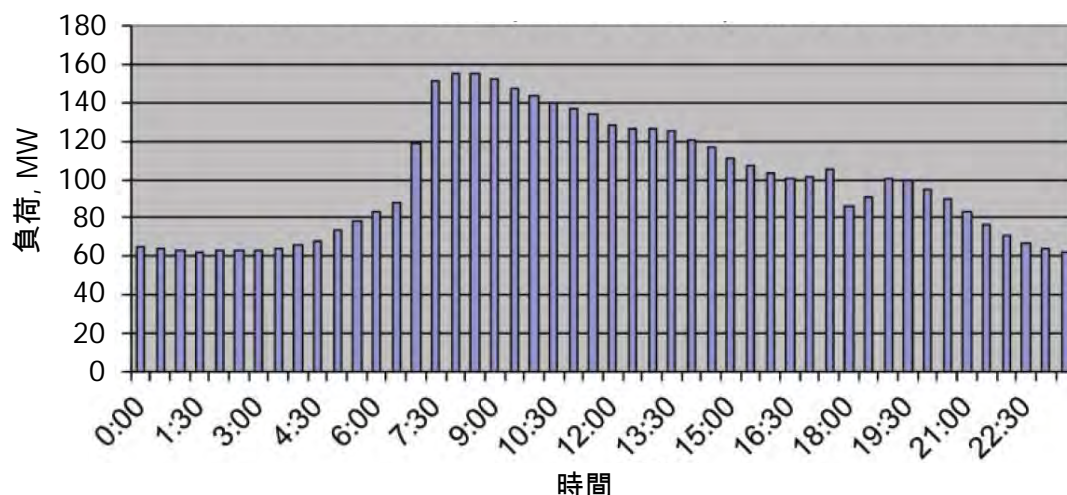
レソト国の電化率は近年急速に改善されてきており、電力需要が大きく伸びてきている。表 3-1.1 に LEC の顧客数と電力需要の推移を示す。2010/11 年から 2016/17 年までの最近の 6 年間で、113,912 の顧客が新規グリッドに接続された。年間平均新規顧客数は 2006 年時点では 5,105 であったのに対して、2017 年では 15,608 となり急速に増えてきている。顧客のカテゴリ別にみると、顧客数はプリペイドメータ利用者が大半を占めるが、消費電力量は産業用が最も大きい。

表 3-1.1 LEC の顧客数と電力需要の推移 (1986 年-2017 年)

	1986	1996	2006	2011	2016/17
Number of Special Domestic Consumers (特別な国内消費者数)	5,278	8,462	16	5	5
General Purpose Special (汎用)	2,028	2,972	38	30	24
Commercial (商用)	67	90	153	203	240
Industrial (産業用)	39	86	160	150	218
LHDA (レソト高地開発公社)		18	9	10	11
Pre-paid Domestic (前払国内)		2,000	43,747	97,859	207,584
Pre-paid General Purpose (前払汎用)			5,061	7,263	11,217
Total Number of Consumers (消費者総数)	7,412	13,628	49,184	105,520	219,299
Average annual increase in connections (平均年間増加接続数)	551	1,105	5,105	16,205	15,608
Hereof pre-paid domestic consumption (前払国内消費) [MWh]			104,619	193,210	239,613
Pre-paid General Purpose (前払汎用) [MWh]			62,217	89,728	87,642
LHDA (レソト高地開発公社) [MWh]		41,786	7,877	6,098	7,488
Industrial (産業) [MWh]	14,936	63,588	153,118	217,964	256,247
Commercial (商用) [MWh]	32,207	75,700	78,800	104,887	135,834
Total Consumption (総消費量) [MWh]	111,393	302,800	414,402	614,868	731,873

出典：LEC Annual Report 2016-2017

図 3-1.2 に 2016 年 10 月 1 日における負荷の推移を示す。電力需要が最も高まる午前 9 時前後において負荷が 150 MW 以上となり、夜間と比較すると 2 倍以上となる。



出典：LEC Annual Report 2016-2017

図 3-1.2 一日の負荷の推移（2016年10月1日）

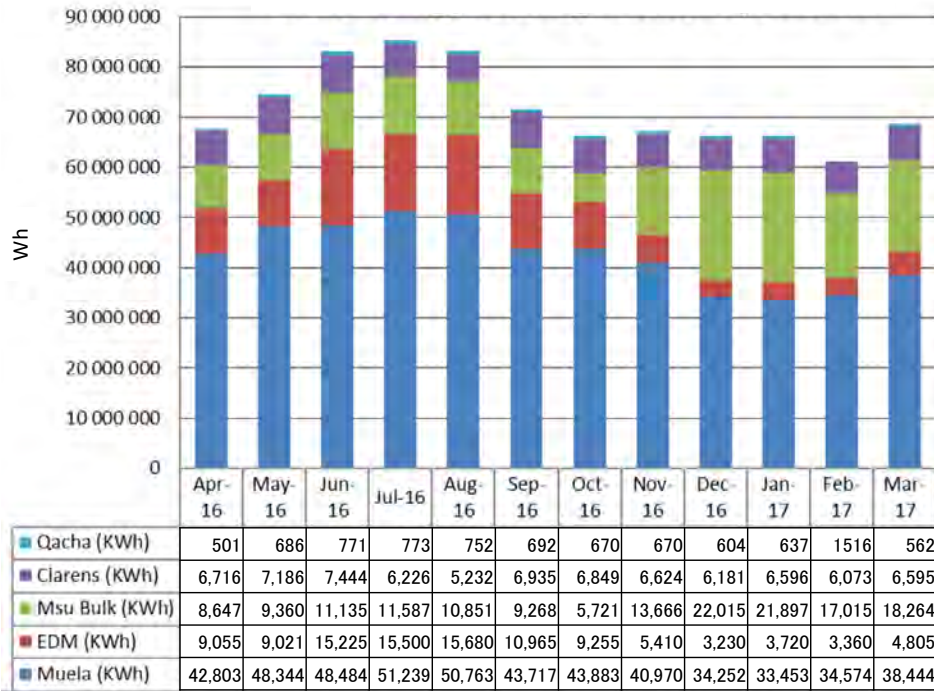
（2）電力供給の現状

LECの所有する電源はわずかであり、供給する電力の大半を購入している。LECの電力購入状況を表3-1.2に、月別の電力購入量を図3-1.3に示す。表3-1.2に示すとおり電力量の59%となる535GWhをLHDAから購入している。一方で、LHDAからの購入料金は低く設定されているため、EDM及びESKOMからの電力購入費用が全体の86%を占めている。さらに表3-1.3に示すとおりレソト国の最大電力需要は年々増加している一方、発電設備容量は変わっていないため発電容量不足が深刻化してきている。

表 3-1.2 LECの電力購入状況

供給元及び接続箇所	2016/2017		2015/2016	
	電力量 kWh	購入額 (マロチ)	電力量 kWh	購入額 (マロチ)
LHDA レソト国	534,874,713	57,288,125	520,805,448	60,126,436
ESKOM MSU 南アフリカ国	181,436,340	152,823,788	114,105,793	111,626,071
ESKOM Clarens 南アフリカ国	78,703,117	58,536,728	81,199,101	55,327,946
ESKOM Qacha Suek 南アフリカ国	8,220,617	9,934,443	7,220,578	8,532,090
EDM モザンビーク	105,176,000	139,926,736	72,102,000	106,417,311
Total 合計	908,410,787	418,503,820	795,432,920	342,029,854

出典：LEC Annual Report 2016-2017



出典：LEC Annual Report 2016-2017

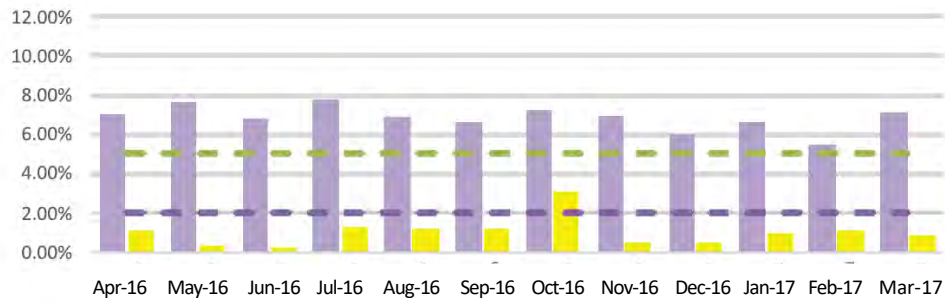
図 3-1.3 LEC の月別の電力購入量

表 3-1.3 レソト国の最大電力需要の推移

Year (年)	最大需要 (MW)	発電設備容量 (MW)	輸入容量 (MW)	容量不足 (%)
2012/13	147	74.7	72.9	49
2013/14	143	74.7	68.3	48
2014/15	149	74.7	74.3	50
2015/16	153	74.7	78.3	51
2016/17	162	74.7	87.1	54
2017/18	167	74.7	92.2	55

出典：LEWA Annual Report 2017-2018

電力供給の品質の面では、図 3-1.4 に示すように、電圧変動が目標値である 5% を上回っている。さらに、表 3-1.4 に示すとおり、停電回数が年間で 415 回と頻発しており、供給面で課題を抱えている。



	Apr-16	May-16	Jun-16	Jul-16	Aug-16	Sep-16	Oct-16	Nov-16	Dec-16	Jan-17	Feb-17	Mar-17
最大電圧変動(%)	6.90%	7.51%	6.74%	7.58%	6.81%	6.49%	7.12%	6.83%	5.90%	6.52%	5.40%	6.98%
最大周波数変動(%)	0.97%	0.25%	0.11%	1.19%	1.12%	1.09%	3.03%	0.30%	0.33%	0.90%	0.94%	0.80%
許容電圧変動(%)	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
許容周波数変動(%)	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%

出典：LEC Annual Report 2016-2017

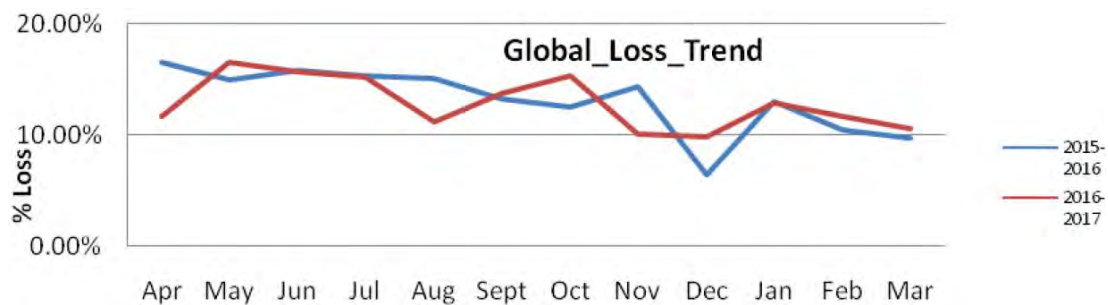
図 3-1.4 電圧と周波数の変動

表 3-1.4 停電回数

Month (月)	停電回数 合計	停電回数 (4時間以内に復旧)	停電回数 (24時間以内に復旧)	停電回数 (24時間以後に復旧)
4月-2016	25	20	5	0
5月-2016	27	23	4	0
6月-2016	20	14	6	0
7月-2016	48	34	14	0
8月-2016	30	21	9	0
9月-2016	33	29	4	0
10月-2016	28	25	3	0
11月-2016	53	50	3	0
12月-2016	9	9	0	0
1月-2017	59	56	3	0
2月-2017	53	48	5	0
3月-2017	30	26	4	0
年間計	415	355	60	0

出典：LEC Annual Report 2016-2017

送電ロスの推移を図 3-1.5 に示す。送電ロスは9~17%で推移している。LEC は盗電対策や地域別の電力需要の分析等により改善していると Annual Report で述べているが、過去2年間でほぼ同じ数値となっている。



出典：LEC Annual Report 2016-2017

図 3-1.5 送電ロスの推移

(3) 既設の電力設備

1) 適用工業規格

レソト国内の水力発電設備に適用する工業規格は、以下のとおり。

- ① レソト国固有の工業規格は無い。
- ② 水車、発電機の主機には、世界規格である IEC が適用されている。
- ③ 主機以外の電気・機械装置や部品には、国際規格である IEC や ISO と共に DIN や BS などの欧州規格が適用されている。②項も含めこれらの適用規格は海外の水力発電所での一般的な適用規格となっている。

2) 電力系統

巻頭図に示したとおり、レソト国における国内基幹系統は 132 kV 系統であり、南アフリカ国 Free state 州にて ESKOM 電力系統網に連系している。LEC は電圧階級 132 kV、88 kV、66 kV、33 kV の 4 種類を有している。132 kV の基幹系統で、国内最大の水力発電所である Muela 発電所から主要都市部に送電している。66 kV、33 kV も地域間を送電する役割を担っている。既設電力系統に本計画の水力発電所を加えた際の系統解析に必要なデータを LEC より入手した（添付資料-8 電力系統解析データ参照、出典 LEC）。

3) 発電設備

LHDA が運転する Muela 水力発電所以外の発電設備は、LEC が運転する小水力発電所（Mantsonyane: 2,000 kW、Semonkong: 180 kW）が存在するが、乾期は河川水量不足のため停止しており、ディーゼル発電機による代替運転を行っている。レソト国内の発電設備一覧を表 3-1.5 に示す。発電所位置は巻頭図 2 に示す。

表 3-1.5 レソト国発電設備一覧

発電所	発電容量	使用状況	維持管理機関
Muela	72MW	稼働中。	LHDA
Mantsonyane	2MW	稼働中。乾季はディーゼルによる代替運転。	LEC
Semonkong	0.18MW	稼働中。乾季はディーゼルによる代替運転。	LEC
その他（ディーゼル発電及び太陽光発電）	約 0.5MW	-	LEC、DOE 他

出典：LEC Annual Report 2016-2017 を基に調査団作成

4) 変電設備

表 3-1.6 にレソト国の既設変電所と変圧器の一覧を示す。1 次側が 132 kV、88 kV、66 kV、33 kV 変電所は合計で 47 箇所あり、そのうち 1 次側が 132 kV の基幹変電所は 9 箇所ある。多くは 1 回線構成であり、事故時及び架線工事の際には長時間の停電を余儀なくされている。

表 3-1.6 変電所と変圧器の一覧

変電所	変圧器 電圧 (kV)、容量 (MVA)	製造年	インピーダンス (HV-MV)	結線	冷却 方式
Pioneer	Transformer 33/11 kV、10 MVA	1987	7.48	YNyn0	ONAN
	Transformer 33/11 kV、10 MVA	1980	9.88	YNyn0	ONAN
Thetsane	Transformer 33/11 kV、20 MVA	2002	7.71	YNd1	ONAN
	Transformer 33/11 kV、20 MVA	2001	7.80	YNd1	ONAN
Tikoe	Transformer 33/11 kV、10 MVA	2002	7.42	YNd1	ONAN
	Transformer 33/11 kV、10 MVA	2002	7.42	YNd1	ONAN
Mazenod Transmission	Transformer 132/33 kV、40 MVA	1992	12.00	YNd1	ONAF
	Transformer 132/33kV、40 MVA	1990	12.00	YNd1	ONAF
LEC Headquarters	Transformer 11/0,4 kV、0.05 MVA	1988	4.00	Dyn11	ONAN
	Transformer 33/11 kV、10 MVA	1979	9.80	YNyn0	ONAN
	Transformer 33/11 kV、10 MVA	1979	9.90	YNyn0	ONAN
St Agnes	Transformer 33/11 kV、5 MVA	1981	7.67	YNd1	ONAN
Maputsoe Transmission	Transformer 132/33 kV、20 MVA	1990	10.00	YNd1	ONAF
	Transformer 33/11 kV、10 MVA	1990	9.70	YNyn0	ONAN
	Transformer 33/11 kV、10 MVA	1988	9.70	YNyn0	ONAN
Botshabelo	Transformer 33/11 kV、10 MVA	1983	8.13	YNyn0	ONAN
	Transformer 33/11 kV、10 MVA	2001	7.32	YNyn0	ONAN
Khukhune	Transformer 88/33 kV、20 MVA	1990	9.83	YNd1	ONAN
Ngoajane	Transformer 33/11 kV、5 MVA	1990	7.54	YNyn0	ONAN
Hololo	Transformer 33/11 kV、5 MVA	1991	7.69	YNyn0	ONAN
Botha - Buthe	Transformer 33/11 kV、5 MVA	1990	7.68	YNyn0	ONAN
	Transformer 33/11 kV、5 MVA	1990	7.68	YNyn0	ONAN
Pitseng	Transformer 132/66 kV、10 MVA	1991	21.50	YNyn0d1	ONAN
	Transformer 132/66 kV、10 MVA	1991	21.2	YNyn0d1	ONAN
Lejone	Transformer 132/66 kV、25 MVA	1991	19.70	YNyn0d1	ONAN
	Transformer 132/66 kV、25 MVA	1991	19.80	YNyn0d1	ONAN
Katse Intake	Transformer 66/11 kV、5 MVA	1991	9.22	YNyn0	ONAN
	Transformer 66/11 kV、5 MVA	1992	9.13	YNyn0	ONAN
Matsoku Diversion	Transformer 66/11 kV、5 MVA	1997	9.34	YNyn0	ONAN
Katse Dam	Transformer 66/11 kV、15 MVA	1991	9.54	YNyn0	ONAN
Mafeteng	Transformer 33/11 kV、5 MVA	1998	7.91	YNyn0	ONAN
	Transformer 33/11 kV、5 MVA	1995	7.90	YNyn0	ONAN
Letseng	Transformer 88/33 kV、20 MVA	1990	10.00	YNd1	ONAN
	Transformer 88/33 kV、10 MVA	2008	10.30	YNd1	ONAN
Hlotse	Transformer 66/11 kV、5 MVA	1991	9.26	YNyn0	ONAN
	Transformer 66/11 kV、5 MVA	1991	9.26	YNyn0	ONAN
Muela	Transformer 33/11 kV、5 MVA	1991	7.84	YNyn0	ONAN
	Transformer 33/11 kV、5 MVA	1990	7.97	YNyn0	ONAN
Mohale Outlet	Transformer 66/11 kV、15 MVA	1991	9.60	YNyn0	ONAN
Thaba - Tseka	Transformer 33/11 kV、2 MVA	1995	6.10	YNyd0	ONAN
Quthing	Transformer 33/11 kV、5 MVA	1998	7.95	YNyn0	ONAN
	Transformer 11/0,4 kV、0.1 MVA	1998	不明	不明	ONAN
Mohale's Hoek1	Transformer 33/11 kV、10 MVA	2006	7.79	YNd1	ONAN
	Transformer 33/11 kV、10 MVA	2006	7.69	YNd1	ONAN
Litsoeneng	Transformer 132/33 kV、20 MVA	2006	12.00	YNd1	ONAN

変電所	変圧器 電圧 (kV)、容量 (MVA)	製造年	インピーダンス (HV-MV)	結線	冷却 方式
	Transformer 132/33 kV、20 MVA	2006	12.20	YNd1	ONAN
	Transformer 33/0,4 kV、0.05 MVA	1995	不明	Dyn11	ONAN
Roma	Transformer 33/11 kV、5 MVA	2007	8.11	YNd1	ONAN
	Transformer 33/11 kV、5 MVA	2007	8.07	YNd1	ONAN
Moriija	Transformer 33/11 kV、2 MVA	1972	5.86	Yd11	ONAN
Mohale Dam	Transformer 132/11 kV、10 MVA	1997	9.00	YNyn0	ONAN
	Transformer 132/11 kV、10 MVA	1997	8.95	YNyn0	ONAN
	Transformer 11/0,4 kV、0.01 MVA	1997	4.45	Dyn11	ONAN
Mohale Intake	Transformer 132/11 kV、10 MVA	1997	8.06	YNyn0	ONAN
LEC - Border	Transformer 33/11 kV、10 MVA	1988	7.21	YNyn0	ONAN
	Transformer 33/11 kV、10 MVA	1988	7.44	YNyn0	ONAN
Mabote Transmission	Transformer 132/33 kV、40 MVA	2003	11.20	YNd1	ONAF
	Transformer 132/33 kV、40 MVA	1990	12.00	YNd1	ONAF
	Transformer 33/11 kV、10 MVA	1990	9.28	YNyn0	ONAN
Highway	Transformer 33/11 kV、10 MVA	1987	7.54	YNyn0	ONAN
	Transformer 33/11 kV、10 MVA	2000	8.72	YNyn0	ONAN
Qacha's Nek	Transformer 33/11 kV、1 MVA	2004	5.45	YNd11	ONAN

出典：LEC

5) 送電設備

表 3-1.7 にレソト国の既設 132 kV、88 kV、66 kV、33 kV 送電線の一覧を示す。送電線の総延長は 132 kV 送電線が 903 km、88 kV 送電線が 126 km、66 kV 送電線が 32 km、33 kV 送電線が 765 km である。

表 3-1.7 送電線一覧

回線名	電線	長さ (km)	名目電力線電流 (kA)
Botshabelo - Highway	PANTHER 33 KV LINE	5	0.420
Botshabelo - Mazonod Tx	PANTHER 33 KV LINE	10	0.420
Eskom Infeed - Mabote 1	BEAR132KV	5	0.529
Eskom Infeed - Mabote 2	BEAR132KV	5	0.529
Highway - Pioneer	PANTHER 33 KV LINE	8	0.420
KatseDam - MohaleOutlet	BEAR 88KV	11	0.520
KatseIntake - Matsoku	BEAR 88KV	14	0.520
Khukhune - Botha Bothe	HYENA 33 KV LINE	18	0.268
Khukhune - Hololo	HYENA 33 KV LINE	6	0.268
Khukhune - Mahlasela	88KV DOG	40	0.268
Khukhune - Ngoajane 33kv	HYENA 33 KV LINE	9	0.268
LEC Border - Pioneer	PANTHER 33 KV LINE	5	0.420
LEC HQ - LEC Border 1	PANTHER 33 KV LINE	1	0.420
LEC HQ - LEC Border 2	PANTHER 33 KV LINE	1	0.420
Lejone - Liqhobong	132KV WOLF	25	0.480
Letloepe - Mpiti	11KV HARE	10	0.268
Letseng - Tlokoeng	HYENA 33 KV LINE	30	0.268
Litsoeneng - Mohale's Hoek	AAAC SUPER A130	10	0.370
Litsoeneng - Maphohloane	HYENA 33 KV LINE	10	0.268
Litsoeneng - Mohale'sHoek	AAAC SUPER A130	10	0.370

回線名	電線	長さ (km)	名目電力線電流 (kA)
Litsoeneng - Quthing	AAAC SUPER A130	39	0.370
Molimo Nthuse - Mantsonyane 33kv	AAAC SUPER A130	116	0.370
Mabote - Highway	PANTHER 33 KV LINE	7	0.420
Mabote - LEC Border 2	PANTHER 33 KV LINE	12	0.420
Mabote - Mazenod Tx	BEAR 132KV	19	0.529
Mabote - ST Agnes	PANTHER 33 KV LINE	25	0.420
Mabote - Tsosane	PANTHER 33 KV LINE	5	0.420
Mabote - Maseru Central	PANTHER 33 KV LINE	8	0.420
Mabote - Mazenod 2	BEAR 132KV	19	0.660
Mafeteng - Maphohloane	HYENA 33 KV LINE	50	0.360
Mahlasela - Letseng	DOG 88KV	46	0.360
Mantsonyane from gen to town	HARE 33 KV LINE (PHATE)	1	0.360
Mantsonyane from gen to town	HYENA 33 KV LINE	5	0.360
Mantsonyane to Thaba Tseka	AAAC SUPER A130	39	0.370
Maputsoe - Hlotse	WOLF 33 KV	1	0.370
Maphohloane - Mohale's Hoek	AAAC SUPER A130	10	0.370
Maphohloane - Mohale'sHoek	AAAC SUPER A130	10	0.370
Maputsoe - Mabote 1	BEAR 132KV	61	0.529
Maputsoe - Mabote 2	BEAR 132KV	61	0.529
Maputsoe - Pitseng	WOLF 132KV	32	0.480
Maseru Central - LEC Border	PANTHER 33 KV LINE	4	0.420
Matsoku - KatseDam	BEAR 88KV	14	0.520
Mazenod Dx - Tikoe	PANTHER 33 KV LINE	13	0.420
Mazenod DX-Morija	HYENA 33 KV LINE	30	0.360
Mazenod Tx - Mazenod Dx	185MM CABLE 33KV 3X1C	0.2	1.200
Mazenod Tx - Mohale Dam	BEAR 132KV	60	0.529
Mazenod Tx - Ramarothole	BEAR 132KV	55	0.529
Mazenod Tx - Roma	HYENA 33 KV LINE	20	0.268
Mazenod Tx - Tikoe	PANTHER 33 KV LINE	13	0.420
Mazenod - Metolong	HYENA 33 KV LINE	25	0.268
Mazenod - Morija	HYENA 33 KV LINE	30	0.268
Mazenod TX - Semonkong	PANTHER 33 KV LINE	90	0.420
Mazenod TX - Semonkong	PANTHER 33 KV LINE	90	0.420
Morija - Mafeteng	HYENA 33 KV LINE	30	0.268
Morija - Mafeteng	HYENA 33 KV LINE	30	0.268
Mpiti - Rankakala	RABBIT 33 KV LINE	25	0.185
Muela Hydro - Maputsoe 1	BEAR 132KV	62	0.660
Muela Hydro - Maputsoe 2	BEAR 132KV	62	0.660
Muela to Khukhune 33kv	HYENA 33 KV LINE	9	0.268
Pitseng - Ha Lejone	WOLF 132KV	51	0.480
Pitseng - Hlotse Adit	BEAR 66KV	32	0.520
Quthing-Mphaki	HYENA 33 KV LINE	44	0.268
Ramarothole - Litsoeneng	WOLF 132KV	47	0.480
Ramarothole - 132kV solar	WOLF 132KV	30	0.480
Ramarothole - Mafeteng 1	AAAC SUPER A130	10	0.370
Ramarothole - Mafeteng 2	AAAC SUPER A130	10	0.370

回線名	電線	長さ (km)	名目電力線電流 (kA)
Ramarothole - Mafeteng2	AAAC SUPER A130	10	0.370
Ramarothole - Matelile	AAAC SUPER A130	25	0.370
Ramarothole - Thabana Morena	AAAC SUPER A130	30	0.370
Ramarothole - Mafeteng1	AAAC SUPER A130	10	0.370
Roma - Molimo Nthuse	HARE 33 KV LINE	30	0.268
Sekake - Mpiti	RABBIT 33 KV LINE	30	0.240
Thetsane - Pioneer 1	PANTHER 33 KV LINE	4	0.420
Thetsane - Pioneer 2	PANTHER 33 KV LINE	4	0.420
Tikoe - Thetsane 1	PANTHER 33 KV LINE	4	0.420
Tikoe - Thetsane 2	PANTHER 33 KV LINE	4	0.420
Tlokoeng - Mokhotlong	HYENA 33 KV LINE	25	0.268
Tsosane - Botshabelo	PANTHER 33 KV LINE	5	0.420
Lejone - KatseIntake	BEAR 88KV	1	0.520

出典：LEC

6) 送電線保護方式と遠隔監視設備

① 送電線保護方式

表 3-1.8 に LEC から聴取した典型的な送電線保護システムの一覧を示す。継電器本体は欧州メーカー製品が主体である。

表 3-1.8 送電線保護システム一覧

	132kV 系統	88/66kV 系統	33kV 系統	11kV 系統
主保護	距離継電器	距離継電器	電流差動継電器	過電流リレー/ パワーヒューズ
後備保護	地絡方向継電器	過電流継電器	過電流継電器	—

出典：LEC

② 遠隔監視設備

LEC が所管する給電所（National Control Center：NCC、Regional Control Center：RCC）から各発電所、変電所を監視。各所内通信端末（Remote Terminal Unit：RTU）から通信媒体である電力線搬送（Power Line Carrier：PLC）及び光ファイバ複合架空地線（Optical Fiber Composite Overhead Ground Wire：OPGW）により電流[A]・電力[W]・変電所の遮断器（Circuit Breaker：CB）開閉状態の遠隔監視を実現している。遠隔制御に関しては電話回線で各発電所、変電所に制御指令を出し、現場での制御を実施する。IPP や水力発電所等、他社所掌の施設についても LEC 電力系統網につながっている設備は給電所の監視対象となっている。

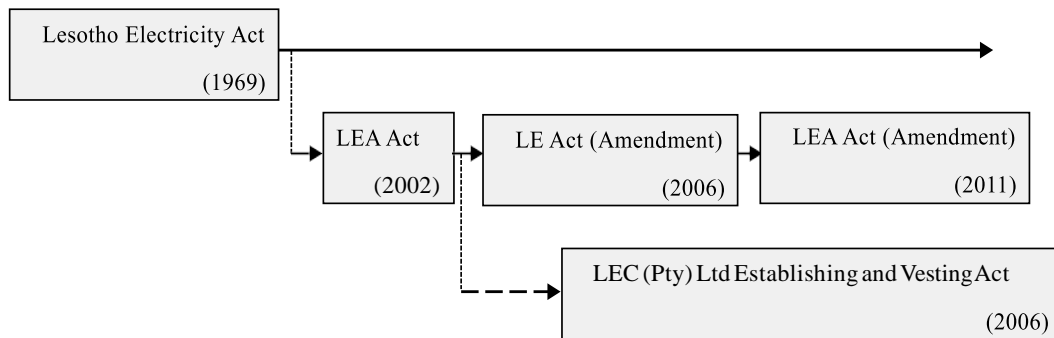
3-1-3 電力セクターにおける法整備等の現状

(1) 電力関連法規

レソト国政府は電力政策の策定を、レソト電力公社法（2002 年）で設立した LEWA に義務付けている。

レソト国における電力関連法規は図 3-1.6 のような体系となっている。電力法の下にお

いて、LEC が発電、送配電、及び供給事業を行う権限を付与されている。



出典：アフリカ地域南部アフリカパワープール情報収集・確認調査（2017）

図 3-1.6 レソト国の電力関連法規の体系

（2）売電契約

レソト国としての売電契約の法整備が整っておらず、現況下 LEWA が個別に IPP と電力販売契約（Power Purchase Agreement：PPA）を結んでいる状況で、内容は公にされていない。この為、売電契約の法整備を促進する政策が求められている。特に郊外のマイクログリッドの電化開発計画を進めるにあたり法整備が急がれている。必要な法整備の一例として下記があげられる。

- 電化目標・収益
- 小電力系統網の開発者向け、規則・規制・認証システム
- 電化時の指針、住居者環境へ影響等
- 品質ガイドライン、品質チェック体制

LEC が LHDA から購入する電力は、LEWA の規制の下、電力販売料金が設定されている。経済状況を加味して料金の変動する契約となっており、2016 年の実績では kWh あたり 0.11 マロチ（0.89 円²）である。

（3）電力料金

LEC の電気料金は、1 年ごとに LEWA によって見直されている。需要家は家庭用、街灯用、公共用、低圧・高圧商業用、低圧・高圧産業用に分類され、容量料金と電力量料金の 2 種類で構成されている。2018-2019 年度の LEC の電気料金を表 3-1.9 に示す。

² 1\$=¥100.09 (2019 年 11 月)、1\$=13.5 マロチ(2019 年 11 月)として計算

表 3-1.9 レソト国の電気料金

電気料金 2018/19 (Effective from 01 August 2018)

単位: マロチ

電気料金 (電力消費量)							
顧客カテゴリー	産業HV	産業 LV	商用 HV	商用 LV	一般用途	国内	電灯
電気料金 (*顧客徴収、電化税含む (マロチ /kWh))	0.2559	0.2767	0.2559	0.2767	1.6608	1.4782	0.8325
電気料金 (最大需要電力)							
顧客カテゴリー	産業HV	産業 LV	商用 HV	商用 LV	-	-	-
最大需要電力料金 (マロチ /kVA)	272.7953	318.6317	272.7953	318.6317	-	-	-

*顧客徴収= 0.0360 マロチ / kWh

産業HV/LV、商用HV/LV向け電化税= 0.02 マロチ / kWh

一般用途、国内、電灯向け電化税= 0.035 マロチ / kWh

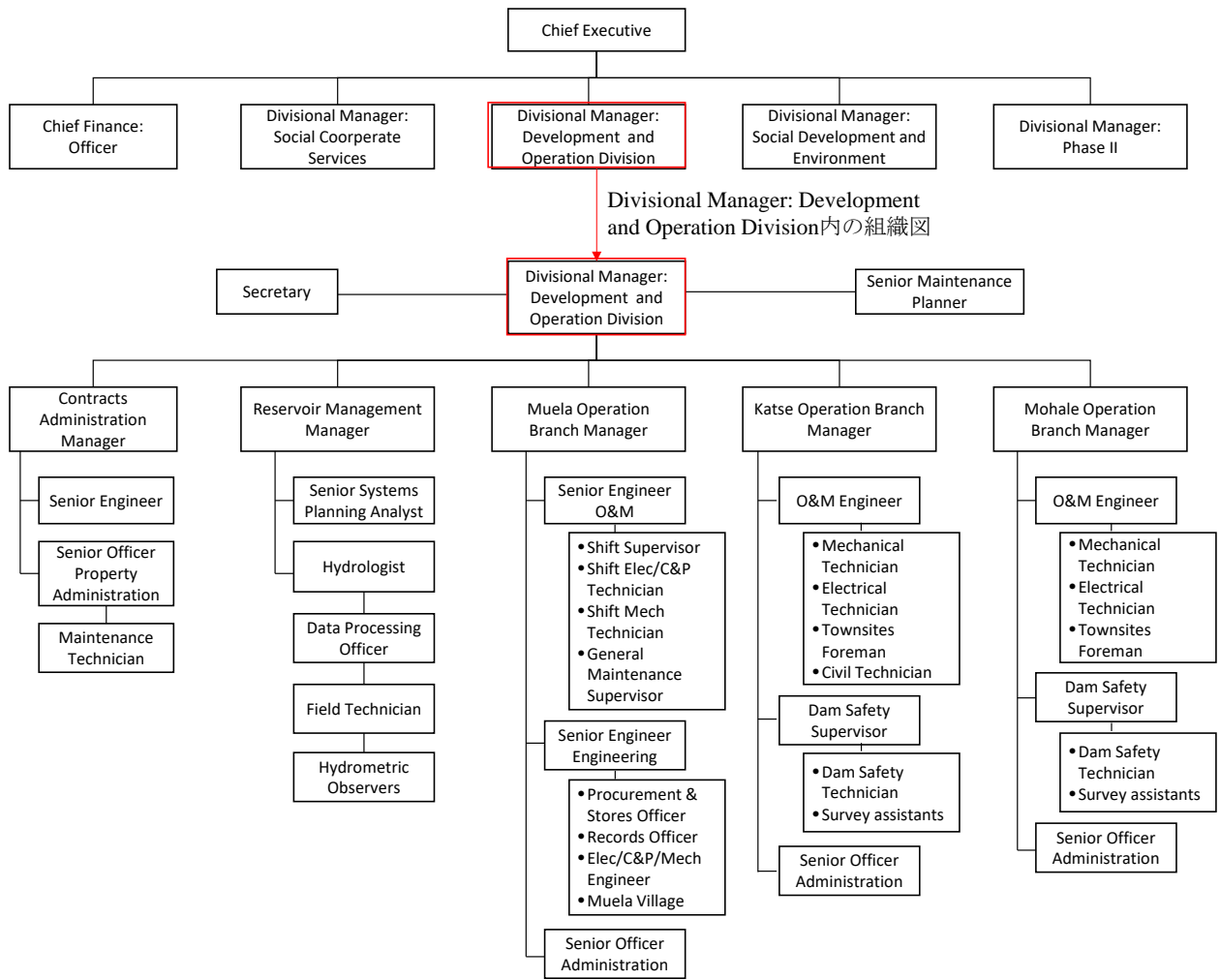
出典: LEWA

3-1-4 維持管理体制

本計画が実施される場合に、実施機関となることが想定される LHDA の組織図を図 3-1.7 に示す。また、主に送変電設備の運用管理を行っている LEC の組織図を図 3-1.8 に示す。LHDA 保守・運用部 (Department and Operation Division、以下 DOD と称す) が維持管理を行う。DOD の直下に Katse 支所、Mohale 支所があり、各支所には維持管理のためのエンジニアが配置されている。LHDA には全職員は 293 名で、DOD には 158 名が所属している。Katse 支所には 42 名、Mohale 支所には 38 名の職員が所属している。本計画で水力発電設備を設置した場合、主に各支所のエンジニアが維持管理を実施することが想定される。また、LHDA は敷地の警備などの間接業務についてはアウトソーシングしており、今回対象の小水力発電設備についても間接業務については、レソト国内の会社を通じて地元住民が雇用される見込みである。

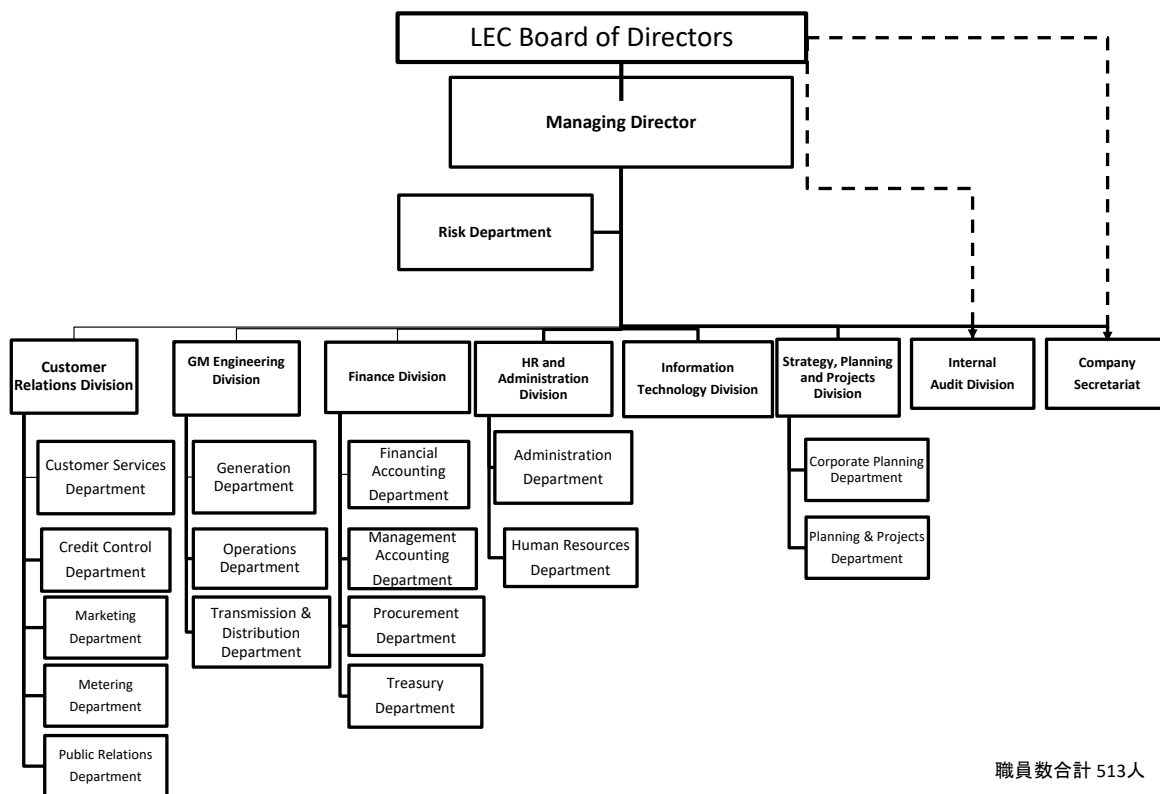
レソト国最大の水力発電所である Muela 水力発電所を視察したところ、発電設備は竣工後 20 年経過しているにも関わらず、油圧機器周りの油汚れや機器上部の埃の堆積も無く非常に整備された状態であった。同水力発電所での維持管理は LHDA の規定に従い、毎年の 2 週間主機停止による定期点検、10 年毎の 2 カ月間主機停止による定期点検が実施されることになっている。これらの点検期間中に必要な修理や損耗部品の交換などが行われる。主要設備はヨーロッパ企業製ではあるが、南アフリカ国にそれら企業の現地工場が在るため、交換部品の調達や必要な技術サポートが円滑に実施されている。なお、設備の維持管理や定期点検に要する費用はレソト国の年次政府予算として予算化されている。同水力発電所の視察や聞き取りからは、一定レベルの維持管理体制が整備されていることが伺える。

なお、送変電については LEC が NCC と RCC からレソト国内の 132 kV、88 kV、66 kV、33 kV、11 kV 系統を 24 時間体制で監視している。



出典：LHDA

図 3-1.7 LHDA の組織図



出典：LEC

図 3-1.8 LEC の組織図

3-1-5 財務状況

本調査の対象発電所が建設される場合に、プロジェクトの実施機関となる LHDA の損益計算書を表 3-1.10 に示す。営業利益は 2013 年から 2015 年は大幅にマイナスとなっており、2017 年も 46.6 百万マロチ（約 3.79 億円）の損失となっているが、LHDA は南アフリカ国政府及びレソト国政府からの資金により運営されている企業局であり、資金は長年にわたり両政府から補填されているため運営資金については問題ない。LEC への売電による収入も LHDA には入らずレソト国政府収入となる。

表 3-1.11 に LHDA の貸借対照表を示す。2017 年の自己資本比率は-4%であり、債務超過の状態にある。なお、資産の 98%を施設・設備機器が占めている。2002 年の南アフリカ国政府とレソト国政府の合意により、水力発電設備に係るコストはレソト国政府、水輸送に係るコストは南アフリカ国政府が負担することとなっている。

表 3-1.12 に示すとおり、LHDA の資本金の 90%を南アフリカ国政府が出資している。

表 3-1.10 LHDA の損益計算書

単位: 千マロチ

科目	2017	2016	2015	2014	2013
売上金	465,966	595,114	-	-	-
その他利益	81,413	28,988	24,765	19,522	19,233
利益合計	547,379	624,102	24,765	19,522	19,233
為替差損	(15,381)	(16,647)	(5,983)	(257)	(2,906)
建設および請負業者費用	-	-	-	(54,399)	(20,534)
減価償却	(353,109)	(349,550)	(350,408)	(349,917)	(308,267)
移転補償費用	(42,046)	(46,412)	(18,581)	(20,210)	(27,830)
給料・賃金	(117,032)	(104,252)	(93,610)	(75,138)	(63,180)
その他の管理及び運営支出	(66,417)	(48,697)	(149,353)	(39,707)	(81,429)
営業利益/損失	(46,606)	58,544	(593,170)	(520,106)	(484,913)
金融収益	7,523	9,711	8,538	6,736	7,044
金融費用	(7,457)	(9,338)	(11,165)	(12,573)	(14,530)
当期利益/損失	(46,540)	58,917	(595,797)	(525,943)	(492,399)

出典: LHDA Annual Report

表 3-1.11 LHDA の貸借対照表

単位: 千マロチ

科目	2017	2016	2015	2014	2013
資産					
非流動資産	9,535,503	9,667,918	9,847,884	10,091,862	10,357,048
既成工事と進行中の運転資本	9,528,740	9,660,803	9,840,417	10,080,205	10,343,452
投資資産	6,763	7,115	7,467	11,657	13,596
流動資産	179,798	296,090	243,366	208,480	175,151
売掛金	4,495	8,548	-	3,578	4
売買その他の債権と前払い	79,457	28,456	32,131	40,659	19,652
現金預金	95,846	259,086	211,235	164,243	155,495
総資産	9,715,301	9,964,008	10,091,250	10,300,342	10,532,199
純資産と負債					
純資産	(433,831)	(387,291)	(446,048)	9,656,669	9,905,691
資金	(433,831)	(387,291)	(446,048)	10,168,703	10,329,839
累積損失-水力発電	-	-	-	(512,034)	(424,148)
非流動負債	9,995,117	10,153,930	10,383,688	495,219	495,733
ローン、借入金	30,531	70,562	100,586	139,791	163,933
準備金	384,652	382,107	401,156	355,428	331,800
報酬の未払い金	51,191	40,458	41,529	-	-
繰越収益	9,528,743	9,660,803	9,840,417	-	-
流動負債	154,015	197,369	153,600	148,454	130,775
契約債務および未払金	47,999	40,968	27,247	21,817	10,040
契約保持	3,472	2,365	1,035	2,578	2,158
銀行当座貸越	4,959	1,435	377	862	17,686
準備金	31,452	79,198	65,508	18,443	241
貿易、その他の債務及び未払金	28,342	36,709	26,129	72,680	67,264
ローンと借入金の当期支払分	37,791	36,694	33,304	32,074	33,386
負債純資産合計	9,715,301	9,964,008	10,091,240	10,300,342	10,532,199

出典: LHDA Annual Report

表 3-1.12 LHDA のレソト国政府と南アフリカ国政府それぞれの資本金

単位: 千マロチ

	レソト国政府	南アフリカ国政府
LHDA 資本金 (2017)	1,002,770	8,876,181

出典: LHDA

3-2 Lesotho Energy Policy 2015-2025 のレビュー/主要論点・課題

レソト国では、国家計画文書（ビジョン 2020 と国家戦略開発計画（2012/13～2016/17）により再生可能エネルギー源確保とエネルギー利用の効率化が期待されており、LHWP の有する水力資源を利用した大型電源開発及び太陽光発電などの再生可能エネルギーを利用した民間 IPP 等の電力事業新規参入による市場活性化が期待されている。電力エネルギーへのアクセス向上を図るため同国では国家戦略開発計画を受けてエネルギー政策（Lesotho Energy Policy 2015-2025）を作成し、実現に向けて取り組んでいる。レソト国では国民生活を向上させるためエネルギーへのアクセス向上が重要であるとし、下記の具体的な課題について取り組んでいる。

- 地元の民間及び第 3 セクターのエネルギー事業への参画促進。
- 木材等のバイオマス燃料は、過剰利用が恒常的な干ばつを招くだけでなく、希少な資源であり有効活用が必要。
- 送配電のための老朽化した電力設備網の整備。
- エネルギー分野への民間参入条件などが未整備で電力コストが高く市場の活性化が必要。
- エネルギーの効率化利用検討と実現。
- 化石燃料と輸入電力への依存減。
- エネルギーインフラをサポートするための資金調達。

エネルギーへのアクセス向上ビジョンとして、最小限の環境負荷で持続可能な方法と価格を実現することで、全国民が例外なくアクセス可能となることを掲げている。さらにゴールとして次の 4 つを設定している。

- 生活の向上への貢献
- 経済成長と投資の促進への貢献
- 供給の保証
- 環境保護への貢献

これらのゴールを達成するために次の 15 項目の政策声明を発している。

表 3-2.1 レソト政府の 15 項目の政策声明

政策声明	概要
1. エネルギー部門の制度及び規制の枠組み	政府はエネルギー部門の管理と開発のための適切な制度・規制の枠組みを導入する。
2. 情報管理と発信	政府はすべてのエネルギー資源に関する十分な情報とデータを利用可能にして、定期的に更新されるようにする。
3. バイオエネルギー	政府は、バイオエネルギー資源の持続可能な供給を確保する。
4. 再生可能エネルギー	政府は再生可能エネルギーサービスへのアクセスと技術を改善する。
5. 電気のエネルギー効率	政府は、経済のすべての部門でエネルギー効率の良い運用と設備を促進する。
6. 発電	政府は、国内の電力供給の安全性を確保する。
7. 送電	政府は、電力供給を維持するために、信頼性の高い効率的な送電網を構築し維持する。
8. 配電	政府は、信頼性、手頃な価格、効率性といった電化目標を達成するために、すべての社会経済部門に対する電力へのアクセスを増やす。
9. 電源と取引	政府は、参加企業が平等な機会を持つ透明で競争力のある電力市場運営を確保する。
10. 電化	政府は、より多くのエンドユーザーの電力供給を確保する。
11. 石油製品の輸入と保管	政府は石油製品の供給の安全を確保するための措置を講じる
12. 石油製品の流通（小売及び輸送）	政府は、石油製品が利用可能であり、国内において公平に分配する。
13. 石油製品のエンドユーザー	政府は、石油製品及び関連サービスに対するエンドユーザーのより広範なアクセスを確保する
14. 投資の枠組みと資金調達	政府は、エネルギー部門のバリューチェーンのあらゆるレベルで投資と資金調達を促す環境を整える。
15. エネルギー価格	政府は、コスト回収を可能なエネルギー価格を設定し、価格設定の透明性を保証する。

出典：Lesotho Energy Policy 2015-2025

政策声明 6 の発電において大規模水力発電、小水力発電、風力、太陽光などの再生可能エネルギーへの公共部門の参加を示しており、政策声明 7 の送電においては設備の拡張・改修や維持管理体制の構築により、信頼性の高い効率的な電力供給を方針として示している。

3-3 Lesotho Energy Policy 2015-2025 に基づく開発計画履行状況

Lesotho Energy Policy 2015-2025 に基づく電力部門の開発計画の状況としては、レソト国政府はレソト国の電化計画として EU の支援により EMP を 2018 年策定し 2037 年までの長期の計画が示されている。オングリッド、オフグリッドの両面から、電化促進計画を立てている。

オフグリッドにおいては小規模発電設備（マイクログリッド）の展開が計画されている。これらの地域は、開発初期段階では送電網では電力供給できないため、マイクログリッドと太陽光発電の構成が計画されている。

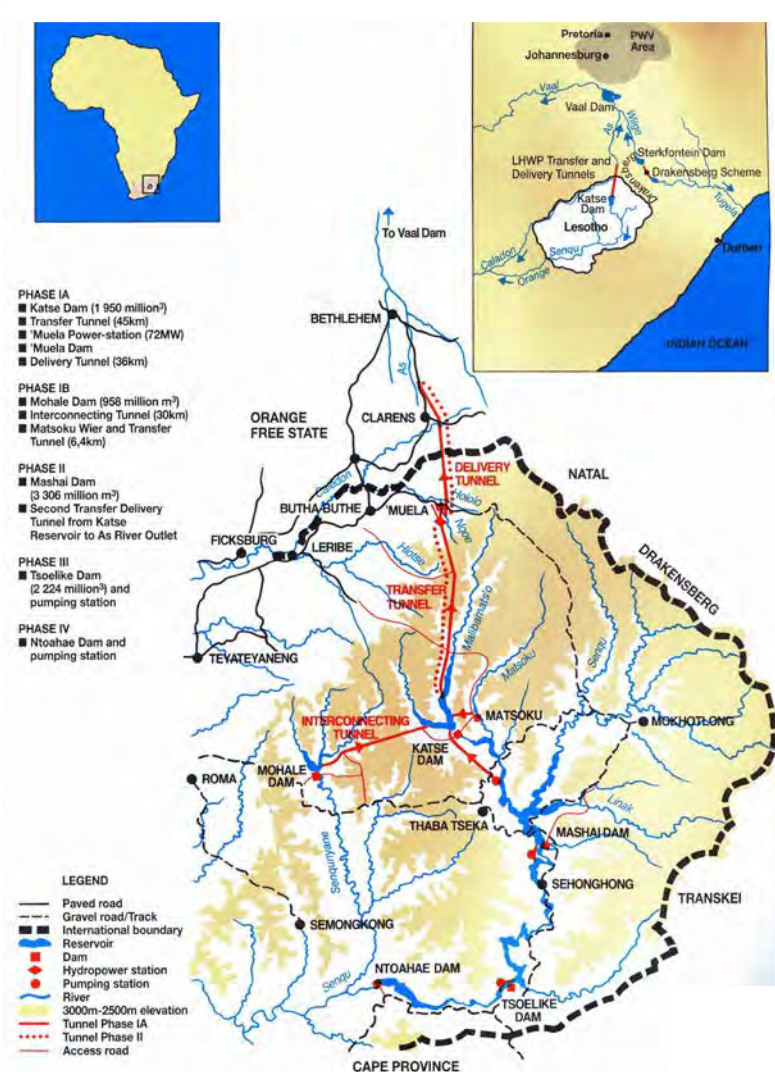
オングリッドについては、AfDB の支援により 2015 年から送配変電の拡張プロジェクトを実施中であり、また、20 MW の太陽光発電（IPP）を 132 kV Mafeteng 変電所に併設する計画があり、F/S を実施中である。オフグリッドについては、太陽光発電によるマイクログリッドの計画を積極的に推進しており、WB、UNDP、AfDB、USAID とそれぞれプロジェクトを実施している。

UNDP による SE4ALL（太陽光発電による地方部マイクログリッドプロジェクト）はプロジェクト実施段階である。

3-4 LHWP 及び LHDA 開発レビュー/主要論点・課題

3-4-1 LHWP の概要と進捗状況

LHWP は、レソト国と南アフリカ国の政府間のパートナーシップで開発された、水力発電を使用した給水プロジェクトである。レソト国全域にある大規模なダムとトンネルで構成され、南アフリカ国の Vaal ダムに水を供給している。LHWP の概要を図 3-4.1 に示す。プロジェクトは Phase I から Phase IV で構成されており、Phase IA で Katse ダムが、Phase IB で Mohale ダムがそれぞれ建設された。Phase II では Polihali ダムが建設される計画であるが、2019 年 12 月時点では、当初の計画から遅れが発生しており、F/S を実施中。全体の 16.7% が完了している。



出典：レソト国政府公式ウェブサイト

図 3-4.1 LHWP の概要

またレソト政府は同プロジェクトで計画されていた Kobong 揚水発電所 (1,200 MW) を 2030 年に降に延期した。表 3-4.1 には Sub-Task 4.6 Pre-feasibility Screening Study of Other Viable

Hydropower Option in Lesotho (Outside the LHWP) における、候補地及び開発サイトの優先順位が列挙されており、LHDA では Oxbow (80 MW) 水力発電所のスクリーニング調査が進められている。

表 3-4.1 LHWP 管理外水資源に関わる調査の結果

開発優先順位	プロジェクト
1	Oxbow
2	Senqu C, storage 65m dam
3	Senqu C, large storage 80m dam
4	Senqu D, large storage 65m dam
5	Senqu D, 35m dam
6	Senqu C
7	Senqu B
8	Senqunyane

出典：Sub-Task 4.6 Pre-feasibility Screening Study of Other Viable Hydropower Option in Lesotho (Outside the LHWP), LHDA

水力発電については、LHWP 及び LHDA により大小様々な河川を利用して建設に関わるスクリーニング調査が進められている。レソト国は乾期における河川の流量が限られていることから水源の確保が重要で、いずれも大型のダム建設を前提とした水力発電所建設計画となっている。また、各水力発電所は需要地からも距離があるため、送電線及び導水路建設を比較して経済的な立地で具体化する必要がある。既設の水力発電所及び計画されている水力発電所のリストを表 3-4.2 から表 3-4.4 に示す。

表 3-4.2 既設及び計画中の大規模水力発電 : 既設

No.	プロジェクト	河川	発電容量/仕様	事業費	備考	LEC 見解
1.	Muela 水力発電所 (Phase-1)	Malibamatso/Senqu	72MW	483.0 百万マロチ (1989年9月)	1998年に竣工し、現在まで運用されている	同地域の現状を考慮するとプロジェクトは肯定的。
2.	Muela 水力発電所 (Phase-1)	Malibamatso/Senqu	110MW 516GWh/年 平均有効落差 170m	-	Muela 水力発電所の拡張計画。	当初 Polihali プロジェクトと共に Muela 水力発電所の拡張も計画があった。
3.	Oxbow 水力発電プロジェクト	Malibamatso	80MW 516GWh/年	-	Pre-F/S は 1989 年に CIDA の資金で Moneco Consultants Ltd. によって実施された。	情報不足により、再調査が必要。当時の F/S が現在の需要を見越しているか確認が必要。
4.	Jordan 多目的プロジェクト	Senqunyane	36MW 200GWh/年	396.0 百万マロチ (1984年1月)	ドイツ援助プログラムの HYDROPLAN コンサルタントが Pre-F/S を実施。LHWP により延期中	-
5.	Quthing 小水力プロジェクト	Quthing	15MW	-	オーストリア資金で 1984 年に Pre-F/S を実施。	当時の F/S が現在の需要を見越しているか再調査が必要。

出典：LEC, HYDRO POWER GENERATION OPTION (2009)

表 3-4.3 既設及び計画中の小水力発電 : 既設

No.	プロジェクト	河川	発電容量/ 仕様	事業費 (USD million)	備考	LEC 見解
1.	Tlokoeng	Khubelu	670kW	0.321	1990 年竣工。現在運用停止中。	運用開始しているが、発電バランスと運用時間に問題がある。
2.	Motete	Motete	524MW	0.408	1980 年代に仏国 SOGREAH コンサルタント社 F/S を実施。	現在の要求仕様に合わせるため、再調査が必要。
3.	Qacha'sNek	Tsoelike	482kW	0.526	同上	同上
4.	Mokhotlong	Bafail	242kW	0.400	同上	同上
5.	Mokhotlong	Sehonghong	205kW	0.480	同上	同上
6.	Semonkong1	Maletsunyane	180kW	0.320	フェーズ 1 の 180kW 発電所は 1988 年に竣工。 フェーズ 2 の 400kW への拡張は準備できているが開始されていない。	同上
7.	Lesobeng	Lesobeng	110kW	0.496	1980 年代に仏国 SOGREAH コンサルタント社 F/S を実施。	同上
8.	Sehonghong	Sehonghong	700kW	1.640	同上	同上
9.	Sehlabathebe	Tsoelike	100/245kW	0.760	同上	同上
10.	Mokhotlong1 A	Mokhotlong	800kW	0.281	-	-
11.	Mokhotlong2 A	Mokhotlong	700kW	0.265	-	-
12.	Mokhotlong B	Mokhotlong	1,500kW	0.288	-	-
13.	Semonkong	Maletsunyane	340kW	0.088	ノルウェー資金で NORPLAN が F/S を実施	現在の要求仕様に合わせるため、再調査が必要。
14.	Mantsonyane	Mantsonyane	2,000kW	0.098	運用中。	-
15.	Sehlabathebe	Tsoelike	150kW	0.680	-	-
16.	St. Teresa	Masnat	200kW	0.380	-	-
17.	Lethena	Quthing	2,000kW	0.244	-	-
18.	Mosetlelo	Quthing	2,500kW	0.344	-	-
19.	Likhabaneng	Likhabaneng	4500kW	0.400	-	-
20.	Pitseng	Tsainyane	70kW	0.384	1980 年代に Taiwan Power Company が Pre-F/S を実施	現在の要求仕様に合わせるため、再調査が必要。
21.	Ha Ntsi	Liphiring	30kW	0.904	同上	同上
22.	Mokhotlong	Mokhotlong	795kW	0.235	-	-

出典：LEC, HYDRO POWER GENERATION OPTION (2009)

表 3-4.4 計画されている揚水力発電

No.	プロジェクト	河川	発電容量/仕様	事業費	備考	LEC 見解
1.	Monontsa 揚水力	Pitseng	1,000MW 平均有効落差 620m	-	2004 年に LHDA と Eskom の間で合意覚書が取り交わされた。Pre-F/S が間もなく開始される。	-
2.	その他の3つの揚水力プロジェクト	4 サイト	それぞれ 1,000MW 以上 平均有効落差 500m 以上	-	No.1 の Monontsa 揚水力は本サイトと比較して最適なサイトである。LHWA フェーズ 2 で Mashai ダムの 1500MW が検討される。	-

出典：LEC, HYDRO POWER GENERATION OPTION (2009)

3-4-2 LHDA による電力開発計画

(1) Katse ダム、Mohale ダム、Polihali ダムの小水力発電設備の F/S : Sub-Task 4.3 Analysis of Viable Small or Medium Hydropower Options

2018 年 LHDA により作成された F/S である Sub-Task 4.3 Analysis of Viable Small or Medium Hydropower Options は本調査の対象である Katse ダム、Mohale ダム、Polihali ダムの小水力発電設備の設計計画等が示された報告書である。EDF (仏国電力会社) と GIBB (南アフリカ国のコンサル) のコンソーシアムによって同レポートは作成された。同レポートでは、維持放流及び利水の根拠となる資料は示されていない。本調査では、事前情報として同レポートを参照して、上記 3 サイトの協力事業対象の妥当性を検討した。

(2) 計画中の水力発電所の系統への接続計画 : Sub-Task 4.4 Review the Existing and Planned Expansion of the Lesotho Transmission and Distribution Network

2018 年 LHDA により作成された F/S である Sub-Task 4.6 Review the Existing and Planned Expansion of the Lesotho Transmission and Distribution Network には、Mohale ダム、Katse ダム、Polihali ダムを含む計画中の水力発電所の系統への接続計画が示されている。Mohale ダム及び Katse ダムについては、既設の変圧器等の設備容量は十分余裕があり、発電した電力は昇圧変圧器を介して既設の 11 kV 変電所の母線に接続することが可能である。また、Polihali ダムについても、現状計画されている送変電設備に小水力発電電源を問題なく接続可能であることが示されている。

(3) LHWP の対象地以外の水力発電の候補地調査 : Sub-Task 4.6 Pre-feasibility Screening Study of Other Viable Hydropower Option in Lesotho (Outside the LHWP)

LHWP の対象地以外の水力発電の候補地について独自にスクリーニング調査を実施している。

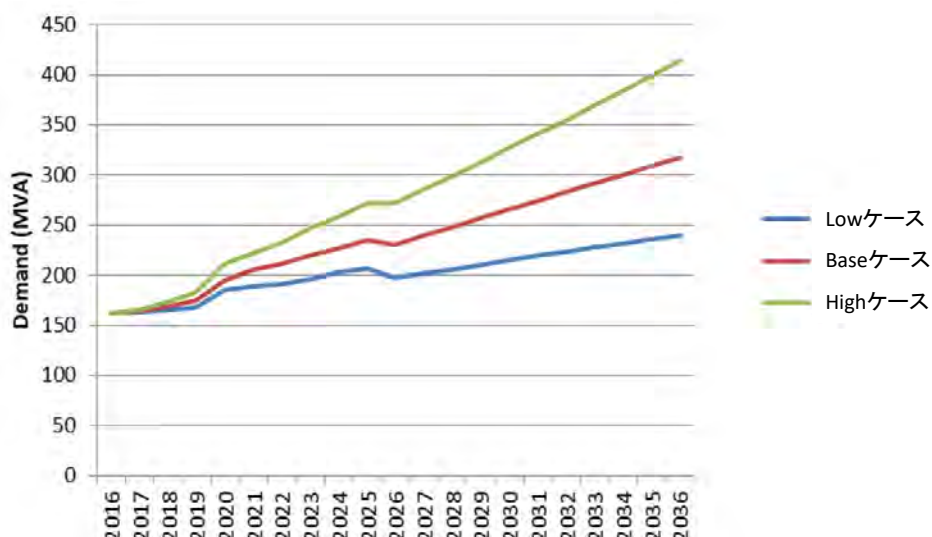
3-5 電力需要・供給計画

3-5-1 電力需要・供給計画概要

(1) 需要予測

EMPにおいて Demand Forecast Report として開発計画のベースとなるレソト国の需要予測が示されている。本需要予測では各カテゴリー（家庭、行政、農業、工業、学校など）別に電力需要を予測し、それらを積み上げて算出するモデルを採用している。

図 3-5.1 に 2036 年までの電力需要予測を標準需要予測として標準ケース（同グラフにおける Base）、高需要（同 High）ケース、低需要（同 Low）ケースをそれぞれ示す。標準ケースにおいて 2036 年には電力需要が約 320 MVA となり、20 年間で約 2 倍に増加する予測となっている。また、2020 年から 2025 年まで Kobong 揚水力発電所の建設による 20MVA の負荷が予定されているため、同期間の電力需要が高まる予測となっている³。



出典：FORMULATION OF THE LESOTHO ELECTRIFICATION MASTER PLAN, Demand Forecast Report

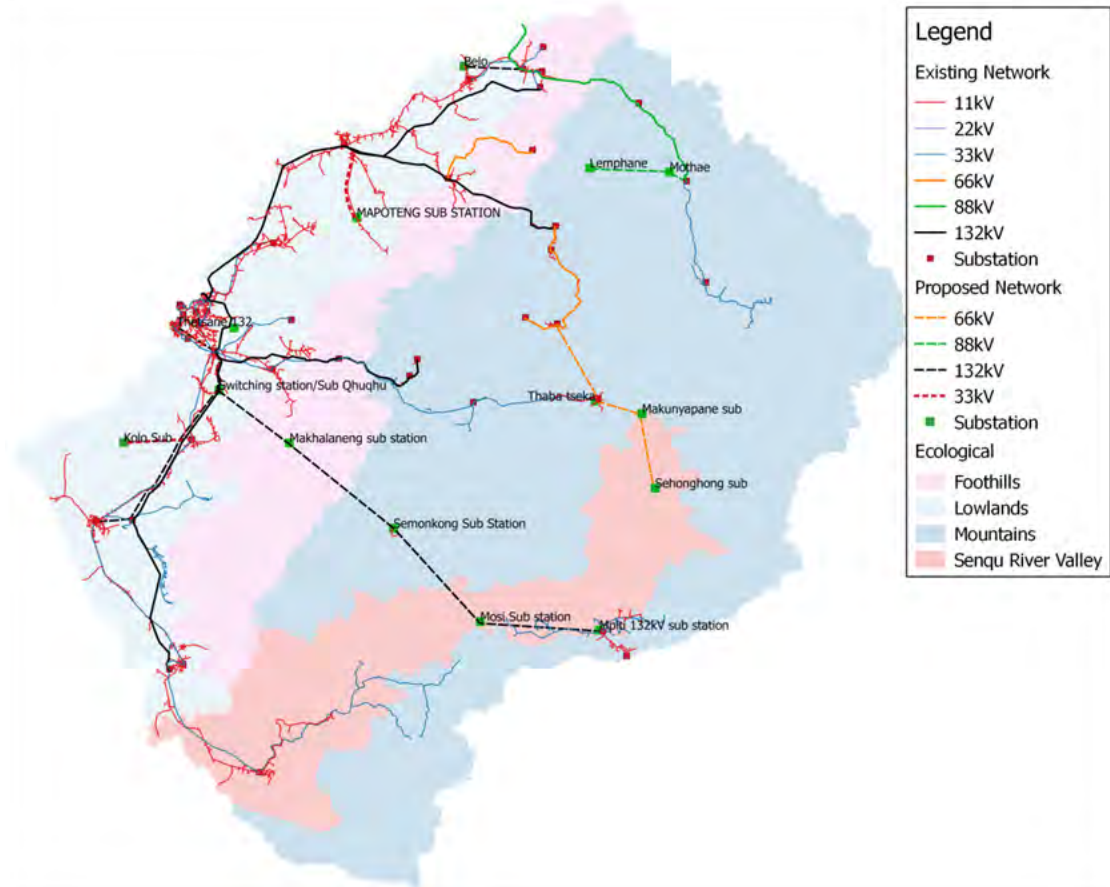
図 3-5.1 レソト国の電力需要予測

(2) 電力系統開発計画

1) 送配電・変電

レソト国内の送配電・変電設計計画については基本的に EMP において、図 3-5.2 及び表 3-5.1 のとおり 2017~2036 年の長期に渡る送電網開発計画が示されている。環状線を構成することで冗長性を向上し停電事故対策、電力系統の拡張、及び将来的に増大する需要に対応するための設備増強が主な目的である。

³ 2018 年 3 月時点の需要予測。2019 年 11 月調査時点では、揚水力発電所の建設時期は 2030 年以降に延期された。



将来（2036年）の送配電系統

出典：FORMULATION OF THE LESOTHO ELECTRIFICATION MASTER PLAN, Grid Development Plan Report

図 3-5.2 2036年の送配電系統

表 3-5.1 送変電設備増強計画

タイプ	起点	終点	備考	電圧	運用開始年	亘長 (km)
送電線	Maputsoe	Mapoteng	既存の需要増加に対応するための増強	33 kV	2020	30
送電線	Thaba Tseka	Mokhotlong	Thaba Tseka及びMokhotlong供給の増強	33 kV	2020	75
送電線	Morija	Kolo	既存採鉱需要の増加と新しい採鉱に対処するため	33 kV	2019	25
送電線	Botshabelo	Ha Makhoathi	既存の需要増加に対応するための増強	33 kV	2020	15
送電線	Hlotse	Buth-Buthe	既存の需要増加に対応するための増強	33 kV	2020	30
送電線	Katse	ThabaTseka	Thaba Tseka供給の増強	66 kV	2022	50
送電線	Mohale's Hoek	Mphaki	既存系統の増強	132 kV	2021	150
送電線	Muela	Khukhune	南アフリカ国との接続と Letseng、Mokhotlongの132 kV系統への接続の強化	132 kV	2018	8
送電線	Khukhune	Ha Belo	新工場（LNDC）への供給のため	132 kV	2020	30
送電線	Liqhobong	Lemphane	Lemphane鉱山への供給	132 kV	2021	25
送電線	Letseng	Mothae	Mothae鉱山への供給	33 kV	2019	25
送電線	Mazenod	Qacha's Nek	既存の需要増加に対応するための	132 kV	2021	230

タイプ	起点	終点	備考	電圧	運用開始年	巨長 (km)
			増強			
送電線	Mazenod	Thetsane	132 kV系統の環状化のため	132 kV	2021	25
送電線	Mt Moorosi	Mosi	132 kV系統の環状化のため	132 kV	2021	70
送電線	Lejone	Polihali	132 kV系統の環状化のため	132 kV	2021	80
送電線	Polihali	Mokhotlong	予定される新水力発電/ダムに関連	132 kV	2020	30
送電線	Letseng	Mokhotlong	132 kV系統の環状化のため	132 kV	2024	60
送電線	Khukhune	Letseng	132 kV系統の環状化のため	132 kV	2024	75
送電線	Letseng	Liqhobong	132 kV系統の環状化のため	132 kV	2024	50
変電所	-	-	Ha Mofoka、Ramabanta、Semonkong、Ha Mosi、Ha Mpiti の変電所	-	2021	-
変電所	-	-	Ha Ramabanta、Semonkong、Ha Mosi、Ha Mpitiの電化計画	-	2021	-
顧客補償	-	-	Secure Line Route (compensation for 50 households)	-	2021	-
変電所	-	-	Maseru South変電所	33/11 kV	2019	-
変電所	-	-	Mapoteng変電所	33/11 kV	2020	-
変電所	-	-	Mokhotlong変電所	33/11 kV	2020	-
変電所	-	-	Kolo 33/11 kv変電所	33/11 kV	2019	-
変電所	-	-	Ha Makhoathi 33/11 kV 変電所	33/11 kV	2020	-
変電所	-	-	Thaba Tseka変電所	66/11 kV	不明	-
変電所	-	-	Thetsane変電所	132/33 kV	不明	-
変電所	-	-	Ha Mofoka開閉所	132 kV	不明	-
変電所	-	-	Khukhune 132 kVのアップグレード、南アフリカ国との連携強化	132 kV	不明	-
変電所	-	-	Ha Ramabanta変電所	132/33/11 kV	不明	-
変電所	-	-	Semonkong変電所	132/33/11 kV	不明	-
変電所	-	-	Ha Mosi変電所	132/33/11 kV	不明	-
変電所	-	-	Ha Mpiti B変電所	132/33/11 kV	不明	-
変電所	-	-	Ha Belo変電所、南アフリカ国との連携強化	132/33/11 kV	不明	-
変電所	-	-	Lemphane変電所	132/33/11 kV	不明	-
変電所	-	-	Mothae変電所	33/11 kV	不明	-
その他設備増強	-	-	Limkokwin、Lerotholi Polytechnic、Mashoeshe 2の負荷増加へ対応するための開閉所の増強	-	2018	-
その他設備増強	-	-	Limkokwin、Lerotholi Polytechnic、Mashoeshe 2の負荷増加へ対応するための遮断設備の増強	-	2018	-
その他設備増強	-	-	Ha Fosoの新開閉所、Maseru北部の需要への対応のため	-	2018	-
その他設備増強	-	-	Palace of Justice、Hills View、Husteds、CTC、Alliance、Sefika HS及びCenez RdのRMUの交換	-	2018	-

出典：FORMULATION OF THE LESOTHO ELECTRIFICATION MASTER PLAN, Grid Development Plan Report

2) 系統解析

EMPでは前述の電力需要予測を基に、電力需要を各変電所に割り当て、2036年までの20年間について、5年ごとの断面で潮流解析を実施し、新設・改修が必要な設備の計画を立案している。

なお、LEC は系統解析ソフト DIg SILENT を所有しており、系統解析エンジニアが解析を実施する能力を有している。

(3) 送配電網・変電所建設及び太陽光利用のオフグリッド

送変電については、EMP により 2017～2036 年の長期に渡る送電網開発計画が策定されている。以下に主要な課題を列挙する。

- 総予算 2,400 百万マロチ (=120 百万 /年×20 年、約 195.6 億円) を計画しているが、レソト国政府から予算・開発期間については公式承認されていない。
- 送電網開発計画の優先順位付けとしては、理想的には村レベルでの配電計画網が望まれるが、村ごとの世帯数のような主要データが整備されておらず、実現できていない。
- 都市部と農村の電力特性が異なるため、地域にあった電力供給計画が求められる。都市部では、負荷が高密度となるため、電力網設計上、送電路の多重化等の対処をすべきである。他方、農村地域では、多くの場合長距離の送電線及び低電圧と軽負荷が要求され、品質を損なうことなくコストを抑えるための検討が要求される。

レソト国では新規電源の計画がいくつかあり、以下に主要な課題を列挙する。

- オフグリッドの電化計画の実現のために EMP は年間約 30 百万マロチ (約 2.2 億円) を小規模発電設備に割り当てているが、レソト国政府から予算・開発期間については公式承認されていない。
- 民間参入条件などが未整備であり、IPP 促進の参入の障壁となっている。
- 輸入電力の価格は 2017 年の実績で USD 0.1/kWh 未満であり、新規に電源開発をした場合に発電コストが輸入価格を上回る可能性がある。

(4) 国際連系等

レソト国は南部アフリカにおける電力企業の代表から構成される SAPP に加盟している。加盟国に対して信頼性と経済性の高い電力供給を行うことを目的に設立された機関であり、アフリカ南部 12 ヶ国 (南アフリカ国、レソト国、他) で、構成されており、送電系統の建設計画や系統運用が協調して実施されている。

2015 年時点の SAPP 加盟国内需給バランスでは SAPP 内全発電容量 61,859 MW に対し送電端発電可能容量は 46,910 MW であり、ピーク需要 48,216 MW に対し予備力を含めた必要供給力は 55,157 MW である。つまり 8,247 MW の電力供給が不足している。系統連系している SAPP 加盟国のみで計算した場合でも、7,921 MW が電力供給として不足している。SAPP 内における発電容量、ピーク需要ともに南アフリカ国が 80%弱を占めている⁴。レソト国は南アフリカ国より、132kV、230 MW 2 回線でレソト国首都 Maseru 近傍から電力融通をしており、国の不足電源を南アフリカ国より供給を受けている。

2008 年には南アフリカ国で深刻な電力不足が発生し、南アフリカ国からの輸入電力がなくなったことで、LEC は大規模な計画停電を余儀なくされ、自国の電源不足のリスクが表面化した。

⁴ アフリカ地域南部アフリカパワープール情報収集・確認調査, JICA

第4章 他ドナーによる支援概要

第4章 他ドナーによる支援概要

表 4-1.1 に国内調査及び現地調査のうえ、レソト国政府関係者に確認した、電力セクターに係る各ドナーの支援概要を示す。各ドナーの支援内容は、概して LEC の電力系統網に接続しない太陽光発電及び郊外のマイクログリッド設備の計画が主軸で、局所的に最適な電化を目指している。レソト国では広域な山岳地で生活する遊牧生活者は約 100 万人といわれており、同地域で生活する住民への電力供給は太陽光での分散型電源配置となる。太陽光発電は現在の LEC の発電に比較してコストが高くなる傾向がある。本計画による小水力発電は基本的に LEC の 11kV 電力系統への接続で、配電線を経由して住民へ電気を供給するものである。

表 4-1.1 各ドナーの支援概要

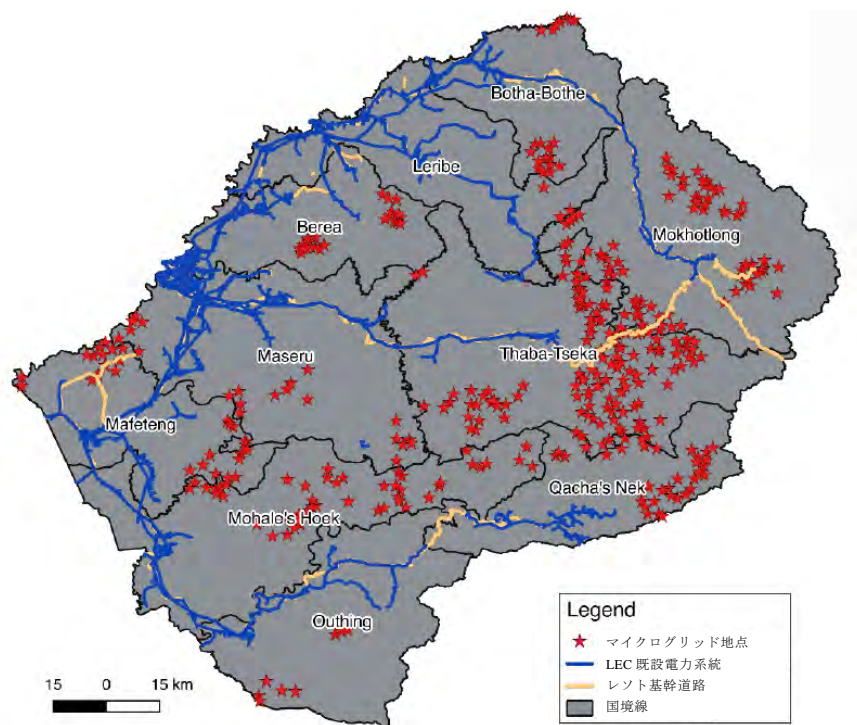
実施年度・期間	機関名	案件名	金額	援助形態	プロジェクトが上位計画の目標達成に果たす役割
実施中	欧州連合	FORMULATION OF THE LESOTHO ELECTRIFICATION MASTER PLAN	—	開発計画立案	マスタープラン
2015～実施中	アフリカ開発銀行	The Urban Electricity Distribution and Transmission Expansion Project	—	有償	送配変電プロジェクト
2016～実施中	国際連合開発計画	Development of Cornerstone Public Policies and Institutional Capacities to accelerate Sustainable Energy for All (SE4ALL) プロジェクト	US\$ 22,767,837	無償	太陽光発電による郊外マイクログリッドプロジェクト
2016～実施中	アメリカ合衆国国際開発庁	Feasibility study on a portion of the One Power – Neo 1 Solar PV 20 MW.	—	有償	太陽光発電による郊外マイクログリッドプロジェクト
2016～実施中	アメリカ合衆国国際開発庁	Feasibility study on LHWP Phase2 (Muela)	—	無償	水力発電所計画
2018～実施中	アフリカ開発銀行	Renewable Energy Grid Integration Study	—	無償	太陽光発電の調査
2021～2022	世界銀行	Lesotho Renewable Energy & Energy Access Project (P166936)	—	有償	太陽光発電による郊外マイクログリッドプロジェクト

出典：調査団

4-1 世界銀行 World Bank (WB)

WB は 2021 年から 2022 年にかけて、マイクログリッドプロジェクトを中心に進めることを計画之中である。電力売買契約である PPA は LEWA が決定する。レソト国の支援に関しては、

LHDA のレポートに詳細な電化計画がある。LHDA の計画書は、フランス電力省（EDF と別組織）がコンサルタントとして調査を実施しレソト国政府が承認している。WB が実施中の Lesotho Renewable Energy and Energy Access Project (P166936) において、レソト国と案件価格交渉中であり、2020 年中に合意予定である。図 4-1.1 の赤色星印はマイクログリッドプロジェクトの地点示しており、既設 LEC 電力系統網から離れている。



出典：WB 報告書

図 4-1.1 LEC 電力系統網から離れた場所にあるマイクログリッド

レソト国に対する WB の融資枠はかなり小さいため、共同融資プロジェクトを通じた JICA や他ドナーとの協業は、レソト国への WB の関与の範囲を拡大するのに有用とのことである。

4-2 アフリカ開発銀行 African Development Bank (AfDB)

AfDB の南アフリカ事務所は、南部アフリカ地区 13 カ国を管轄している。レソト国の電力分野の支援も南アフリカ事務所が担っている。レソト国には AfDB のコンサルタントが交代で駐在している。AfDB では太陽光発電の計画が先行しているが、小水力発電との組み合わせはアイデアとして考えられる。南部アフリカパワープールも電力が足りていないため、レソト国の電力輸入が減少することは南アフリカパワープールにとって有益である。

今後、AfDB は送配電システムの改善、郊外での再生可能エネルギーによる電化、IPP による開発促進に焦点を当ててプロジェクトを支援している。

4-3 国際連合開発計画 United Nations Development Programme (UNDP)

UNDP は、SE4ALL プロジェクトを通じ、レソト国中・南部で 10 ヲ所の太陽光発電を 2016 年からパイロットプロジェクトとして実施中である。図 4-3.1 にマイクログリッドにお

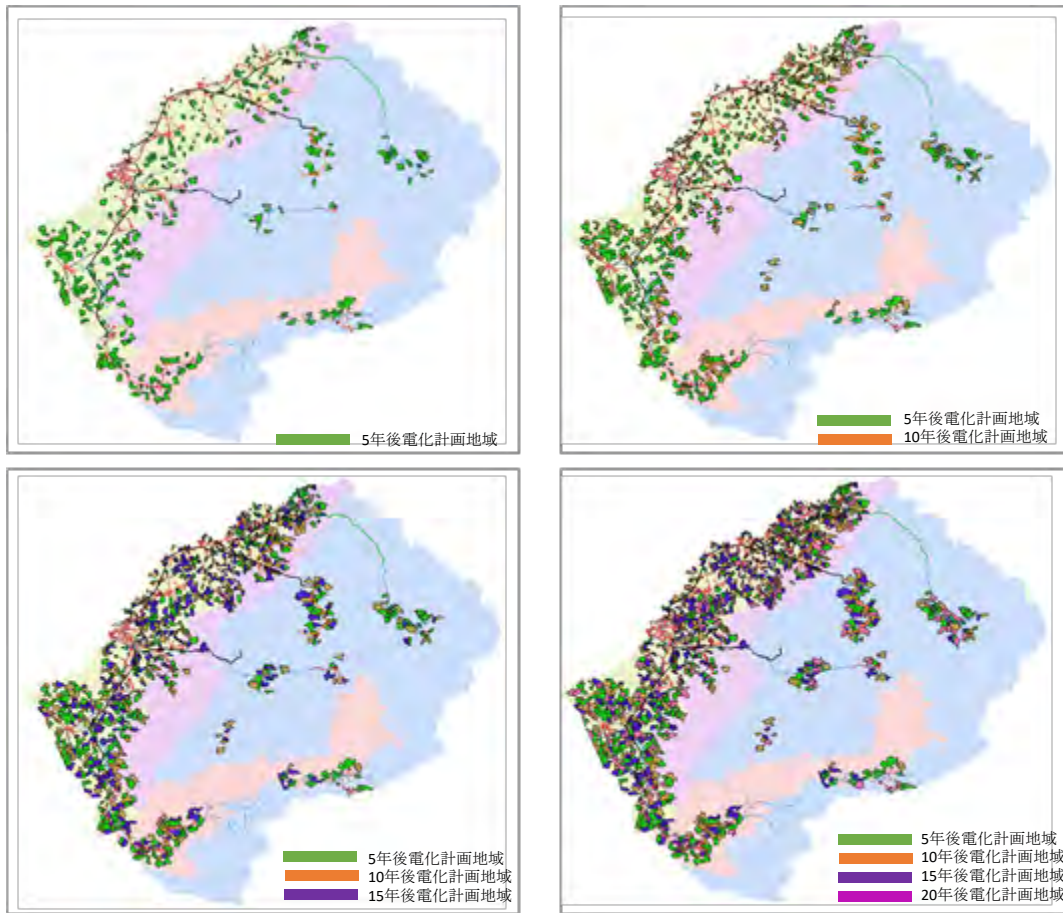
ける携帯電話充電所の例を示す。現在詳細設計段階であるが、当初の計画から遅延している。プロジェクト計画書はレソト国政府内で正式承認されており、UNDP は同プロジェクトにて、①政府の規制の改善による今後の IPP 等の投資の促進、②町や村以外に居住している人口データや山岳地帯で遊牧生活を送っている世帯数等を調査、③福祉計画（Outreach Program）で、マイクログリッド（太陽光発電）教育用図書を整備を推進中。図 4-3.2 に電化エリア拡張 20 年計画を示す。

太陽光発電の電気料金は、他電力より高いということを、UNDP は認識している。ドナーは Global Environmental Facility, UN で、住環境に対する配慮と評価も行っている。



出典: SE4ALL

図 4-3.1 マイクログリッドにおける携帯電話充電所の例



出典: SE4ALL

図 4-3.2 電化エリア拡張20年計画（5、10、15、20年）

4-4 アメリカ合衆国国際開発庁 United States Agency for International Development (USAID)

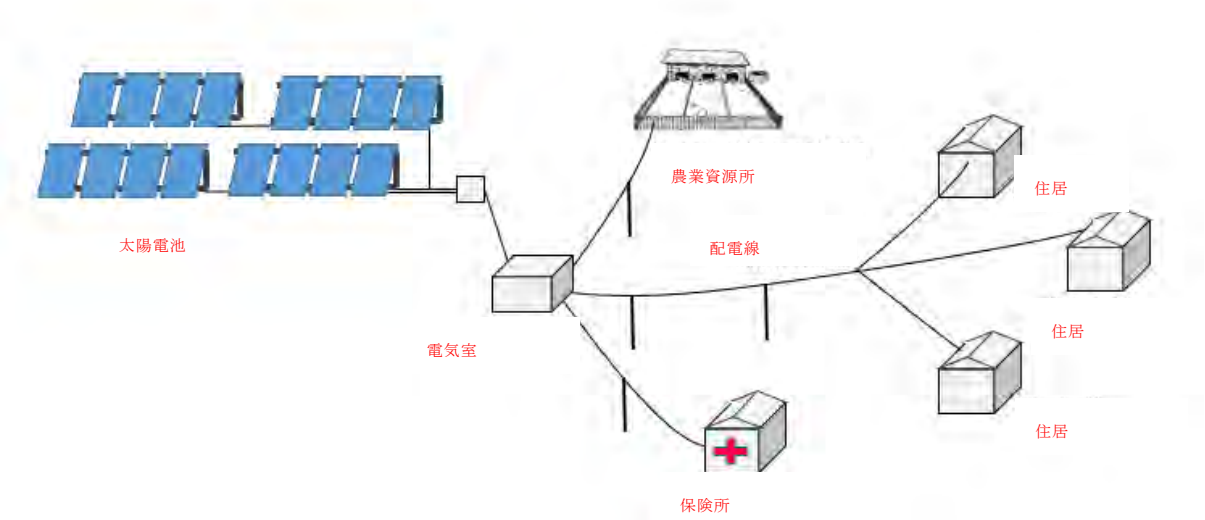
USAID は南アフリカ国プレトリアに本部を置き、主に LEC への技術支援並びに経営・マネジメント・政策の公文書化の支援協力を実施している。

現在 Mafeteng 132 kV 変電所併設の 20MW 太陽光発電、Feasibility study on a portion of the One Power – Neo 1 Solar PV 20 MW (IPP) の支援を手掛けており、2017 年に入札をかけたが、現在も契約交渉中であり、2021 年に工事を開始する予定である。USAID のレソト国電力開発については南アフリカ国の USAID が担当している。計画中の LHWP Phase2 (Polihali) のコンサルタントである CDM Smith によると LHWP Phase 2 で作業しているプロジェクトオフィスが Maseru にある。その他レソト国の再生可能エネルギー事業は、南アフリカ国のプレトリアに在る CDM Smith のオフィスで管理している。One Power – Neo 1 Solar PV 20 MW 電力プロジェクトの F/S もその一つ。

太陽光発電システムで構成されている一部のマイクログリッドには、3 MW 未満の小水力発電を組み込むことが可能と予想されるが、小水力開発の計画は無い。

4-5 欧州連合 Delegation of the European Union to Lesotho (EU)

事前に WEB から入手した EU 作成のオフグリッド・オングリッド計画書である EMP は、最終版が存在し同レポートを面談時に受領した。図 4-5.1 に太陽光発電システム構成図及び図 4-5.2 に家庭用太陽光発電実装例を示す。同レポートはレソト国政府によって承認済で、一部入札を実施中。



出典: EU off-grid plan

図 4-5.1 太陽光発電システム構成図



出典: EU off-grid plan

図 4-5.2 家庭用太陽光発電実装例

第5章 候補プロジェクトの特定

第5章 候補プロジェクトの特定

5-1 電力需給計画における本調査の位置づけ

3-4-1 「LHWP の概要と進捗状況」のとおり、レソト国内の主要電源は Muela 水力発電所 (72MW) のみである。LEWA Annual Report 2017-2018 によると、2017/18 年における電力需要は 167MW で、同発電容量は電力需要の半分以下 (49~55%) の出力である。このため不足分電力は SAPP からの輸入¹に依存している。このような電力不足を改善するため、ダムを管理する LHDA では、これまで単に河川に放流していた維持放流水を再生可能エネルギーとして有効活用する電力開発計画 (Sub-Task 4.3-Analysis of Viable Small or Medium Hydropower Options within the Existing LHWP System) を進めており、レソト国は我が国の無償資金協力による技術援助を検討している。同放流を利用した小水力発電所調査対象の各ダムには送電線が延線されていることから、レソト国の電力系統への接続は可能である。

レソト国の送電線網は Muela 水力発電所を中心とする 132kV 送電線により基幹電力系統が構成されており、同国内の幹線道路に沿って送電線が構成され各村落にある変電所から低圧配電線により住民に配電されている。また、同送電線は SAPP 送電線網にも接続されており、電力不足の際には融通が可能となっている。WB 資料²によれば、2017 年の電化率は約 38% であり、年々増加する傾向にある。住民の半数は Maseru を中心とした国境に近い場所に居住しているが、残りの半数の住民は広域な山岳地域で遊牧を生活様式としている。このため、送電線網は国境地域の需要地に集中しており、そこからさらに山岳地に建設されたダムに向かい放射状に建設されている。レソト国は年々需要が増加する電力事情に対して、3-1 「電力・エネルギーセクターの現状」のとおり、レソト国は EU の支援により EMP を作成しており、送配電網の拡張について計画している。また、USAID 及び UNDP は太陽光発電による地方電化プロジェクトを実施している。また LHDA はフランス電力省の支援により北部地域において大型水力発電所建設の F/S を行っている。これまでの他ドナーへの聞き取りから、他ドナーによる小水力発電所建設に係る支援の重複はない。

5-2 候補プロジェクトのショートリスト

本計画の小水力発電所はこれまでエネルギーとして活用されていなかった EWR (Environmental Water Requirement) とよばれる環境放流 (利水放流を含む) を発電に有効活用するものである。本調査では対象地の維持放流に関する資料を確認するとともに、各候補地における小水力発電設備設置スペースから、候補プロジェクトサイトにおける発生可能な電力量を算出した。各対象地における想定出力を表 5-2.1 に示す。また、プロジェクトサイト候補地地図を添付資料-11 に示す。

¹ 南アフリカ国から約 15 億円、モザンビークより約 9 億円: LEC 2017 Annual Report

² <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?end=2017&locations=LS&start=2000>

表 5-2.1 各対象地の状況、予想される出力

対象地	状況	期待される出力	実現性及び課題
Katse	現在発電所建屋、放水提及び 500kW 小水力発電設備設置 2 ユニット用配管が配置済	最大約 1 MW	ダムから水車に流す水量を調整する入口弁などを、これまでの油圧サーボモーターから電動モーターに変更することで省スペース、自動運転化を図る。また、機材搬入のための道路約 200m 建設が必要。
Mohale	現在発電所建屋及び小水力発電設備設置 1 ユニット用配管が配置済	最大約 1 MW	水車から使用した水を放水提へ効率よく河川に放水するためのドラフトチューブと呼ばれる管を設置するため、建屋壁面を貫通する改造が必要。配筋など建屋の強度を確認するための躯体構造に係る調査が今後必要。
Metolong*	既設建屋に小水力発電設備据付スペース無し	最大約 0.1MW	既設鉄管延長した上で、発電所用地及び建屋を河川敷に確保する必要。既設放水用パイプ延長、水力発電所建屋建設、建設用道路、変電所改造などの付帯工事あり。費用対効果が課題。
Polihali	2020 年ダム建設入札予定	(流量不明) Mohale 同様程度と想定	ダム本体に小水力発電所を建設。ダム完成 2023 年以降で不確定要素が多い。

注：*Metolong ダムの管轄は Commission of Water

出典：調査団

5-3 無償資金協力事業の可能性

(1) 維持放流量に係る現状と将来方針

放流量を管理している LHDA によれば、各ダムにおける維持放流量については、LHDA がコンサルタント会社に依頼し算定した結果により、河川などから各ダムに流れ込む水の流入量の 10%程度となっている。また、レソト国環境省が管理する「環境影響評価ガイドライン」においても維持放流量に係る明確な規定は無く、河川を利用する住民からの苦情等がなければ問題とは取り上げていない、という現状説明が環境省からあった。一方、LHDA は水文データに関する管理部局を有しており、各ダムへの流入量及び維持放流量に関する算定方法について、ダム運用を開始した 1986 年以来、これまで何回か見直している。同計算方法を添付資料-9 (IFR Presentation to management 出典 LHDA) に示す。

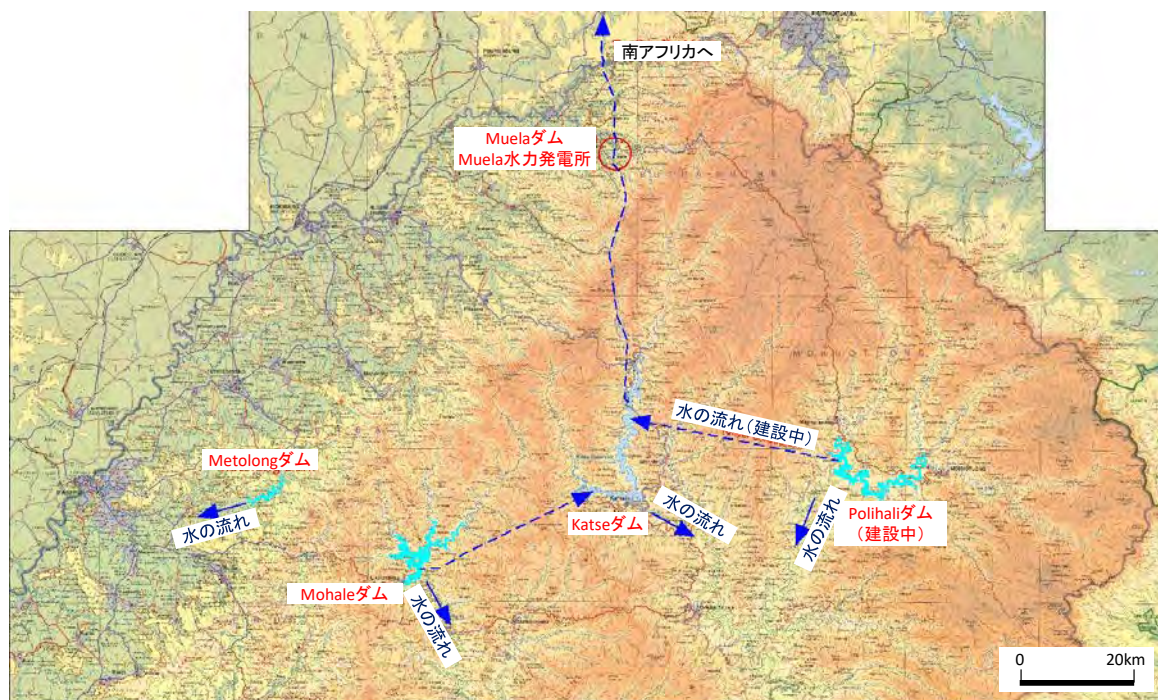
本調査対象地各ダムの送水先については、Mohale ダム及び Katse ダムが南アフリカ国への輸出用、Metolong ダムは国内用となっている。表 5-3.1 は LHDA より入手した南アフリカ国への送水量を示す資料であるが、この表より 2005 年に Mohale ダムと Katse ダムがトンネルで繋がった時点で南アフリカ国への送水量が安定している。その後、Polihali ダムが完成後に（表内では 2019 以降）さらに南アフリカ国への送水量が増加予定であることが示されている。ただし、LHWC によれば本表に示す送水量は保証値レベルのものではなく、暫定的に設定されたものとのことである。LHDA によれば、各ダムに貯水された水の水利優先度は維持放流向けが最も高い位置付けとしている。また Katse ダムから南アフリカ国へ送水時に発生する電力量も重視しているとのことであり、総合的な観点から南アフリカ国への送水量が決定されるとのことである。なお、南アフリカ国への送水量の調整は、Katse ダムからの送水トンネル末端付近に位置している Muela 発電所で調整される。

表 5-3.1 年次別南アフリカ国への最小送水量の取り決め

年	送水量 (百万 m ³)	年	送水量 (百万 m ³)
1995	57	2021	927
1996	123	2022	941
1997	190	2023	954
1998	258	2024	968
1999	327	2025	982
2000	398	2026	996
2001	470	2027	1,010
2002	543	2028	1,024
2003	618	2029	1,037
2004	695	2030	1,051
2005	772	2031	1,065
2006	780	2032	1,079
2007	780	2033	1,093
2008	780	2034	1,107
2009	780	2035	1,120
2010	780	2036	1,134
2011	780	2037	1,148
2012	780	2038	1,162
2013	780	2039	1,176
2014	780	2040	1,190
2015	780	2041	1,203
2016	780	2042	1,217
2017	780	2043	1,231
2018	780	2044	1,245
2019	899	-	-
2020	913	-	-

出典：LHDA

本調査対象の各ダムと河川の関係を図 5-3.1 に示す。Katse ダム地点、Mohale ダム地点及び Polihali ダム地点の水は Senqu 川として合流後レソト国南側へ流れているが、南アフリカ国への送水は Muela 発電所を經由して北側へ流域変更されている。



出典：調査団

図 5-3.1 各ダムの水の流れ

本調査で収集した情報から、維持放流をこれまで以上増加することは南アフリカへの送水量減少に結び付くことから、小水力発電用として維持放流量を増加させることは困難と考えられる。このため現放流量が発電で使用出来る最大流量と考えるのが妥当と判断される。

水力発電における使用水量は発生電力量と建設コストの関係から、年間発生電力量が最大となるよう発電のための水量を設定するが、一般的に豊水量（Q95: 1年のうち95日はこの流量よりも下回ることはない水量）と呼ばれる、年間で安定確保できる水量を基準として水力発電所の使用水量を決定することが多い（添付資料-10参照）。これにより、Mohaleダム及びKatseダムは約1.0 m³/sec、Metolong地点は0.03m³/secが最適使用水量となる。Metolongダムはその年によって降雨量の変動が多いため設備利用率は低くなるが、設置されている放流バルブの最大流量0.31 m³/secを発電流量設定値とする。なお、各地点の発電落差²や発電効率等を仮定して発電出力を概算すると以下のとおりとなる。

【Katse Site】

使用水量 Q=1.0 m³/sec、有効落差 H=150m、合成効率 $\eta=0.8$

発電出力 $P = 9.8 \times 1.0 \times 150 \times 0.8 = 1,176 \approx 1,100 \text{ kW}$

【Mohale Site】

使用水量 Q=1.0 m³/sec、有効落差 H=130m、合成効率 $\eta=0.8$

発電出力 $P = 9.8 \times 1.0 \times 130 \times 0.8 = 1,019.2 \approx 1,000 \text{ kW}$

【Metolong Site】

使用水量 Q=0.31 m³/sec、有効落差 H=50m、合成効率 $\eta=0.8$

²ダム水位の変動した場合、水車の有効落差も併せて変動する。水力発電可能な有効落差の範囲全体を「発電落差」と称する。

$$\text{発電出力 } P = 9.8 \times 0.31 \times 50 \times 0.8 = 121.52 \approx 120 \text{ kW}$$

環境省によると本計画のような小水力発電事業も環境影響評価の対象となるため、今後は、環境影響評価ガイドラインも考慮に入れつつ、レソト国より提出された維持放流量が正確な値か否かを検証し、使用水量の決定を行う必要がある。

(2) 将来事業の枠組み

各対象地における事業の枠組みを表 5-3.2 に示す。

表 5-3.2 各対象地の事業の枠組み

優先順位	対象地	主要機材構成、付帯工事	優先順位の理由
1	Katse	500kW 小水力発電設備×2 組として発電出力約 1,100 kW 主変圧器及び系統接続用遮断器 機材搬入用道路 200m	水力発電所の発生電力は、水車に流れ込む水量及び落差により決定される。 Mohaleダムより Katseダムに送水されるため、ダム水位が比較的高い Katseダムは出力が確保される。また、Katseダム周辺は冬季降雪があり、送電線故障時など停電が長期化する可能性があるため、電源確保が必要。
2	Mohale	1,000kW 小水力発電設備×1 組発電出力約 1,000 kW 主変圧器、系統接続用遮断器 水力発電用建屋改修	今後計画される Polihaliダム建設により改善の可能性もあるが、上記理由により Katseダムへの送水により水位低下となり、発電出力に影響が生じる可能性がある。
3	Metolong	100kW 小水力発電設備×1 組	想定出力が小さく所内電源程度であり、実現は難しい
4	Polihali	流量不明 (Muela 同程度と想定)	2023 年以降にダム本体が完成予定であり、工事時期的な理由で実現は難しい

出典：調査団

(3) 事業の妥当性

3-4-1 「LHWP の概要と進捗状況」のとおり、レソト国内の発電容量は電力需要の半分以下であり、電力不足が深刻な状況にある。このような状況からレソト国政府は電力開発を国の最優先課題を位置づけ Lesotho Energy Policy 2015-2025 で方針を示しており、これまで単に河川に放流していた維持放流水を再生可能エネルギーとして有効活用する本事業は同方針と一致する。

小水力発電所からの送電線は Katseダムよりマセル市に延線されているが、同送電線事故時においても、本計画の小水力発電所より同送電線の事故区間まで送電可能となる。最短区間と

なる Katse ダム変電所が事故点とならない限り、同変電所（Katse ダム）より配電されている周辺村落には電気の供給が可能となる。本調査対象ダムの水力発電（Katse 及び Mohale）が実現した場合、合計で概略 2MW の電力が供給可能である。発電可能な電力はおよそ 14.4 百万 kWh（LEWA 資料による電力の平均的輸入価格 1kWh=10 セントとして約 1.6 億円）である。裨益効果として想定される項目は以下のとおり。

- 貿易収支改善：電力輸入の一部を緩和できる。
- エネルギー・セキュリティの向上：自国産電力比率が向上する。
- 気候変動緩和：年間発電電力量 約 14.4 百万 kWh の CO₂ 13,723 ton/年を削減できる。（小水力発電所の稼働により南アフリカ国からの輸入電力が削減されるとして算出。）
- 電力供給信頼度向上：LEC 停電時において水力発電所電源がバックアップによりダム周辺地域の電源を確保できる。ひいては円滑なダム運転支援及びダム周辺地域の経済振興が可能となる。
- 長期運用による発電コストの低減：設備の寿命が長く発電電力を売電した場合、20 年以内に初期投資回収が可能となる。

5-4 対象サイトの現状と計画案

5-4-1 Katse サイト

(1) サイト位置

Katse ダムは Maseru 市から東方向に 219 km の Thaba-Tseka 地方の Malibamatso 川に位置する。サイトまでは国道 A1 及び A25 が整備されておりアクセスには問題はなく所要時間は Maseru 市から車で 3 時間程度である。（図 5-4.1 参照）



出典：調査団

図 5-4.1 Katse ダムの位置

(2) 使用水量と発電仕様

LHDA の 2009 年～2018 年の維持放流量から求めた最適使用水量、及び発電落差や発電効率等を仮定して概算した発電出力は約 1 MW である（5-3 (1) 参照）。

協力準備調査に際しては、本調査対象ダムの特徴としてダム水位が変動する事に起因する、

(有効) 落差の変動(最高落差及び最低落差の変動)が比較的大きいことから、水車の設計に係る落差の選定や運転制限を必要とする落差変動の影響について今後慎重に検討する必要がある。

(3) 既設発電設備の現況

既設の発電設備建屋には、小水力発電設備(1ユニット)が既に据付けられていた。1986年完成時には稼働していたが、2010年の洪水時(図5-4.2参照)に発生した発電設備建屋の浸水によって、调速機、励磁装置及びシーケンサーと呼ばれる電子部品を使用した制御機器が短絡などにより修理不能となり現在は運転されていない(詳細は(5)3)に示す)。



出典：LHDA Web サイト

図 5-4.2 Katse ダムの洪水吐きからの水流状況(洪水時)

洪水時のダムの越流部からの大量な水の飛び散りは不可避ではあるが、LHDAは該当する監査廊の適切な場所に浸水防止用の扉を設置すること及び排水などの必要な対策を実施中である。

既設小水力発電設備仕様は以下のとおり。

1) 水車

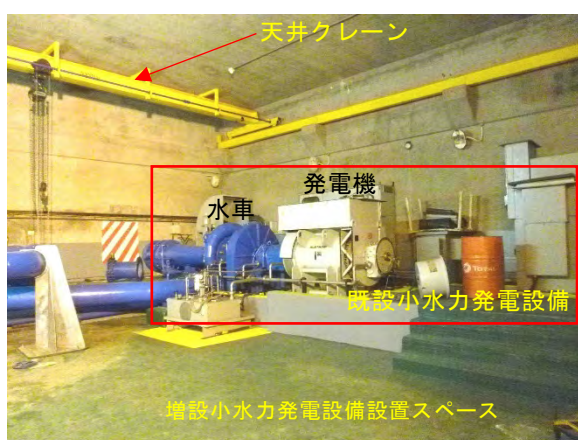
形 式	: 横軸フランシス水車
定格出力	: 500 kW
定格流量	: 0.5 m ³ /sec
基準落差	: 123 m
回 転 数	: 1,500 rpm
製 作 者	: GEC Alstom - Neyrpic Minihydro (本社仏国)
製 作 年	: 1998

2) 発電機

形 式	: 横軸 3 相同期発電機
定格出力	: 625 kVA

定格出力 : 500 kW (力率; 0.8)
 電 圧 : 3,300 V
 回 転 数 : 1,500 rpm (50 Hz, 4-pole)
 適用規格 : IEC 34
 製品重量 : 4,730 kg
 製 作 者 : Alstom (本社仏国)
 製 作 年 : 1998

- 建屋内放水配管は、既設小水力発電設備用、増設機用及び放水管用配管が設置。
- 建屋内のメンテナンス用の天井クレーンの定格吊上げ容量は5ton(図 5-4.3 参照)。
- 建屋右岸側天井部の機器搬入口寸法は約2×3m(図 5-4.4 参照)。
- 本建屋は洪水時には水没を想定して設計されており、機器搬入口用ハッチは水密構造。



出典：調査団

図 5-4.3 既設小水力発電設備



図 5-4.4 発電設備建屋の機材搬入口

(4) 既設小水力発電設備内のスペース

LHDA が 2018 年に作成した報告書「Sub Task 4.3-Analysis of Viable Small or Medium Hydropower Options within the Existing LHWP System」によれば、既設発電機室内には2ユニットの小水力発電設備が設置される計画での平面機器配置図が示されている。当初の計画どおり、2ユニットの小水力発電設備を設置した場合は、メンテナンススペースが最小となるため、設置する小水力発電設備の小型化を検討する必要がある(図 5-4.3 参照)。既設水車の出力調整のためのガイドベーン操作機構及び既設入口弁の開閉操作は、油圧システムが用いられているため、操作のためのサーボモータと呼ばれる機材の他、油圧ポンプ及び油タンクなどの補機が必要である。2ユニット分の小水力発電設備据付スペースを確保する場合は、据付場所を要する油圧システムから、小型化が可能な電動システムへの切り替えが必要である。

今後の発電設備の協力準備調査に際しては、上記の他、水力発電に使用する維持流量に見合った定格容量、機器外形寸法、天井クレーン吊上げ加重及び機器搬入方法を十分に検討のうえ、設計する必要がある。

(5) 発電設備建屋関連の問題点

1) 発電設備建屋へのアクセス

現在、発電設備建屋へ搬入車両が接近することは困難なため、機器の搬入を行うための設備が必要である。方法としては、次の3案が考えられ、その問題点も併せて記載する。

表 5-4.1 発電設備建屋への搬入方法案

項目	名称	方法	評価
1.	ダム下流面通路の利用	通路幅員は4.4mあるが、クレーンによって機材を吊る場合、クレーンを安定させるためのアウトリガーと呼ばれる支持物を設置するスペースが不十分であり、重量物を下すことは困難な状況である。また、通路はダムからの張り出された梁によって支えられており、同梁に支えられた通路部分を重量物が通過する際は通過可能荷重を確認もしくは構造強度を再計算する必要がある。	通路部分の補強が必要であり実現は難しい。 △
2.	クレーン及びインクライン設置による方法	クレーンにて現アクセス道路下のダムフーチングに機材を降ろし、発電所までインクラインで運搬する。現実的ではあるが、インクラインは洪水時に水没する可能性があり、恒久的設置は困難。(下図参照)	実現可能ではあるが、水位が上昇した場合被災する可能性が高い。 △
3.	アクセス道路の設置	下流に設置されている副ダム付近から発電所までアクセス道路を新設する案である。ただし、道路は洪水時に水没する可能性があり、岩盤を切取ることによって設置することになる。岩盤上の道路であることから、洪水で水没したとしてもその後も使用可能であるが、洪水吐きからの水に対して舗装面及びガードレールなどの対策が必要。(下図参照) また、アクセス道路計画時には副ダムからダム下部に通じる洞道に影響しないよう配慮する必要がある。	費用は要するが、完成後もメンテナンス用として利用が可能。 ○



出典：調査団

以上のことを考慮すると、項目 2. クレーン及びインクライン設置による方法、項目 3. アクセス道路の設置が有力と考えられ、実施にあたっては使用できる重機等も考慮し、詳細に検討する必要がある。

2) 発電所建屋の漏水

発電所建屋天井にある機器搬入用の開口部分から漏水が見受けられる。調査時点では発電所上部にある放流バルブからの水が入り込んでいると思われるが、洪水時には発電所建屋全体が水没するものと思われることから、開口カバーの水密材及び開口コーナー部のコンクリートクラックの修繕が必要である。また、今後も漏水が考えられるため、天井開口部直下には水受けのピットを設置し、水位を感知した際には水中ポンプで自動的に排水出来るように改良することが望ましい。

3) 発電所建屋の浸水に関する問題点

(3) 項の既設発電設備の現況に示したように、本建屋の浸水事故は過去 2 回発生し、その原因としては、①洪水時にダムの洪水吐き (図 5-4.2) から飛び散った水が上部の放流弁室付近の開口部から侵入、②点検用の監査廊を伝わって下部に在る発電機室に流入 (図 5-4.5 参照)、③本来は洪水時には全閉すべき発電設備建屋内のドレンピットの排水バルブを職員が閉め忘れたという 3 つの要因が重なったものとなっている。これらの要因のうち①及び②は構造的要因、③は人為的要因であり、LHDA により対応されている。

なお、対策として、①及び②については、開口部の水密性を確認ののち、不具合があると判断される場合は水密性を確保するため、扉及び水密ゴムの改修の実施または防水扉への変更、また、③に関してはドレンバルブ開閉の自動化や、出口に逆止弁を設置することが有効と考えられる。併せて万が一に備え、排水ポンプを設置することが望ましいと考えられる。



出典：調査団

図 5-4.5 ダム監査廊位置

(6) LEC11kV 系統への接続

1) 既設の電力設備

Katse ダムの構内電源は、LEC 66kV/11kV Katse ダム変電所を介して受電している。3 台の非常用発電機が装備されており、それらは Katse ダム構内変電所に接続されている。既設水力発電機の定格電圧は 3.3kV で、変圧器 (630 kVA) により 11kV に昇圧し構内変電所に接続している。変圧器は発電所の上階に設置されており、隣に新設変圧器用のスペースがある。既設変圧器は経年経過による劣化が生じているため、発電設備更新に合わせて交換が必要である。開閉装置室は変圧器と同階に設置されているが、開閉装置を追加で設置するスペースが無いため、開閉装置の据付スペースを別途考慮する必要がある。(図 5-4.6、図 5-4.7 参照)



出典：調査団

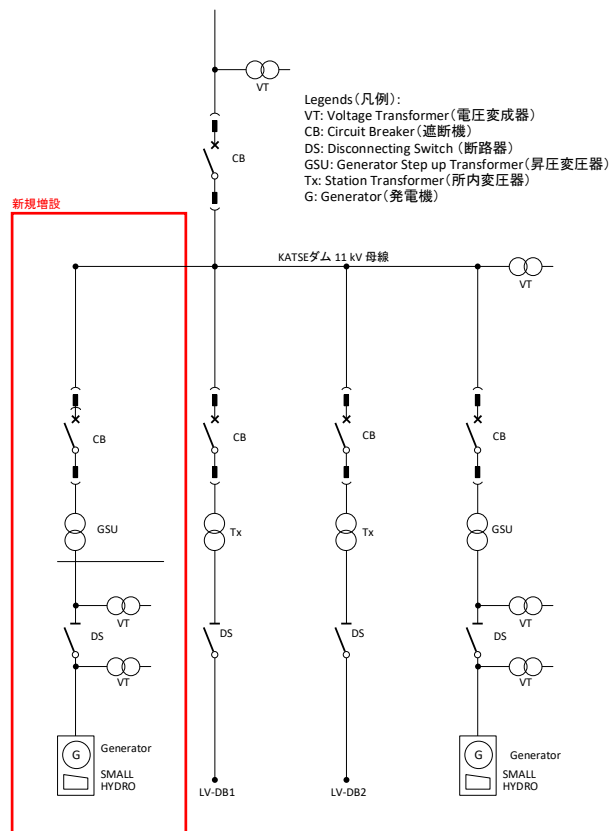
図 5-4.6 Katse 変圧器スペース



図 5-4.7 Katse 既設開閉装置

2) 新設機器の増設

新設する発電機回線は、図 5-4.8 に示すとおり既設 Katse ダム構内変電所の 11kV 母線と呼ばれる設備を延長し、小水力発電用発電機からのケーブルを接続する。新設機材は、タービン、発電機、励磁機変圧器、3.3kV GMCB (発電機主回路遮断器)、GSU (発電所用昇圧変圧器) 定格 3.3/11 kV、11kV 開閉装置、及び電力量計器付き二次機器 (水車、発電機及び変圧器の制御と保護) から構成される。新設機器の増設には既設の開閉装置を改造し流用するため、仕様 (電流遮断容量など) の詳細を確認する必要がある。



出典：調査団

図 5-4.8 発電機回路の増設

3) 水力発電所の監視状況

既設小水力発電設備の制御方式は機器の設置場所で操作する直接運転方式であり、職員が制御室で常時監視するための遠隔監視装置は配置されていない。このため、既設小水力発電設備の異常及び故障などの運転状態は、LEC の NCC から監視されていない。LHDA によれば、このような状態から既設変圧器は過負荷により生じた熱により変圧器の劣化が生じており、本計画の立案の際には異常を遠隔監視するための機能が必要である。

(7) 小水力発電設備がこれまで設置されなかった経緯

Katse 及び Mohale ダムについては当初より小水力発電所用の建屋スペースが計画されている。同計画実現のためには機材調達が必要であるが、LHDA 予算確保が難しく実現しなかったとされている。Katse ダムについては系統接続可能な 500kW 小水力発電設備を有していたが、2010 年に浸水により運転を停止している。代替のため初期費用が少ないが燃料費を要するディーゼル発電機を設置し、市内電源停電時に起動する運用を余儀なくされている。

(8) レット国内陸輸送について

マセル市内から離れた Katse ダムでの機材据付時には、重電機材、分解輸送不可である変圧器が最重量貨物となり輸送時のクリティカルポイントになる。建設計画段階では、南アフリカ国 Durban 港及び Richards Bay 港から発電所サイト迄の輸送ルート調査が必須である。特に懸

念されるのはレソト国の丘陵であり、重量のみならず、寸法も制限を受ける可能性ある（曲道で長さ・幅の制約、橋梁・電線等での高さ・幅の制約）等。

南アフリカ国で輸送規制対象となる貨物は、長さ 12.5m x 幅 2.6m x 高さ 4.3m 以上のコンテナ（トレーラ）で、輸送通行許可を取る必要がある。南アフリカ国港については、通常 Durban 港だが、重量物の場合輸送のしやすさにより Richards Bay 港が選択される可能性もある。

5-4-2 Mohale サイト

(1) サイト位置

Mohale ダムは Maseru 市から東に 105 km の Maseru 地区の Senqunyane 川に位置する。サイトまでは舗装道路が整備されており、アクセスには問題はなく所要時間は Maseru 市から車で 2 時間程度である。（図 5-4.9 参照）



出典：調査団

図 5-4.9 Mohale ダムの位置

(2) 最大放流量と予想発電出力の関係

LHDA の 2009 年～2018 年の維持放流量から求めた最適使用水量、及び発電落差や発電効率等を仮定して概算した発電出力は約 1 MW である（5-3 (1) 参照）。

ここで、Mohale においても Katse ダムと同様、当初よりダム水位変動に起因する落差の変動がかなり大きく、また近年ダム水位が低下している期間が多いという状況にある。よって、水車の設計落差の選定や運転制限を必要とする落差範囲の設定に関して今後慎重に検討する必要がある。

(3) 既設放流弁室内のスペース

本ダムには、ダム下流側に放流弁のための既設建屋が存在しており、建屋の中には将来の小水力発電設備のための区画が確保されている。その区画には、既に発電のための水圧鉄管の末端部と水車入口弁が 1 ユニット設置されている。また、その区画内の大半は発電設備設置に利用可能なスペースとなっていて、小水力発電設備を 1 ユニット据付けることが出来るようになっている。また据付のための定格吊上げ容量 5ton の天井クレーンも設置済である。



出典：調査団

図 5-4.10 Mohale 発電設備設置スペース

図 5-4.11 建屋内天井クレーン

ただし、図 5-4.10 及び図 5-4.11 に示すとおり、区画のスペースは必ずしも十分に広いとは言えず、また天井クレーンの吊り上げ容量も限られているため、発電設備の定格仕様は据付スペース及び機器重量を考慮する必要がある。そのため、既設建屋の寸法や構造を大幅に改造しないという前提の場合、上記の (2) の規模を確保するには Katse ダム同様、計画機材の小型化が必要である。一方で、利用可能水量に応じた発電容量の機器を設置するという条件であれば、発電建屋内の壁面及び階段配置変更といった大幅な改築が必要になると予想されるため、協力準備調査では機材選定に際して検討が必要である。

なお、いずれの案にしても、水車から放出される水は、吸出し管を介して建屋外に放出されることになる。そのために建屋の下流側の壁に吸出し管を設置するための穴を新たに開口するための工事が必要となる。また、吸出し管の機能を引き出すための放水庭を確保するための改造工事も必要となる。

(4) 既設発電機室における問題点

発電機室のスペースは狭く、吸出し管は斜めに設置する必要がある。そのため、既に施工されている壁を取り壊す必要があるが、その上部はレンガ積みの壁となっていることから、壁の取り壊しの際に大きな振動を与えることは出来ないため、壁の取り壊し作業は人力で行うことになる。(図 5-4.12、図 5-4.13 参照)



出典：調査団

図 5-4.12 Mohale 発電設備配置

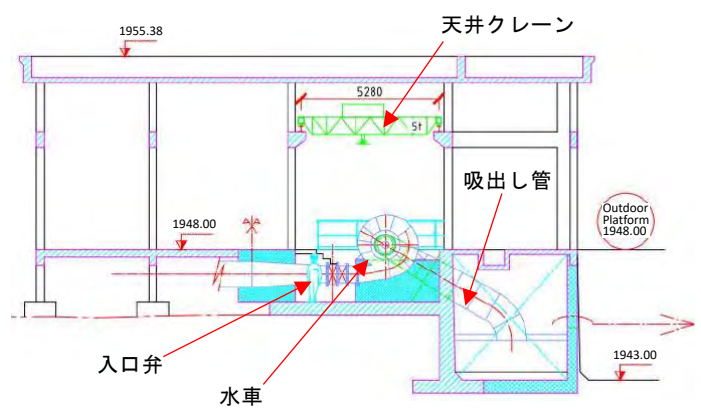


図 5-4.13 発電所建屋断面図

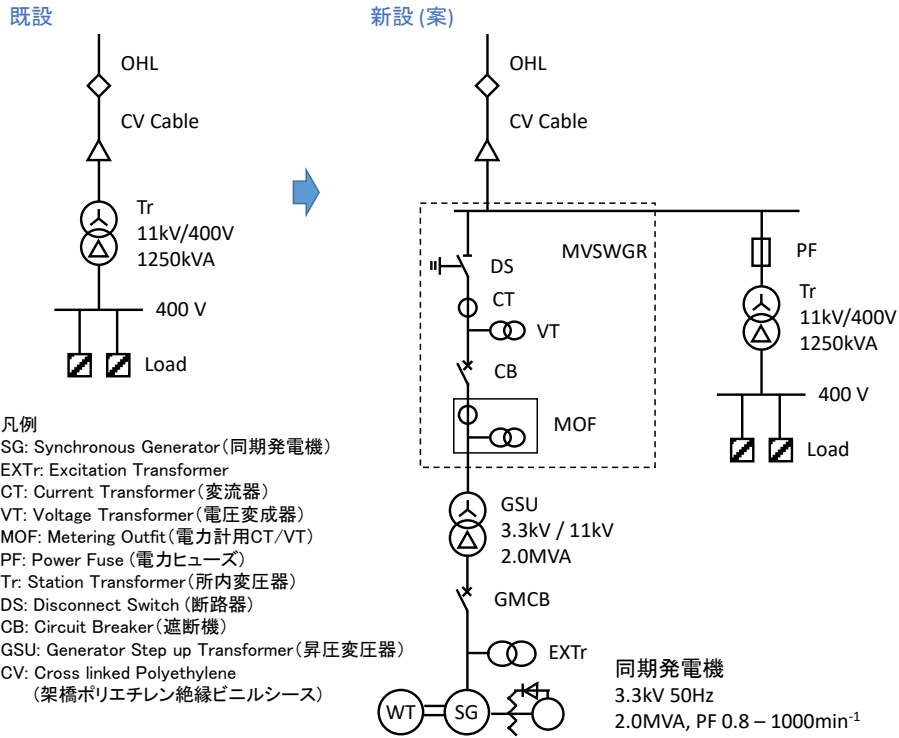
放水路は設置されているが、放水位を確保するため放水庭として吸出し管に合わせた壁を設置する必要がある。

機器搬入路はダム下流面に設置されている道路を利用することになるが、急カーブを曲がることになるため、トレーラーの利用は出来ず、車長 10m 程度の車両が限界と思われる。

(5) LEC 11kV 変電所への接続方法について、

既存の構内電源は、バルブ制御負荷用に、変圧器定格 11k/400V 1.25MVA、及び 11kV の配電盤を介して、LEC 11kV 系統から受電している。新たに提案する小水力発電設備は、定格 1.0MW 水車・自動同期付き同期発電機、11kV 発電機主回路遮断器、定格 3.3/11kV 1.0MW 昇圧変圧器、11kV 配電盤、及び電力量計器含めた二次機器（水車、発電機、変圧器の制御と保護）より構成し、LEC 電力網に電力を送電する。

既設変電設備と新たに提案する発電設備の単線図を図 5-4.14 に示す。



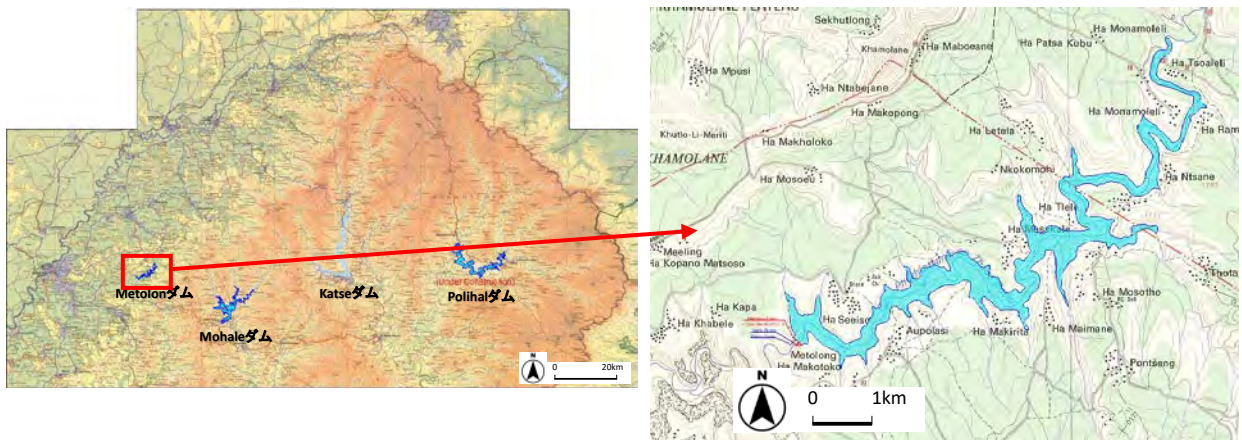
出典：調査団

図 5-4.14 Mohale 単線結線図 (既設及び新設案)

5-4-3 Metolong サイト

(1) サイト位置

Metolong ダムは Maseru 市から東に 37 km の Maseru 地区の South Phuthiatsana 川に位置する。サイトまでは舗装道路が整備されており、アクセスには問題はなく所要時間は Maseru 市から車で 40 分程度である。(図 5-4.15 参照)



出典：調査団

図 5-4.15 Metolong ダムの位置

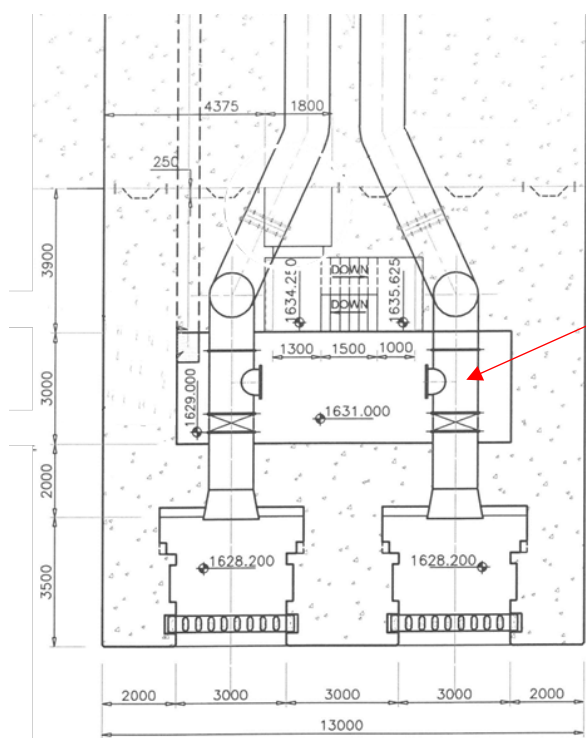
(2) 最大放流量と予想発電出力の関係

2016年～2018年の維持放流量から求めた最適使用水量、及び発電落差や発電効率等を仮定して概算した発電出力は約120MWである（5-3（1）参照）。

上記は最大放流量時の出力であり、年間運用を考慮すると、過去3年間の平均放流量が20 liter/sec (0.02 m³/s) であるので、10kW程度 の発電規模となる。よって、電力系統に接続するには規模が小さすぎると判断される。

(3) 既設放流弁室内のスペース

既設の放流弁室内のスペースは、2ユニットの放流弁本体及び接続鉄管の配置により大部分を占有している。よって、新規に発電設備（水車、発電機、発電用鉄管、制御盤など）を設置するために必要なスペースを確保できないことが判明した。放流弁室内の写真と平面図の抜粋を図5-4.16、図5-4.17に示す。



出典：調査団

図 5-4.16 放流弁室平面図

図 5-4.17 放流弁室

上記の（2）で試算した出力の発電設備の設置に必要な部屋の平面寸法は、据付・点検・保守などの維持管理の視点も総合的に考慮して、3m×5m程度を要すものと推定される。

(4) 小水力発電所新設に伴う問題点

2ユニットの放流接続管のうち、下流管から発電用の鉄管が分岐しており、分岐した管は放流弁室内から下流に0.3～0.4mの位置で終わっている。鉄管終点からの管接続は、本来は曲管（水圧鉄管の場合、管径の2倍以上の半径を有する曲管を使用するのが通常である）を使用す

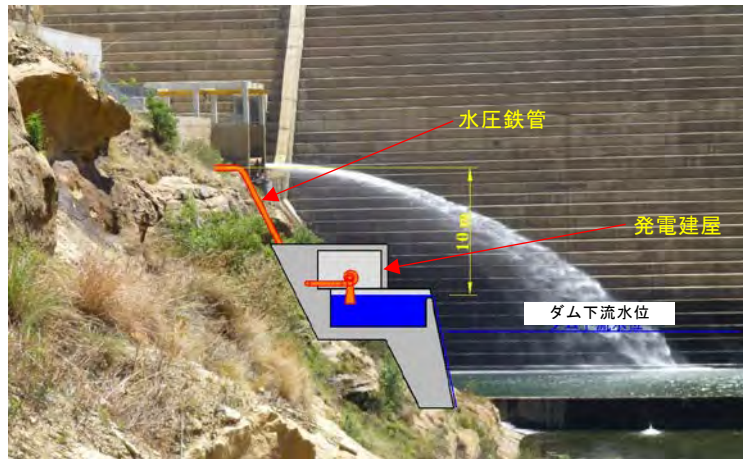
るべきであるが、放流弁室の下流壁と駐車場の壁とのスペースは 1.65m であり、90 度エルボ配管を使用することになり、その分、発電損失水頭が大きくなり、発電出力は低下する（図 5-4.18 参照）。



出典：調査団

図 5-4.18 発電用鉄管設置計画図

図 5-4.19 に小水力発電所設置計画図を示す。発電機室の設置はダム下流護岸の下流に設置することになる。基盤面は岩盤であるが、傾斜が急であり、河床近くからコンクリートで発電機室及び放水庭の基礎を設置する必要があると見込まれる。ただし、放水庭の水位は現在のバルブ位置より推定で約 10m 低く出来るため、有効落差が高くなり、発電出力は（2）で計算した値より 20% 程度増加するものと見込まれる。



出典：調査団

図 5-4.19 小水力発電所設置計画図

(5) LEC 電力系統への接続

想定発電出力が 100kW 以下である為、WASCO 所管の 11kV 変電所の負荷に使用され、LEC 所管の 33kV 電力系統に売電できないと考えられる。

当該の発電設備機器の構成について下記する：

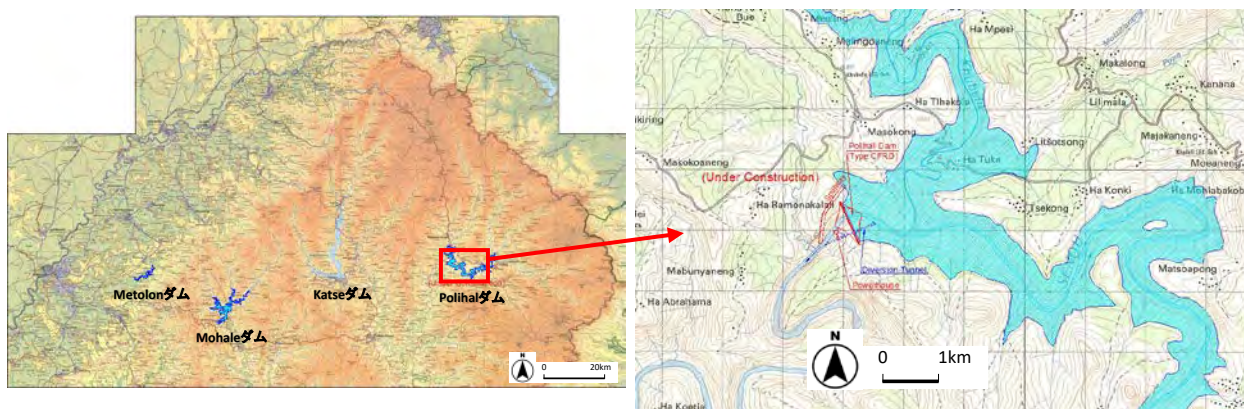
- 発電機と昇圧変圧器（2 次側電圧 11kV）間を 11kV CV ケーブルにて接続。

- 昇圧変圧器と 11kV 開閉装置（メタルクラッド型キュービクル）間を 11kV CV ケーブルにて接続。
- 11kV 開閉装置と既設 WASCO 11kV 変電所までを送電線にて接続。
- 既設 WASCO 11kV 変電設備の改造、1 回線増設。

5-4-4 Polihali サイト

(1) サイト位置

Polihali ダムの建設予定地は Maseru 市から東に 278 km の Mokhotlong 地区の Senqu 川に位置する。サイト付近の Mapholaneng までは国道 A1 が整備されており、そこから先 16 km のアクセス道路は建設中であり、未舗装の状態である。Maseru 市からの所要時間は車で 5 時間程度である。（図 5-4.20 参照）



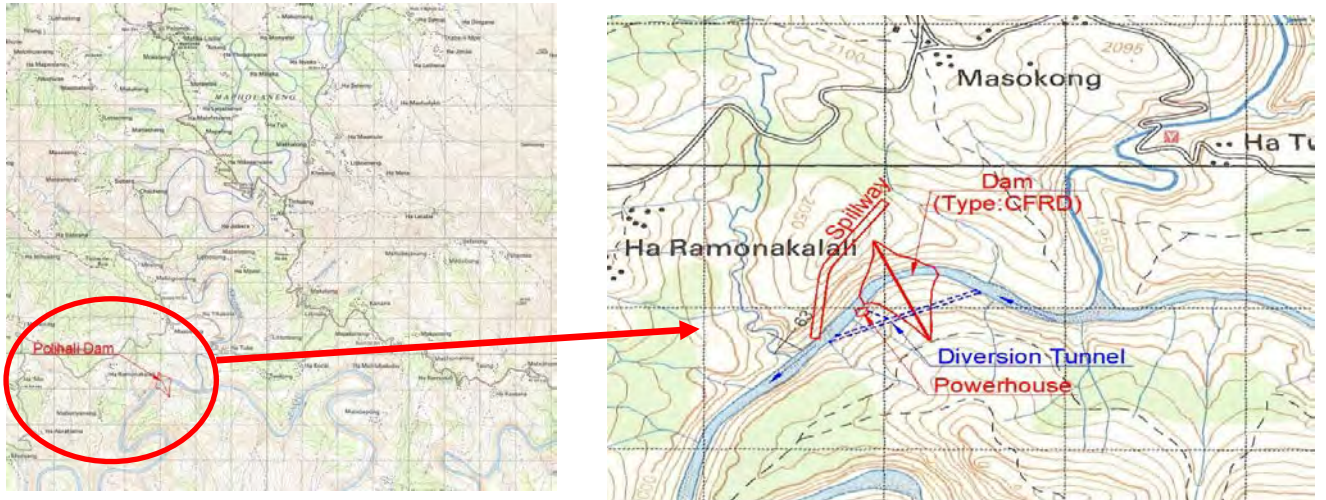
出典：調査団

図 5-4.20 Polihali ダムの位置

(2) Polihali ダム計画

Polihali ダム計画について現地を確認した結果は次のとおりである。（図 5-4.21 参照）

- Polihali ダムはコンクリート表面遮水壁型ロックフィルダム（Concrete Facing Rock fill Dam : CFRD）として計画されている。
- ダムは Mohale ダムとほぼ同様の形状となる。
- 放水路（Spillway）のルートはダム右岸に計画されている。
- 発電所は右岸ダム下流に計画されている。



出典：調査団

図 5-4.21 Polihali ダムプロジェクト イメージ図

(3) 小水力発電設備計画

サイト訪問時点(12月5日)は、事前情報のとおりダム本体部分の建設まで至っておらず、アクセス道路工事など仮設工事の段階であった。現場の LHDA の職員の説明では、本ダムは Mohale ダムに類似した設計思想を取っており、ダム下流部に小水力発電所が設置されることである。

Polihali ダムに関する維持放流に関連する流量データ及び該当の小水力発電設備図面等は今後決定される受注業者により示されるとのことであり、現時点で未入手である。本プロジェクトは建設途上であり、またダム建設施工の入札が間近ということもあって LHDA としてはデータ提供が難しい状況と考えられる。

2018 年に作成された報告書、Sub Task 4.3-Analysis of Viable Small or Medium Hydropower Options within the Existing LHWP System, の中に、LHWP に関し 2008 年に実施された FS 報告書の中で提案されている小水力発電所の建屋の平面計画図が示されている。同報告書では、発電使用水量の技術検討結果を用いて以下の想定仕様の発電設備が提案されている。

水車形式：横軸フランシス水車
 台数：1台
 発電機出力：3.0 MVA
 設計流量：1.8 m³/sec
 最大設計総落差：153 m

ここで、同報告書で次の問題点が指摘されている。LHWP の FS 報告書に示された建屋寸法はかなり小さく、上記項目 5) で検討された発電設備が建屋構造と干渉が生じることから、建屋寸法の拡大が必要であるため建屋の設計変更が必要であることを指摘している。仮に、建屋計画が修正されない場合は、既計画の建屋寸法内に収納できる寸法が手狭になり、利用可能な水量が十分エネルギーとして利用されない可能性が生じる。今後、小水力発電設備を設置する場合、建屋寸法の見直しが必要である。

5-4-5 Muela 水力発電所

Muela 水力発電所は今回のプロジェクトの対象地ではないが、既設設備の情報収集や維持管理の実施状況を確認するため、現地調査を実施した。

(1) 発電所の概要

- Muela 発電所は Maseru 市から北東方向に 153 km の Botha-Bothe 地区に位置する。
- 3 ユニットの水車・発電機で構成され、総発電出力 72MW の水力発電所である。1997 年に竣工した。
- 水車など発電設備は全て地下に位置する地下式水力発電所であり、洞道で所内にアクセスする。ただし、発電所制御所及び管理棟は地上建屋に配置されている。
- Katse ダムに貯水された水は、導水路トンネルを経由して本発電所に導かれ発電に使用される。発電後の水は導水路トンネルにより南アフリカ国に送水（輸出）される。
- 調査団訪問日 11 月 30 日は、10 年毎の導水路トンネル点検のため停止中。

(2) 発電設備

1) 水車

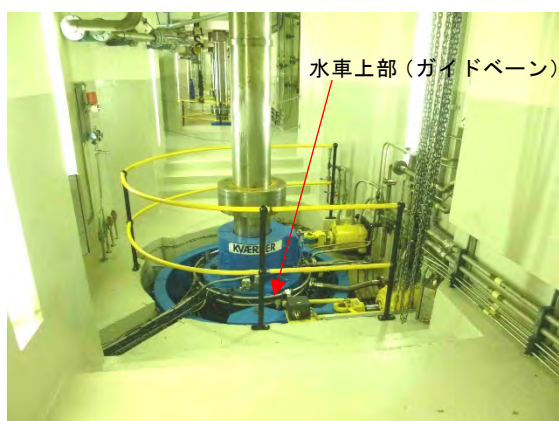
形 式: 立軸フランシス水車
定格出力: 25.2MW
回転速度: 750 rpm
最高落差: 287.0m 1,380m
基準落差: 237.0m
最低落差: 196.0m
水車設置高度: 1,746.0 m a.s.l
製 作 者: Kvaerner(本社ノルウェー)

2) 発電機

形 式: 立軸同期発電機
定格出力: 32,000 kVA
力 率: 0.85
電 圧: 11,000 V
回 転 数: 750 rpm
周 波 数: 50Hz
製 作 者: ABB(本社スイス)

(3) 維持管理

本発電所は LHDA の所有となっており、維持管理も LHDA の責任となっている。運転保守職員は英国で研修を受けたとのことで、発電設備は竣工後 20 年経過しているにも関わらず、油圧機器周りの油汚れや機器上部の埃の堆積も無く、保守管理のレベルの高さが伺える。(図 5-4.2.2、図 5-4.2.3 参照)



出典：調査団

図 5-4.22 水車室



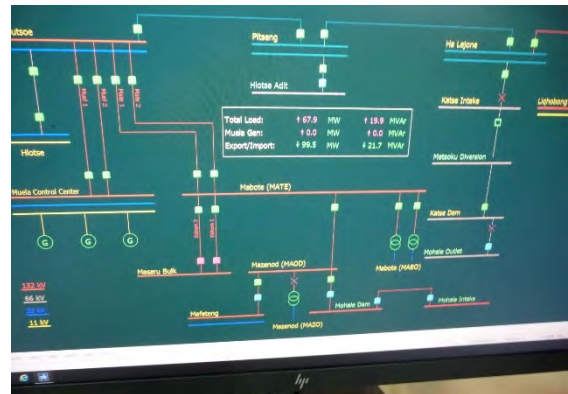
図 5-4.23 水車圧油装置

水車・発電機のオーバーホール点検・修理は未だ実施していないが、来年と再来年に掛けて水車のガイドベーン軸受けなどの摩耗部近に関して交換が計画されている。発電機のエアクーラの熱交換器部分は数年前に交換されていた。Muela 発電所での発電設備の維持管理は LHDA の規定に従い、毎年 2 週間の主機停止による定期点検、10 年毎の 2 カ月間の主機停止による定期点検が実施されており、十分に整備された状態である。調査団は現地で、点検期間中に冷却装置など、必要な修理や損耗部品の交換などが定期的に行われていることを確認した。主要設備はヨーロッパ企業製ではあるが、南アフリカ国にそれら企業の現地工場があるため、交換部品の調達や必要な技術サポートがスムーズに実施されているとのことである。

設備の維持管理に要する技術職員は、各ダムサイトでの事務所毎に作成されている組織図により配置されている。設備の維持管理や定期点検に要する費用は、レソト国の年次政府予算として予算化されている。

(4) Muela 水力発電所デジタル制御システム (DCS) と LEC の NCC/ RCC の関係

Maseru 市郊外に位置する NCC 及び RCC は LEC の所管であり、RCC はネットワークにより NCC の情報を共有している。機材は ABB 製のコンピュータシステムを使用している(図 5-4.24 参照)。なお、NCC 及び RCC が当初システムとして採用したモザイクパネルによる総合監視盤は本システムに置き換わったため現在は使用されていない。

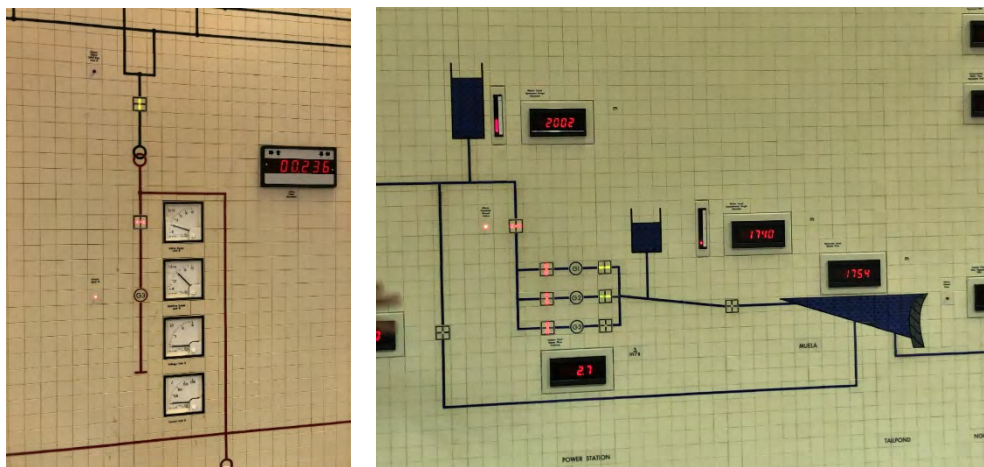


出典：調査団

図 5-4.24 NCC 監視画面

LEC は、Muela 水力発電所の 132kV、66kV、33kV、及び 11kV 運転状態を確認するために同発電所の状態をモニタリングしている。LEC 側機器のメンテナンスなどのため、同発電所からの送電を停電する場合は、LHDA が管理する Muela 水力発電所職員に操作を電話で依頼する。

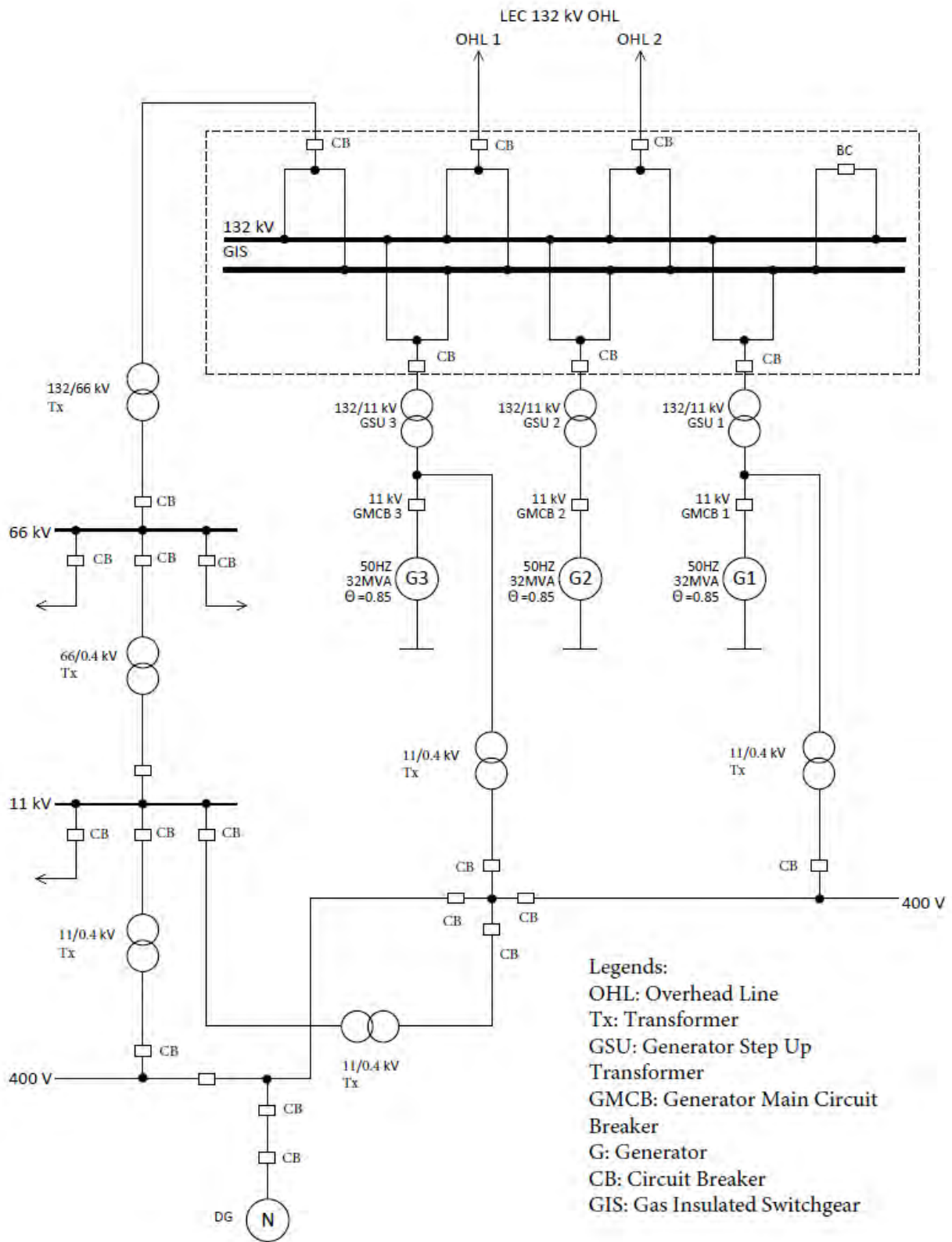
一方、Muela 水力発電所内の地上建屋の制御室に配置されたデジタル制御システムは LHDA の所有で、下図に示すように、電力及び流量の状態をモザイク盤にて表示している(図 5-4.25 参照)。なお、同発電所の遮断器とバルブの制御については、DCS 監視モニターの単線結線図及び配管・計装図画面上から機器を選択し遠隔操作することが可能である。



出典：調査団

図 5-4.25 Muela 水力発電所監視盤

新たに設置する小力発電所は Muela 水力発電所発電所デジタル型遠隔監視制御 (Digital Control System : DCS) を改造し、監視・制御・通信を追加する。Muela 単線図を図 5-4.26 に示す。



出典：LHDA

图 5-4.26 Muela 水力发电所单线图

第 6 章 提言

第6章 提言

本調査ではレソト国4箇所のダムを視察し、セクターの状況、維持放流量、発電機器据付用地、維持管理体制及び系統接続の調査が行われた。レソト国のダムは LHDA 及び WASCO が管理しているため、仮に新しい小水力発電所が完成した場合も、LHDA 及び WASCO が引き続き維持管理することが想定される。LHDA は 300 人程度の組織であるが、Muela 水力発電所の管理経験を有しており、事業実施に問題は無い。今回調査の中で協力準備調査として配慮すべき事項は以下のとおりである。

(1) 放流量

発電用使用水量は、5-3 のとおりダムの水位から算出した記録のみが確認されている。発電用使用水量そのもののデータは存在しないが、これまでの LHDA のレポート及びゲート開度などから同流量を算出しており、同数値を利用して概要計画立案には問題が生じないと思われるが、水車を設計する資料として、ダム水位と放流量の関係について再確認し、実際の放流量測定を行う必要がある。

(2) 建屋構造調査

Mohale ダム小水力発電所は建屋のみが建設されているが、建屋の壁面にドラフトチューブと呼ばれる放水管貫通用開口を新規に設ける必要がある。既設発電所建屋の完成後、長い期間を経過しており、同建屋の構造図が保管されていないことが判明した。このため、計画立案に際しては、協力準備調査時に壁面部分の鉄筋の配置状況を確認する必要がある。

(3) 測量・流量測定

以下の地点において、施設設計のため地形測量及び流量測定を行う必要がある。

- Katse ダム機器搬入用道路（約 50 m×300 m）及び洞道（約 20 m×350 m）の地形測量。
- Metolong ダムに水力発電所を計画する場合、発電所建屋用地を選定するための、河床部分測量（約 50 m×50 m）。
- Katse 及び Mohale 発電用使用水量の流量測定（具体的な測定方法については、水力士木団員の指導のもと Katse ダム水位、バルブ開度及び副ダム水位等から放水量の算定を行う）。

(4) 環境社会配慮

環境省によれば、ダム周辺地域で環境に関する問題点は生じていない。レソト国環境ガイドラインによれば、建設事業はすべて EIA を取得する必要があるとの説明があった。一方、LHDA によればダム建設当初に EIA を取得済みであり、新しい EIA は必要ないとのことであった。協力準備調査の際は、EIA 再取得の必要性がないことを確認する。

(5) 協力準備調査

1) 必要なアサイン

上記を踏まえた協力準備調査のアサインは以下のとおりである。

①業務主任、②水力機械、③水力電気、④水力土木、⑤変電設備、⑥系統解析、⑦道路計画、⑧環境社会配慮、⑨施設計画、⑩施工計画・積算、⑪調達計画・積算

2) 現地再委託

(3) 測量・流量測定の現地委託。

3) その他留意事項

協力準備調査の実施に際し配慮すべき事項の他、以下について留意が必要である。

- レソトでは免税のための予算確保（Counterpart Funding）には閣議承認が必要であり、閣議承認までに時間を要することがリスクとして考えられる。このような事情に関し、協力準備調査時に M/D で関係省庁と協議を行うことで事業をスムーズに進めることが可能である。
- また、機材据付に際して既存施設に係る改修工事が発生するため、負担区分を協議しておく必要がある。レソト国は我が国の ODA 事業「太陽光を利用したクリーンエネルギー導入計画」を経験しており、本調査対象のカウンターパート及び財務省は無償資金協力に係る手順を理解している。
- そのほかの許認可について大きな問題は生じないと想定されるが、コンポーネント確定後、建築許可及び国内輸送など先方各機関の確認を得る必要がある。

添付資料

資料一 1 調査団員・氏名

添付資料-1 調査団員・氏名

(1) 第一次現地調査

氏名	担当業務	所属先
田中 清房	業務主任/水力発電計画	八千代エンジニアリング株式会社
竹澤 文雄	水土木	八千代エンジニアリング株式会社
久志本 昌一	水力機械	八千代エンジニアリング株式会社
山口 雅弘	電気機械	八千代エンジニアリング株式会社
浦部 達広	系統計画	八千代エンジニアリング株式会社

(2) 第二次現地調査

氏名	担当業務	所属先
大嶋 一成	国際協力専門員	独立行政法人国際協力機構
田中 清房	業務主任/水力発電計画	八千代エンジニアリング株式会社
久志本 昌一	水力機械	八千代エンジニアリング株式会社

資料－2 調査行程

添付資料-2 調査行程

(1) 第一次現地調査

No.	日付	曜日	調査内容					宿泊地
			業務主任/水力発電計画	水力機械	水力土木	系統計画	電気機械	
			田中清房	久志本昌一	竹澤文雄	浦部達広	山口雅弘	
			移動[東京→香港]					機中泊
1	11月24日	日	移動[香港→ヨハネスブルグ]					
2	11月25日	月	・9:30 AIDB訪問 ・11:30 JICA南ア事務所協議 ・16:00 USAID訪問					プレトリア
3	11月26日	火	移動[ヨハネスブルグ(09:40)→マセル(10:35)SA8052便] ・レソト政府機関との協議(インセプション・レポート)DOE、LEWA1、LHDA、LEC、WASCO、質問表提出					マセル
4	11月27日	水	・AM/DOE出発→Metong Dam 視察(移動2時間現地視察後、マセルへ戻る)、WESCO打合せ現地					マセル
5	11月28日	木	・全日/朝8:00時DOE出発→10:00 Mohare Dam 視察、12:00 LHDA協議 ・14:00出発 16:00Maseru着					マセル
6	11月29日	金	・8:30 DOE協議 ・9:30 LEC協議、NCC/RCC視察	・9:30 LEC協議、NCC/RCC視察	・レポート作成	・9:30 LEC協議、NCC/RCC視察	マセル	
7	11月30日	土	・全日/朝8:00時Hotel出発→11時Mohare Dam 視察(LHDAより移動3時間要ランチ持参もしくはビジターセンターに依頼)現地15時出発Maseruにもどる(18時予定)。					マセル
8	12月1日	日	資料とりまとめ/調査結果概要、報告書作成					マセル
9	12月2日	月	・8:00: DOE協議 to arrange the meeting with other donors and Ministries ・10:00:LHDA出発→15時:Katse Dam 視察 (Katsueビジターセンター宿泊)				・AM: DOE協議 ・PM: WB訪問	Katsue/マセル
10	12月3日	火	・9:00: Katse Dam 視察、LHDA協議				・AM: 財務省訪問 免税協議 ・PM: USAID訪問	Katsue/マセル
11	12月4日	水	・8:00: (Katsue出発)→13時:Polihali Dam視察 ・15:00: Polihali Dam出発→19時:Maseru着				・AM: CDM Smith(LHWPのコントラクター)訪問 ・DOE協議	マセル
12	12月5日	木	・8:00 DOE協議 視察報告、面談調整 ・10:00 Depart of Environment 環境についての協議 ・14:30 UNDPのSE4ALL P/Jのヒアリング	・10:00 Depart of Environment 環境についての協議 ・報告書作成、資料整理		・8:00 DOE協議 視察報告、面談調整 ・10:00 Depart of Environment 環境についての協議 ・報告書作成	・8:00 DOE協議 視察報告、面談調整 ・10:00 Depart of Environment 環境についての協議 ・14:30 UNDPのSE4ALL P/Jのヒアリング	マセル
13	12月6日	金	・AM:LHDA/LHWC協議(関係機関の整理、質問票の回答の確認) ・PM国内協議、報告書作成					マセル
14	12月7日	土	・国内会議 ・資料分析、市場調査					マセル
15	12月8日	日	資料とりまとめ/調査結果概要、報告書作成					マセル
16	12月9日	月	・AM資料とりまとめ ・LEC協議	・AM資料とりまとめ、PM:各種許可		・AM資料とりまとめ ・LEC協議	マセル	
17	12月10日	火	・AM: LHDA O&M協議 ・PM: 資料とりまとめ/調査結果概要、報告書作成/資料収取・質問表回答打合せ			・AM資料とりまとめ ・LEC協議	マセル	
18	12月11日	水	・AM: 資料とりまとめ/調査結果概要、報告書作成/資料収取・質問表回答打合せ ・PM: 国内ミーティング					マセル
19	12月12日	木	・AM: Wrap up Meeting PM: 資料とりまとめ/調査結果概要、報告書作成					マセル
20	12月13日	金	移動[マセル(8:10)→ヨハネスブルグ(8:05)SA8053] ・11:30: JICA南ア事務所及び日本大使館への帰国報告					プレトリア
21	12月14日	土	・移動:[ヨハネスブルグ→香港]					機内
22	12月15日	日	・移動:[→成田]					

(2) 第二次現地調査

No.	日付	曜日	調査内容			宿泊地
			JICA	業務主任/水力発電計画	水力機械	
			大嶋専門家	田中清房	久志本昌一	
			移動[東京→香港]			機中泊
1	1月26日	日	移動[→ヨハネスブルグ]			
2	1月27日	月	・JICA南ア事務所報告			プレトリア
3	1月28日	火	移動[09:40ヨハネスブルグ→10:35マセル]SA8052 ・レソト政府機関との協議(ドラフト・レポート説明)DOE、LHDA、LEC、WASCO			マセル
4	1月29日	水	・(7:30~)Mohale Dam視察			マセル
5	1月30日	木	・(7:30~)Katse Dam視察			マセル
6	1月31日	金	・(10:00~)DOE協議	・(10:00~)DOE協議 ・(11:30~)LHDA協議 水文技術部門、資料収集		マセル
7	2月1日	土	資料とりまとめ/調査結果概要、報告書作成			マセル
8	2月2日	日	資料とりまとめ/調査結果概要、報告書作成			マセル
9	2月3日	月	・(AM)報告書作成、(14:00~)LHDA・LEC 報告書コメント入手、補足資料収集			マセル
10	2月4日	火	移動[10:55マセル→11:50ヨハネスブルグ]SA8053 JICA南ア事務所報告、大使館報告			プレトリア
11	2月5日	水	移動[ヨハネスブルグ→JQR1364]			
12	2月6日	木	移動[→東京]JQR806			東京

資料－3 関係者（面会者）リスト

添付資料-3 関係者（面会者）リスト

財務省 債務局

Ministry of Finance, Department of Debt

Mr. Khotho Moleleki	Director of Dept.
Ms. Makubatu Rakubutu	Seniro Dept. Officer
Mr. Thuso Seoane	Seniro Dept. Officer

エネルギー・気象省 エネルギー局

Ministry of Energy and Meteorology (MEM), Department of Energy (DOE)

Mr. Mokhethi Jerry Seithleko	Director of Energy
Ms. Mantsabeng Lifalakane	Economic Planner
Mr. Bokang Shakhane	SEO(RE)
Ms. Matseleng Sepiriti (Palesa)	Technical Officer
Ms. Liketso Makututsa	-
Ms. Keketso Jobo	Energy Planner
Ms. Itumeleng Ramone	REO(Renewable Energy Officer) for energy efficiency
Mr. Teboho Dlamini	-
Mr. Lengeta Mabea	Energy officer

観光・環境・文化省、環境局

Ministry of Tourism, Environment and Culture, Department of Environment

Ms. Mammeli Makhate	Environment Officer
---------------------	---------------------

レソト高地水委員会

Lesotho Highland Water Commission (LHWC)

Mr. Mzamo Lephoma	Chief Delegate
Mr. Tumisang Mosotho	Delegate
Mr. Moroke Nteene	Technical Advisor
Mr. Lerato Makholela	Alternative Delegate
Mr. Molefi Mokhethi	Alternative Delegate

レソト電気・水事業局

Lesotho Electricity and Water Authority (LEWA)

Mr. Bahlakoana Lepheane	-
-------------------------	---

レソト電力会社

Lesotho Electricity Company (LEC)

Mr. Lefa Motlalane	GM-Strategy, Planning
Mr. Leana Kente	-
Mr. Alex Nyamane	Protection Supervisor
Mr. Thabiso Phate	PPM
Mr. Ntsikoe Ntho	CAD
Mr. Retselisitsoe Pii	Planner
Mr. Lenato Mpoibole	Planning Supervisor
Dr. Thakane Makume (Ms.)	Corporate Planning
Mr. Mohau Ntai	-
Mr. Lereko Lefela	SCADA Engineer
Mr. N. Sello	Regional Manager

レソト高地開発公社

Lesotho Highlands Development Authority (LHDA)

Mr. Thabo Hloele	CM Phase II
Mr. Tsibela Mochaba	DC-Hydropower
Mr. Seele Pyphofe,	-
Mr. Molula Khoilaleoata	O&M engineer
Mr. Tatuku Maseaiwe	Manager
Mr. Leula Ngosa	O&M engineer
Mr. N. Thinyane	Phase II - Engineer
Mr. Siting Matonangoane	Branch Mnager- Katse Operation Branch

地方電化局

Rural Electrification Unit (REU)

Mr. Phetho Sebatana	-
---------------------	---

水委員会

Commission of Water (COW)

Mr. Neo Makhalemele	Senior Engineer
---------------------	-----------------

上下水道公社

Water and Sewerage Company (WASCO)

Mr. Mohlasoa Mosquite	Instrumentation technician
Mr.Selino	Plant Supervisor

世界銀行

World bank

Mr. Bobojon Yatimov	Sr. Agricultual Specialist
Mr. Frédéric Verdol	Senior Power Engineer

国際連合開発計画

United Nations Development Programme (UNDP)

Mr. Mabohlokoa Tau	Project Manager
--------------------	-----------------

欧州連合

EU

Mr. Koena Marabe	Project Manager
Ms. Silvia Sala Giner	Programme Manager

アメリカ大使館

US Embassy

Mr. Rodd, Joshua R	Political/Economic Affairs
--------------------	----------------------------

CDM Smith

Mr. Jeffery Dickinson	Lead Renewable Energy Specialist
-----------------------	----------------------------------

在南アフリカ共和国日本国大使館

尾崎 壮太郎	参事官
藤原 俊介	専門調査員

JICA 南アフリカ共和国事務所

関 智宏	所長
大嶋 健介	次長
佐伯 貴大	所員
宮田 智子	企画調査員

資料－４ 参考資料/入手資料リスト

添付資料-4 参考資料/入手資料リスト

No.	名 称	形態 (文書・データ・写真等)	Original・Copy	発 行 機 関	発 行 年
1	Sub Task4.3 Analysis of Viable Small or medium hydropower Operations Within the Existing LHWP System	文章	Copy	LHDA	Mar. 2018
2	Sub Task 4.4 Review the Existing and Planned Expansion of the Lesotho Transmission and Distribution Network	文章	Copy	LHDA	Mar. 2018
3	Sub Task 4.6 Prefeasibility Screening Study of Conventional Hydropower outside LHWP.	文章	Copy	LHDA	Mar. 2018
4	Oxbow Feasibility Study	文章/データ	Copy	LHDA	Aug. 2019
5	LESOTHO ENERGY POLICY 2015-2025	文章	Copy	MEM, DOM	2015
6	SERP INVESTMENT PLAN OF THE GOVERNMENT OF LESOTHO	文章	Copy	MEM	Nov. 2017
7	Mohale dam Architectural Plan Sheet	データ	Copy	LHDA	2009
8	Mohale Compensation Flow Outlet Drawing	データ	Copy	LHDA	2009
9	Muela hydropower Eletromechanical specification	データ	Copy	LHDA	-
10	Organization Chart of LHDA	文章	Copy	LHDA	2019
11	Annual Report of LHDA	文章/データ	Copy	LHDA	2013-2018
12	Katse Dam Single Line Diagram	文章/データ	Copy	LHDA	1999
13	Katse Dam Minihydro Plant Drawings	データ	Copy	LHDA	1994
14	Katse Dam Minihydro Design Report	データ	Copy	LHDA	1989

添付資料-4 参考資料/入手資料リスト

No.	名 称	形態 (文書・データ・写真等)	Original・Copy	発 行 機 関	発 行 年
15	Hydrometric Stations map	データ	Copy	LHDA	-
16	IFR Presentation to Management	データ	Copy	LHDA	2019
17	INSTREAM FLOW REQUIREMENTS OPERATIONS PROCEDURES	データ	Copy	LHDA	2015
18	Katse and Mohale Lake Levels + IFR previous 10years	データ	Copy	LHDA	2019
19	Rainfall data	データ	Copy	LHWP	2020
20	River inflow data	データ	Copy	LHDA	-
21	Metolong Dam Drawings	文章	Copy	MEM, DOM	Sep. 2010
22	Metolong Dam Single Line Diagram	文章	Copy	WASCO	-
23	GUIDELINES FOR ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT	データ	Copy	Department of Environment	2016
24	ENVIRONMENT ACT 2008	データ	Copy	Department of Environment	2008
25	Preparing Project Brief	データ	Copy	Department of Environment	-
26	Implementation of National Biosafety Frameworks Project.	文書	Copy	Department of Environment	2015
27	Organization Chart of LEC	データ	Copy	LEC	2019

添付資料-4 参考資料/入手資料リスト

No.	名 称	形態 (文書・データ・写真等)	Original・Copy	発 行 機 関	発 行 年
28	ENVIRONMENT AND SOCIAL MANAGEMENT FRAMEWORK	データ	Copy	LEC	Oct. 2019
29	RESETTLEMENT POLICY FRAMEWORK	データ	Copy	LEC	Nov. 2019
30	LESOTHO POWER GENERATION MASTER PLAN	データ	Copy	LEC (SSI)	2009
31	Lesotho existing network, 10year map	データ	Copy	LEC	2003
32	Billing Certificate from LHDA to LEC	データ	Copy	LEC	2003
33	Transmission Line data	データ	Copy	LEC	-
34	Transformer data	データ	Copy	LEC	-
35	TRANSMISSION SINGLE LINE DIAGRAM	データ	Copy	LEC	Mar. 2017
36	SINGLE LINE DIAGRAM of Katse dam S/S	データ	Copy	LEC	-
37	SINGLE LINE DIAGRAM of Mohale dam S/S	データ	Copy	LEC	-
38	SINGLE LINE DIAGRAM of Metolong S/S	データ	Copy	LEC	-
39	Transmission and Distribution Lines Data	データ	Copy	LEC	-
40	APPROVED LEC ENERGY CHARGES 2018/19 (Effective from 01 August 2018)	データ	Copy	LEC	2018
41	NATIONAL Grid PEAK Projection	データ	Copy	LEWA	2014

添付資料-4 参考資料/入手資料リスト

No.	名 称	形態 (文書・データ・写真等)	Original・Copy	発 行 機 関	発 行 年
42	LESOTHO GRID CODE	データ	Copy	LEWA	2015
43	LEWA Annual Report	データ	Copy	LEWA	2019
44	LEC Annual Report	データ	Copy	LEWA	2016-2017
45	World Small Hydropower Development Report 2016	データ	Copy	UNIDO	2016
46	Development of Cornerstone Public Policies and Institutional Capacities to accelerate Sustainable Energy for All (SE4All) Progress.	文章	Copy	United Nations Development Programme	2013
47	Final Report Development of Regulatory Framework/Guidelines for Operation of Clean Energy Centres	文章	Copy	United Nations Development Programme	Apr. 2019
48	Development of Cornerstone Public Policies and Institutional Capacities to accelerate Sustainable Energy for All (SE4All) Progress National Energy Survey Final Survey Report	文章	Copy	United Nations Development Programme	Apr. 2018
49	LESOTHO Sustainable Energy for All INVESTMENT PROSPECTUS	文章	Copy	United Nations Development Programme	2016
50	LESOTHO Sustainable Energy for All COUNTRY ACTION AGENDA	文章	Copy	United Nations Development Programme	2018

添付資料-4 参考資料/入手資料リスト

No.	名 称	形態 (文書・データ・写真等)	Original・Copy	発 行 機 関	発 行 年
51	Prefeasibility Mohales Hoek_v9	文章	Copy	United Nations Development Programme	Oct. 2018
52	Prefeasibility Mokhotlong_v9	文章	Copy	United Nations Development Programme	Oct. 2018
53	Prefeasibility Qacha's Nek_v9	文章	Copy	United Nations Development Programme	Oct. 2018
54	Prefeasibility Quthing_v9	文章	Copy	United Nations Development Programme	Oct. 2018
55	Prefeasibility Thaba-Tseka_v9 (1)	文章	Copy	United Nations Development Programme	Oct. 2018
56	FORMULATION OF THE LESOTHO ELECTRICATION MASTER PLAN Socio-Economic Analysis (Final Report)	文章	Copy	The European Union	Apr. 2018
57	FORMULATION OF THE LESOTHO ELECTRICATION MASTER PLAN Off-Grid Master Plan Report	文章	Copy	The European Union	Jun. 2018
58	FORMULATION OF THE LESOTHO ELECTRICATION MASTER PLAN	文章	Copy	The European Union	Jun. 2018

添付資料-4 参考資料/入手資料リスト

No.	名称	形態 (文書・データ・写真等)	Original・Copy	発行機関	発行年
	Grid Development Plan Report				
59	FORMULATION OF THE LESOTHO ELECTRIFICATION MASTER PLAN Action& Investment Plan (Final Report)	文章	Copy	The European Union	Sep. 2018
60	Project Information Document/ Integrated Safeguards Data Sheet (PID/ISDS)	データ	Copy	World bank	Mar. 2019
61	INTERNATIONAL DEVELOPMENT ASSOCIATION PROJECT APPRAISAL DOCUMENT ON A PROPOSED CREDIT (DRAFT)	データ	Copy	World Bank	2019
62	Lesotho Map 1:250,000 (whole country)	データ	Copy	Lesotho Government	1994
63	Lesotho Map 1:50,000 (project site)	データ	Copy	Lesotho Government	1980
64	2016 PHC Report Volume IIIA Population Dynamics	データ	Copy	Lesotho Government	2016
65	LESOTHO HIGHLANDS WATER PROJECT DELIVERY TUNNEL AN ENVIRONMENTAL ASSESSMENT OF THE DELIVERY TUNNEL NO 1, PHASE 1A Highlands Delivery Tunnel Consultant 343 Surrey Avenue Ferndale RANDBURG2194Final	データ	Copy	TCTA	Sep. 1989

添付資料-4 参考資料/入手資料リスト

No.	名称	形態 (文書・データ・写真等)	Original・Copy	発行機関	発行年
66	REPORT NO: 0150/1.0 LESOTHO HIGHLANDS WATER PROJECT CONTRACT NO. LHDA 604 Development and Management of Nature Reserves in the LHWP Phase 1A Area BOKONG NATURE RESERVE VISITORS CENTRE ACCESS ROAD ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT REPORT	データ	Copy	LHDA	Jun. 1998
67	LESOTHO HIGHLANDS DEVELOPMENT AUTHORITY ENVIRONMENT DIVISION IMPACT ASSESSMENT 1: ARABLE LAND IN PHASE IA AREAS OF LHWP (Second Edition)	データ	Copy	LHDA	Jul. 1992
68	Contract No. LHDA 615 -VO3 Biological Monitoring in the Lesotho Highlands Water Project Phase IA Area WETLANDS MONITORING REPORT, 2000 AfriDev Consultants (Pty) Ltd	データ	Copy	LHDA	Nov. 2000
69	KINGDOM OF LESOTHO LESOTHO HIGHLANDS DEVELOPMENT AUTHORITY LESOTHO HIGHLANDS WATER PROJECT Phase 1B ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT	データ	Copy	LHDA	May 1997

資料一5 技術議事録 (Technical Memorandum)

TECHNICAL MEMORANDUM
ON
RESULTS OF THE FIRST SURVEY
FOR
DATA COLLECTION SURVEY
ON
SMALL-HYDRO POWER DEVELOPMENT PROJECT
IN
LESOTHO

BETWEEN
MINISTRY OF ENERGY AND METEOROLOGY (MEM),
AND
JICA STUDY TEAM

In Lesotho, December 12th, 2019



Mr. Kiyofusa TANAKA
Chief Consultant
JICA Study Team
Yachiyo Engineering Co., Ltd.



Mr. M. Jerry Seithoko
Director of Energy
Ministry of Energy and Meteorology
(MEM)

(for acknowledgement)

The Government of Lesotho required the Government of Japan to provide assistance concerning the installation of power stations on existing dams with the aim of boosting the country's hydroelectric capacity. In response, JICA dispatched a study team for gathering relevant information in accordance with Inception Report.

1. Main objectives of the Survey

This information gathering and confirmation survey will have the objective of organizing the progress and issues facing Lesotho's power policies and plans and the progress and issues of hydropower plans at multiple existing dams with a view to gathering basic information for examining the future direction of JICA's assistance based on grant aid and technical cooperation.

1.1 Scope of Work

The team explained that the scope of the Survey is as follows:

- Implementation Frame Work
- Requested Sites for the Project and their Priority
- Confirmation of existing equipment and examination of technical support.

1.2 Confirmation of the Project feasibility

The team explained that the expected output of the Survey is as follows:

- The basic policy, stipulated in item 2 Findings of the First Field Survey will be adopted for resolving issues in the power and the energy sector in order to established hydro power.
- For each hydro power station will be connect with National power network in Lesotho.
- All the hydro power station of this Project will be operated, maintenance and controlled by LHDA.

2. Findings of the First Site Survey

2.1 Information and Data collection

2.1.1 Implementation framework

As a result of confirming, the structure of power sector in Lesotho is shown as following Fig 2.1.1-1 Responsible Agency and Implementing Agency for the project will be Ministry of Energy and Meteorology (MEM) and Lesotho Highland Development Authority (LHDA), respectively.

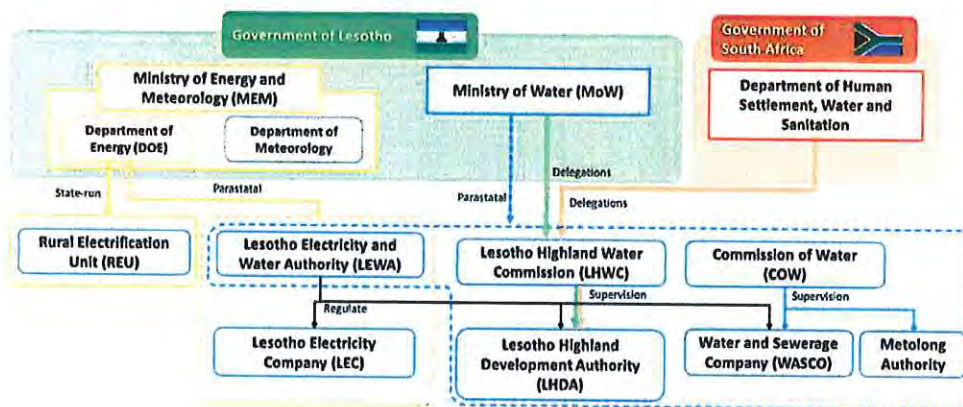


Fig 2.1.1-1 Structure of the Energy Sector of the Project

2.1.2 Requested sites for the Project and their Priority

1. Katse
2. Mohale
3. Metolong
4. Polihali

2.1.3 Result of Main survey

As a result of confirming Main Survey Contents, the following information in Table 1 ~ 4 were surveyed in Lesotho;

Table 1 Main Survey Contents concerning Hydropower Civil Engineering

Survey Items and Objective	Information to be confirmed
Past (at least 10 years) dam inflow, EWR, dam water level, operating regulations	Operating regulation is judged to none, due to lack of observation of existing inflow. The inflow & EWR value are tentatively decided by the previous consultant survey reporting in FS.

	Above Survey Report, Inflow, EWR and water level data are to receive on Tuesday 10 th of Dec from LHDA.
Specification (drawings, document and specification) of existing equipment for EWR facility	Confirmed the existing of Metolong drawing. For Mohale, we have received the existing building. Their drawings, however, are excluded the rebar alignment, so structural calculations have not been made. Further no data of pipe diameter, etc. is available, <u>head loss cannot be calculated.</u>
Dams and related equipment (layout drawings and specification of the equipment)	It is important to note that penstock drawings from the water intake to the turbine are requested. To the designing for an equipment of turbine & generator needs to calculate penstock and waterway losses, <u>then need to calculate Head Net.</u>
Survey data concerning dam sedimentation conditions	Surface Water intake method is taken for Mohale & Katsue DAM, therefore no disturbance may be found for hydro power generation, however environmental problem of Mohale regarding climate change will be provided by Ministry of Environment.
Specification of hydro power generating equipment (layout drawings and specifications of the equipment)	We have received that Katsue Dam equipment layout.
Reasons for stoppage of existing equipment at Katse Dam	Backed with 2010 the equipment are soaked, useless and the stoppage. It is impossible to get a budget to retrofit for the existing equipment. Space for Future extension is planned from the future fund Mohale is made a provision of penstock and turbine inlet for future installation of generating equipment due to difficulty of future installation. Balance equipment are not made due to <u>budget restriction.</u>
Polihali Dam construction schedule and design drawings	Tender will be held in January 2020. Construction will start at the end of 2020. Taking over will be estimate in 2023. Collection of drawings are on made 10 th Dec.
Metolong Dam turbine and generator room plan and design information	Well received

Table 2 Main Survey Contents concerning the Power System

Survey Items and Objective	Information to be confirmed
Power station connections and transmission lines	Existing drawing are confirmed by LEC, and well received.
Transmission network in Lesotho overall	Existing drawing are confirmed by LEC, and well received..
Current diagram and transmission capacity	Existing drawing are confirmed by LEC.

Table 3 Main Survey Contents related to Maintenance Structure and Budget

Survey Items and Objective	Information to be confirmed
Conditions regarding operation of communication	OPGW, PLC and Micro wave

routes between currently operating remote monitoring and control systems (SCADA) and small hydro power stations	communication media are confirmed and operation of communication are in healthy condition in NCC/RCC in LEC.
Organization chart, number of assigned employees, replacement parts procurement, periodic inspection items, response to troubles, etc.	Development and Operations Division
Project plans	Confirmed Master plan is official under Lesotho Government.

Table 4 Survey of Scope of Works on the Lesotho Side and Main Contents concerning Permits and Licenses

Survey Items and Objective	Information to be confirmed
Inland transportation permit	To be advised by MEM later
National grid connection permit	LEWA
Construction permit	To be advised by MEM later
Metrological drawing	To be advised by MEM later
Environment (EIA)	Ministry of Tourism, Environment & Culture
Tax exemptions	Dept. of Debt in Ministry of Finance.

2.2 Site Survey

2.2.1 Metolong Dam

2.2.1.1 Location

Metolong dam is located on the south phuthiatsana River in Maseru district, 37 km east of Maseru city. The condition of paved road to the site is good, so there is no problem with access to the site. It takes about 40 minutes by car.



Fig. 2.2.1.1-1 Metolong Dam location

2.2.1.2 Relation between the maximum discharge and the predicted power output

- 1) According to the information from an officer at Metolong dam office, the maximum dam discharge is to be 300 liter/sec (0.3 m³/s).
- 2) If the maximum discharge is used for power generation, the power output would be predicted as follows;

Precondition:

Maximum generating discharge; $Q = \text{Maximum dam discharge} = 0.3 \text{ m}^3/\text{s}$

Maximum net head; $H = 45 \text{ m}$ (predicted)

Generating efficiency; $\eta = 80\% = 0.8$ (predicted)

Maximum generating output; $P = 9.8 \times Q \times H \times \eta = 9.8 \times 0.3 \times 45 \times 0.8 = \underline{106 \text{ kW}}$

- 3) The above output is for the maximum discharge, and the minimum dam discharge is 10 liter/sec (0.01 m³/s) in a year based on the information from the officer.

Thus, the expected power generating facility will have the averaged output of several 10kW in a year, and it would be inappropriate for connecting to an adjacent power grid line.

2.2.1.3 Space in the existing discharge valve room

- 1) In the existing discharge valve room, two (2) sets of discharge valve bodies and connecting penstocks occupied large plain part of the room. Thus, it would be impossible to have enough space for new power generating equipment (such as turbine, generator, penstock for a turbine, control panels, etc.), as a result of this survey.
- 2) A photo taken in the discharge valve room and a floor plan of the room are attached.

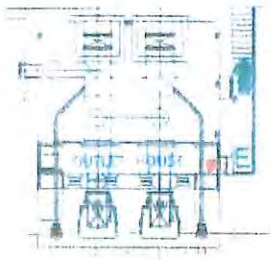


Fig. 2.2.1.3-1 Floor plan of existing valve room



Fig. 2.2.1.3-2 valve room

3) The plan dimensions of the room necessary for the installation of power generating equipment having the capacity calculated in above item 2.2.1.2 is predicted roughly to be 3m×5m, considering totally the perspective of installation, operation, maintenance and inspection.

2.2.1.4 Problems associated with the new generator room

1) With the two sets of discharge connection pipes, the pipe for power generation (penstock) is branched from the downstream pipe and the branched pipe ends at a position 0.3 - 0.4 m downstream from the discharge valve chamber. The pipe connection from the end of the penstock should originally use a curved pipe, however the space between the downstream wall of the discharge valve chamber and the wall of the parking lot is 1.65m and 90 ° elbow will be used. Consequently, the power generation head loss increases, whereas the power generation output decreases.

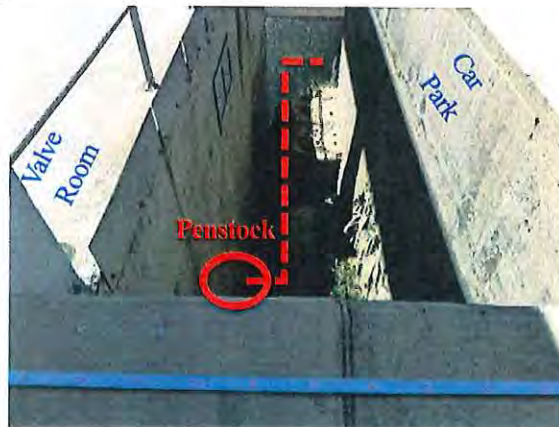


Fig 2.2.1.4-1 Overview of new generator room

2) The generator room will be installed downstream of the dam downstream revetment.

Although the foundation surface is bedrock, the slope is steep, and it is necessary to install the foundation of the generator room and the water discharge garden with concrete from near the riverbed, and civil work becomes a major issue. However, as the water level in the water discharge garden can be estimated to be about 10m lower than the current Valve position, the effective head becomes higher and the power output is expected to increase by about 20% from the value calculated in 2.2.1.2 -2).



Fig. 2.2.1.4-2 Sectional plan of generator room

2.1.2.5. Infeasibility of commission to LEC 33kV power grid

Due to the small power generation output less than 100kW, we presume not to reach LEC 33kV power grid through WASCO existing 11kV Switch yard. Power train from Turbine/Generator to LEC 33kV power grid are to comprise of the followings;

- 1) Generator to GSU (Generator Step Up Transformer) , secondary voltage 11kV : 11kV XLPE Power Cable Connection
- 2) GSU to 11kV MVSWGR (Middle Voltage Switchgear): 11kV XLPE Power Cable Connection
- 3) 11kV MVSWGR to WASCO existing 11kV Switch yard: 11kV ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced) Connection via OHL (Over Head Line) with new gantry structure
- 4) Modification of WASCO existing 11kV Switch yard to incorporate 2.1.2.5.-3).

2.2.2 Mohale Dam

2.2.2.1 Location

Mohale dam is located on Senqunyane River in Maseru district, 105 km east of Maseru city. The condition of paved road to the site is good, so there is no problem with access to the site. It takes about 120 minutes by car.



Fig. 2.2.2.1-1 Mohale dam location

2.2.2.2 Relation between the maximum discharge and the predicted power output

1) During the survey, the team confirmed that the maximum discharge available for hydropower generation was difficult to estimate since actual flow measurement might have not been carried out until now. But, it was confirmed mutually that the discharge data were to be submitted by LHDA at a later date, because those data were requested by the questionnaire of the study team.

2) According to the FS report prepared in 2018, Sub Task 4.3-Analysis of Viable Small or Medium Hydropower Options within the Existing LHWP System, the study result on the small hydropower facility for Mohale dam was described. (Noted below in item 3))

3) As the expected rated specifications for the new small hydropower facility,

- Maximum discharge ; 1.4 m³/s
- Minimum discharge ; 0.4 m³/s
- Maximum net head ; 130 m

- Minimum operating net head ; 106 m
- Turbine setting level ; 1,948 m a.s.l
- Turbine speed ; 1,000 rpm
- Turbine rated output ; 1.64 MW
- Generator rated output ; 2.0 MVA (power factor = 0.8)
- Generator output voltage ; 3.3 kV

4) The above rated output is under the condition at the maximum head and the maximum discharge, and the facility will produce output power of 500–1,000 kW during major period in a year.

Thus, if the output power of this level is obtained, it would be appropriate to connect the facility to adjacent power grid line.

5) After the study team obtain detailed data of dam discharge, the discharge available for power generation will be decided and the rated specifications of new hydropower facility to be installed at Mohale dam will be examined.

2.2.2.3. Space in the existing discharge valve room

1) Mohale dam has an existing building for discharge valves at the downstream side. A compartment or room for future small hydropower facility is provided in the building.

2) In the compartment, one set of the end portion of penstock and an inlet valve for a turbine was installed previously for future power generation. Major part of the compartment is one open space available for the installation of generating facility, especially for a set of turbine and generator. And an overhead crane for the equipment installation was installed previously.



Fig 2.2.2.3-1 Compartment for generating equipment



Fig.2.2.2.3-2 Overhead Crane

3) On the other hand, the open space of the compartment would not be wide enough for generating equipment, and the lifting capacity of the crane might be one of restrictions. Thus, the rated capacity of generating equipment will be determined under the conditions of the space and the maximum weight of major components. Accordingly, there is a possibility that the capacity of the facility will be smaller than the specification noted in item 2.2.2.-3).

4) The power water from a turbine is to be discharged to the outside of the building through a draft tube, one of turbine component. For such purpose, the new work of reconstruction at the downstream wall of the building is needed for the installation of the draft tube.

Additionally, a discharge basin, a concrete structure, for enhancing the function of the draft tube, is necessary to be reconstructed at the place adjacent to the building.

2.2.2.4. Issues associated with the new generator room

1) The space in the generator room is narrow, and the draft tube must be installed diagonally. Therefore, it is necessary to demolish the wall that has already been constructed, but since the upper part is a brick wall, strength of the wall shall be confirmed before demolishing the wall. It will be done manually.

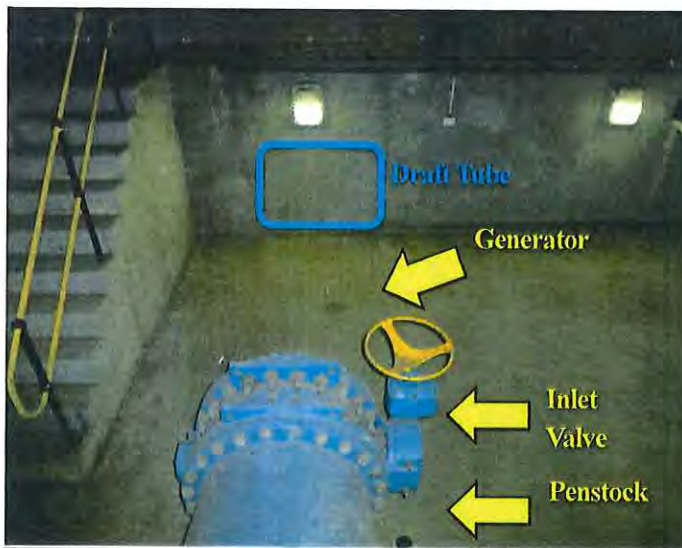


Fig. 2.2.2.4-1 Space in the generator room

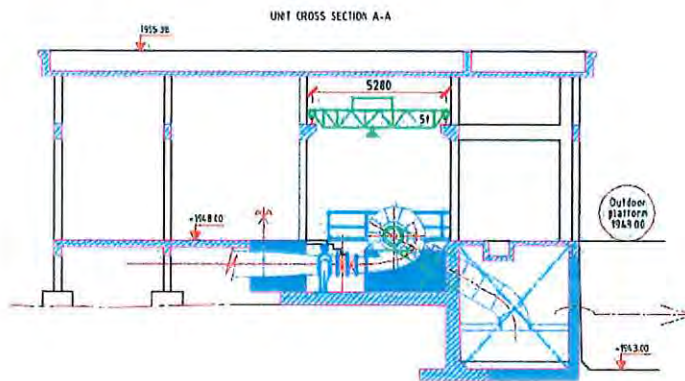


Fig. 2.2.2.4-2 Sectional plan in the generator room

- 2) Although the tailrace is installed, it is necessary to install a wall that matches the draft tube as a forebay to secure the discharge level.

- 3) Although the equipment access road will use the road installed on the downstream side of the dam, it will bend the hairpin curve, so the trailer cannot be used, and vehicles with a length of about 10 m seems to be limitation.

2.2.2.5. Feasible solution for commission to LEC (Lesotho Electricity Company) 11kV power grid

- i. Existing power system has just been receiving electricity from LEC 11kV power grid through Station Transformer rated 1.25MVA, 11k/400V and 400V Distribution board for loading of Valve control

 - ii. Newly proposed power system comprises Turbine, Generator rated 2.0MW, 11kV GMCB (Generator Main Circuit Breaker) with auto Synchronization, GSU (Generator Step Up transformer) rated 3.3/11 kV, 11kV Metal Clad Switchgear with Busbar, and secondary equipment with Tariff, e.g., Turbine, Generator and Transformer control & protection. These provisions are made on the basis of electricity upstreaming toward LEC power grid.
- i. the existing and ii. the newly proposed key line diagram are shown in below for conceptual understanding and evaluation purpose;

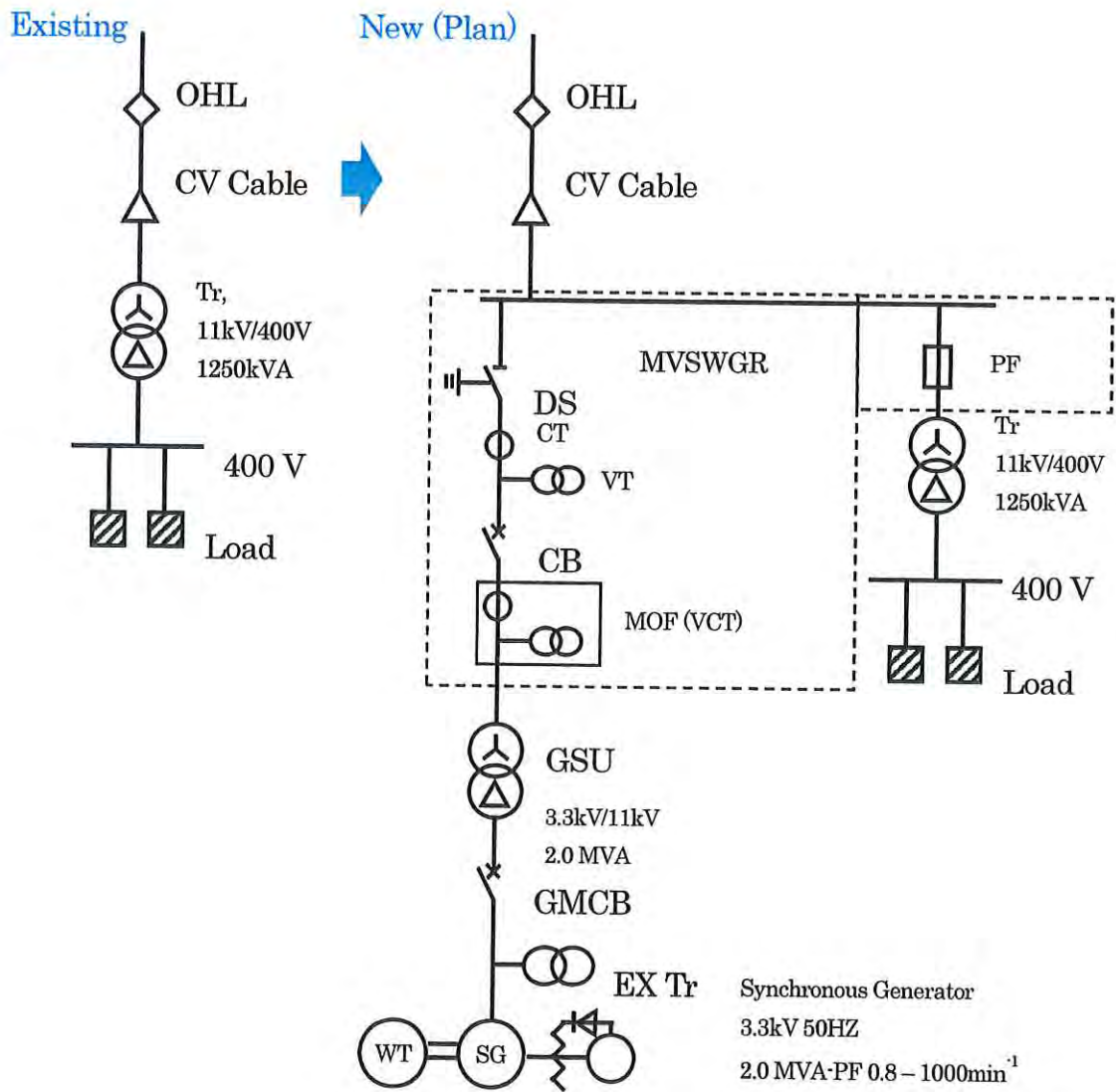


Fig. 2.2.2.5-1 Proposed key line diagram.

2.2.3 Muela Dam

Regarding Muela, survey for condition of existing Hydro Power Station to conform maintenance skill of the site.

2.2.3.1 Location

Muela HPP is located in Botha-Bothe district, 153 km northeast of Maseru. The condition of A1 road to the site is good, so there is no problem with access to the site. It takes about 150 minutes by car.

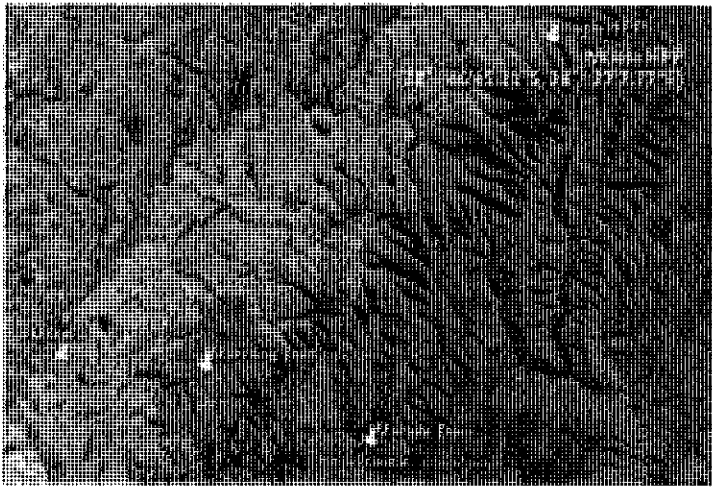


Fig 2.2.3.1-1 Muela Dam location

2.2.3.2 Outline of the power plant

1) Three(3) sets of turbine and generator were installed in the hydropower plant, and total generating output is 72 MW. The commissioning year of the plant was 1997.

2) The generating equipment was installed below ground, so-called "underground hydropower plant", and we can visit the plant through a tunnel. On the other hand, management and control rooms are in a building on the ground.

3) Water stored in Katse dam reservoir is supplied to the plant through a water tunnel system, and the water after generation is transferred and exported to The Republic of South Africa via Muela dam.

4) When the study team visited on November 30th, the plant was out of service because of the periodical inspection and maintenance of the water tunnel system every ten(10) years.

2.2.3.3 Existing generating equipment

The specifications of existing major generating equipment are as follows.

1) Turbine

Type; vertical Francis turbine
Rated output ; 25.2 MW
Speed; 750 rpm
Runaway speed; 1,380 rpm
Maximum head; 287.0 m
Rated head; 237.0 m
Minimum head; 196.0 m
Turbine setting elevation; 1,746.0 m a.s.l
Manufacturer; Kvaerner

2) Generator

Type; vertical synchronous generator
Rated output; 32,000 kVA
Power factor; 0.85
Voltage; 11,000 V
Speed; 750 rpm
Frequency; 50Hz
Manufacturer; ABB

2.2.3.4 Operation and Maintenance

- 1) The plant is owned by LHDA, and LHDA has the responsibility for operation and maintenance of the plant.
- 2) The operation and maintenance personnel of the plant was trained in United Kingdom.
- 3) In spite that the generating equipment has been operated for approximately 20 years, the equipment was in very clean condition, no oil-spot around pressure-oil equipment and no dust accumulation on various equipment were found. That means higher level of maintenance work by the personnel.



Fig. 2.2.3.4-1 Turbine room



Fig. 2.2.3.4-2 Turbine pressure-oil equipment

4) Though overhaul inspection and maintenance work has not been carried out at present, replacement of wearing parts of turbine such as guide vane bearing bushes, etc. is scheduled to be implemented next year. That means the overhaul work is to be carried out. Heat-exchangers of air-cooler system of the generator were replaced to new ones several years ago.

2.2.3.5 Relation between DCS (Digital Control System) in the Muela Hydro Power Station and NCC (National Control Center) / RCC (Regional Control Center) in Lesotho

NCC and RCC belong to LEC. RCC is subset of NCC and their equipment are Spider, ABB made. The old NCC / RCC equipment, Mosaic board is not currently used.

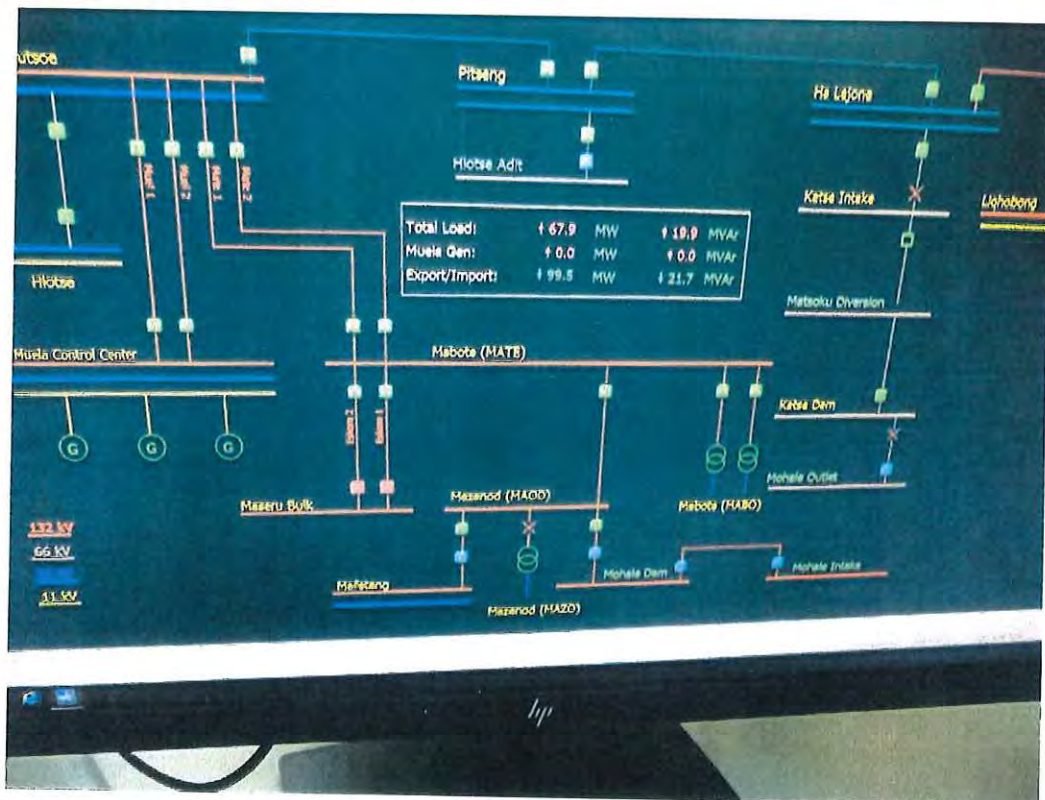


Fig. 2.2.3.5-1 HMI (Human Machine Interface) of NCC

NCC / RCC is used to simulate 132kV, 66kV, 33kV, and 11kV systems in the Muela Hydro power stations for monitoring purpose. NCC can monitor and control the same system as RCC. If maintenance or other control is required, contact employee in the Muela Hydro power stations via conventional telephone calls.

DCS, possessed by LHDA, in Muela Hydro Power stations has monitored onto Mosaic board both electrical key line and water flow state in health condition, shown in the below pictures. Control of circuit breakers and valves are to be made through single line diagram and Piping and instrumentation diagram in DCS.

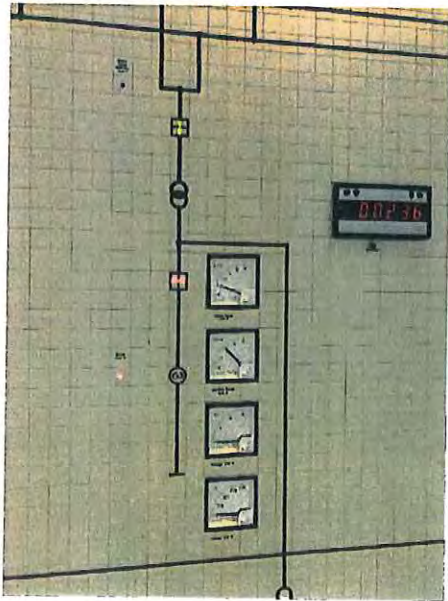


Fig. 2.2.3.5-2 Extract of Electrical Key Line

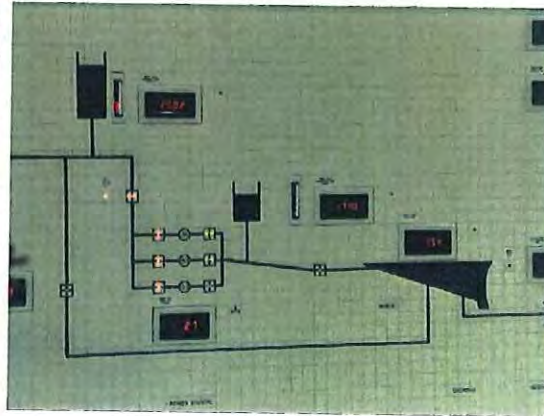


Fig. .2.3.5-3 Water flow state

Whenever monitoring and control of another newly installed small hydropower plants, DCS (panel) in the small hydropower plants. And NCC could supervise the status of DCS.

There is some room to incorporate new DCS in small hydropower plants into the existing DCS in Muela, with required modification shown in the below Key line diagram.

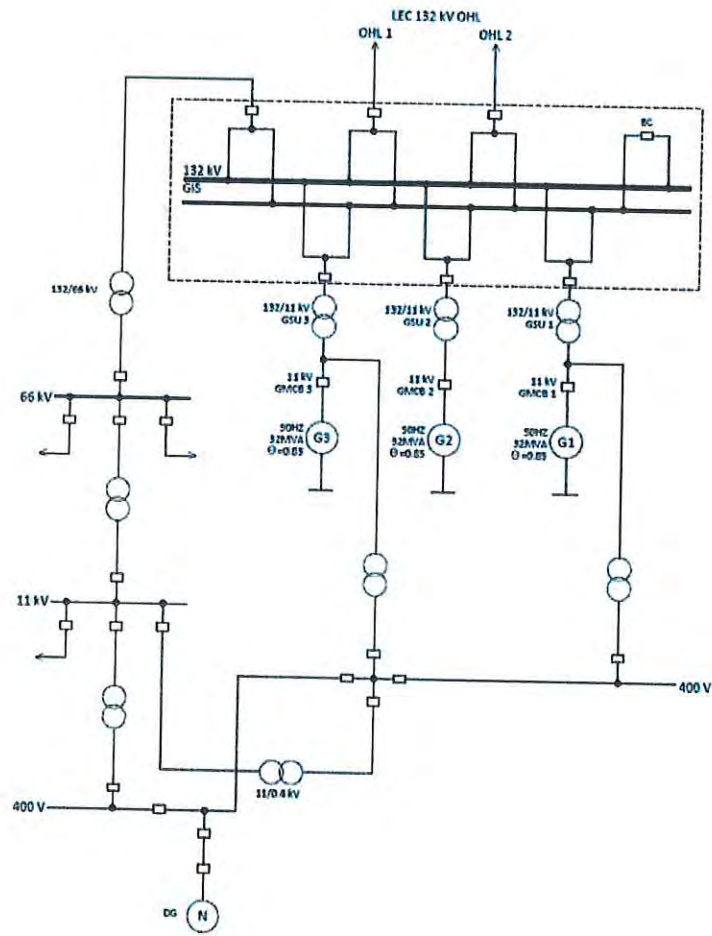


Fig. 2.2.3.5-4 Existing Electrical Key line in Muela

2.2.4 Katse Dam

2.2.4.1 Location

Katse dam is located on the Malibamatso River in Thaba-Tseka district, 219 km northeast of Maseru. The condition of A1 and A25 road to the site is good, so there is no problem with access to the site. It takes about 200 minutes by car.



Fig. 2.2.4.1-1 Location of Katse Dam

2.4.2.2 Dam discharge data and generating specification

- 1) During the site survey at Katse dam, detail information on the discharge from the dam and the maximum discharge available for hydropower generation were not provided by LHDA site personnel.
- 2) But, the study team requested the detailed discharge data by the questionnaire, and it was confirmed that the data was to be provided for us at LHDA Maseru office at a later date.
- 3) After the team received the data, the discharge available for power generation will be determined and the study on items such as the rated output of generating equipment to be installed, etc., is to be carried out.

2.4.2.3 Current status of the existing generating facility

- 1) According to the previous information, one (1) set of small hydropower facility was installed in a hydropower facility building annexed to the dam.
On the other hand, the facility had been operated and it has been out of service since 20Dec because of the water immersion in the building. When the team visited the building, the facility was stopped and the exciter of the generator had been dismantled.



Fig. 2.2.4.3-1 Existing generating facility



Fig. 2.2.4.3-2 Service entrance opening in the room

2) According to the rating plates, the specifications of existing generating main machines are as follows.

a) Turbine

Type ; horizontal Francis turbine
 Rated output P; 500 kW
 Rated discharge Q; 0.5 m³/s
 Normal head Hn; 123 m
 Speed n; 1,500 rpm
 Manufacturer ; GEC Alsthom – Neyrpic Minihydro (France)
 Supply year ; 1998

b) Generator

Type ; horizontal 3-phase synchronous generator
 Rated capacity ; 625 KVA
Rated effective output ; 500 kW (power factor, 0.8)
 Rated voltage V; 3,300 V
 Speed n; 1,500 rpm (50 Hz, 4-pole)
 Applied standard ; IEC 34
 Product weight ; 4,730 kg
 Manufacturer ; Alsthom

3) In the building, an end portion of penstock and a discharge pipe for a draft tube for the expansion turbine, in addition to ones for the existing unit, were installed previously.

4) Near the ceiling of the building, a crane having rated lifting capacity of five (5)-ton has been installed. The capacity of the existing crane will be one of major restrictions for examining the future new generating equipment.

5) Although a service entrance opening, on the side of the right bank, has been installed at the ceiling of the building, it seems considerably narrow for outer dimensions of major equipment.

It would become to be one of major restrictions for examining new generating equipment. On the other

hand, the building seems to be constructed under the condition of submergence during times of flooding.

Thus, a hatch for the service entrance opening should be a water-tight structure, and it would be necessary to confirm that the hatch keeps the water-tight performance in the future.

2.4.2.4 Space in the existing equipment room

1) According to the report prepared in 2018, Sub Task 4.3-Analysis of Viable Small or Medium Hydropower Options within the Existing LHWP System, a plane view drawing of equipment arrangement was shown under the future plan of two (2)-unit installation.

As noted in above item 4.4.3-1), one (1) set of unit has been installed, and it would be considered that there is the space for installing additional one (1) set of unit having same specifications.

But, it might be considerably cramped for two-unit arrangement.

2) The existing turbine has the conventional pressure-oil system for operating guide vanes to control turbine output and the open-close operation of a turbine inlet valve. Thus, additional installation space was needed for installation of the pressure-oil equipment.

From the view point of total installation space and simplification of maintenance, it would be appropriate to apply the motorized control method, instead of the pressure-oil control method, to newly installed generating units. The motorized control method is very popular for current Japanese small hydropower plants.

3) According to the report prepared in 2018, Sub Task 4.3-Analysis of Viable Small or Medium Hydropower Options within the Existing LHWP System, the turbine having specifications of output 1,640kW, speed 1,000 rpm, 2-unit plan was proposed for new hydropower equipment.

Regarding this proposal, outer dimensions and component weights of equipment will increase comparing with the existing, and sufficient future technical examination should be carried out concerning the relation with the crane capacity and dimensions of the service entrance opening

4) As the result of survey on the current condition of Katse dam facility, the study team confirmed that the final capacity of the new small hydropower equipment should be determined after sufficient examination on the possible capacity using the flow rate available for generation, the outer dimensions and weights of major equipment, the relation between those data and carrying-in/installation method, to examine the final specifications of new generating facility.

At present, the plan of capacity 500 kW, two (2)-unit plan is considered to be feasible.

2.2.4.5 Issues related to the generator room

1) Access to the powerhouse

At present, since the vehicle cannot directly access the generator room, a facility for carrying in equipment is necessary.

The following three plans are considered as methods, and the problems are also described.

① Use of dam downstream passage

The passage width is 4.4m, but when hanging the equipment with a crane, the outriggers cannot be extended, so heavy objects cannot be lowered.

In addition, the passage is supported by beams protruding from the dam, and it is necessary to confirm or recalculate the load that can be passed when transporting heavy objects. (Requires bar arrangement)

② Method by installing crane and incline.

It is a method of unloading equipment to a dam footing under the current access road with a crane and transporting it to the powerhouse by an incline. Although realistic, an incline can be submerged during a flood and cannot be permanently installed.



Fig. 2.2.4.5-1 Method by installing crane and incline.

③ Installation of access road

The plan is to establish a new access road from the vicinity of the counter dam installed downstream to the powerhouse

Since roads may be submerged during flooding, they cannot be installed on the embankment, so they will be installed by cutting out the bedrock, but they can be used after being submerged by flooding because the road is on the bedrock.



Fig. 2.2.4.5-2 Installation of access road.

Considering the above, it is considered that ② Method by installing crane and incline and ③ Installation of access road are promising. The implementation needs to be considered in detail, taking into account the heavy equipment that can be used.

2) Leakage on the powerhouse

There are some cracks on the wall of the powerhouse, but it is not a problem.

However, water leakage can be seen from the opening for carrying in equipment on the ceiling.

At the time of the survey, there is no doubt that water from the discharge valve at the top of the powerhouse has entered, but it seems that the entire powerhouse will be submerged during a flood. It is necessary to repair the watertight material of the opening cover and the concrete crack at the corner of the opening.

In addition, since water may leak in the future, it is desirable to install a water receiving pit directly under the ceiling opening and a submerged pump that automatically operates when the water level is detected.

2.2.4.6 Connection to LEC (Lesotho Electricity Company) 11kV power grid

1) Existing equipment

- Existing power system of Katse Dam has just been receiving electricity from LEC 11kV power grid through Katse Dam Substation, 66kV/11kV.
- Three backup Generators have installed and those are connected to the 11kV bus bar at the LHDA premises.
- The rated voltage of existing mini hydro generator is 3.3kV, and goes to 11kV by GSU (Generator Step Up transformer). Then it is connected to the above 11kV bus bar.
- GSU has installed upper floor than the power house, there is a space for new GSU next to the existing GSU.
- Switchgear room is planned same floor of GSU. But the space is not enough for new Switchgear installation. Consideration for location of the new Switchgear is needed.



Fig. 4.2.4.6-1 Existing Equipment

2) Extension of new equipment

- The Newly installed generator will be connected in parallel as following drawing.
- Newly proposed power system are to be consist of Turbine, Generator, Exciter Transformer, 3.3kV GMCB (Generator Main Circuit Breaker), GSU rated 3.3/11 kV, 11kV Metal Clad Switchgear with

Busbar, and secondary equipment with Tariff, e.g., Turbine, Generator and Transformer control & protection.

- The specification of the existing bus bar has not been available, hence it is necessary to check the specification (capacity, etc.,) and to consider the needs for in-situ replacement of existing equipment.

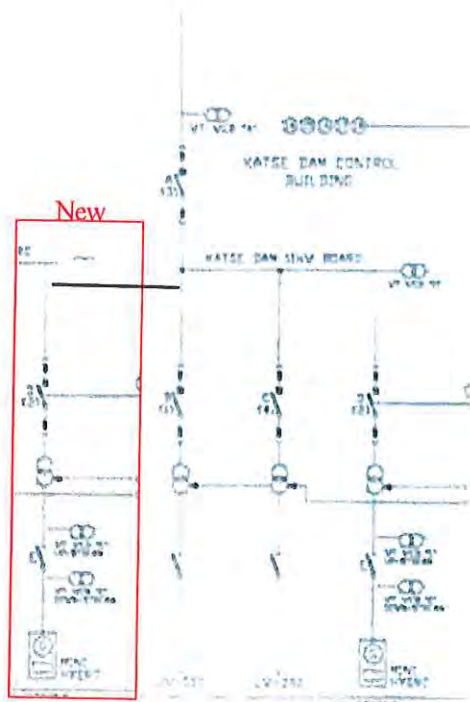


Fig. 4.2.4.6-2 Extension of new equipment

3) Supervision of hydro power station

- SCADA (local DCS) is not installed. The Condition of the existing generator is not supervised by NCC in LEC.
- According to a LHDA engineer, the existing transformer has been broken by overheating, which need to repair or replacement.

2.4.3 Polihali Dam (Under construction)

2.4.3.1 Location and current situation

Polihali dam is located on the Senqu River in Mokhotlong district, 278 km northeast of Maseru, targeted completion in 2023. The condition of A1 road to Mapholaneng is good, but the access road from Mapholaneng to the site about 16 km is not paved as of December 2019. It takes about 300 minutes by car from Maseru to the site.

2.4.3.2 Local condition toward Polihali Dam project

The results of local confirmation of the Polihali dam project are as follows

- ① Polihali dam is planned as CFRD (Concrete facing rock fill dam).
- ② Dam has almost the same shape as Mohale dam.
- ③ Spillway route is planned on the right bank of the dam.
- ④ Powerhouse is planned dam downstream of the right bank.

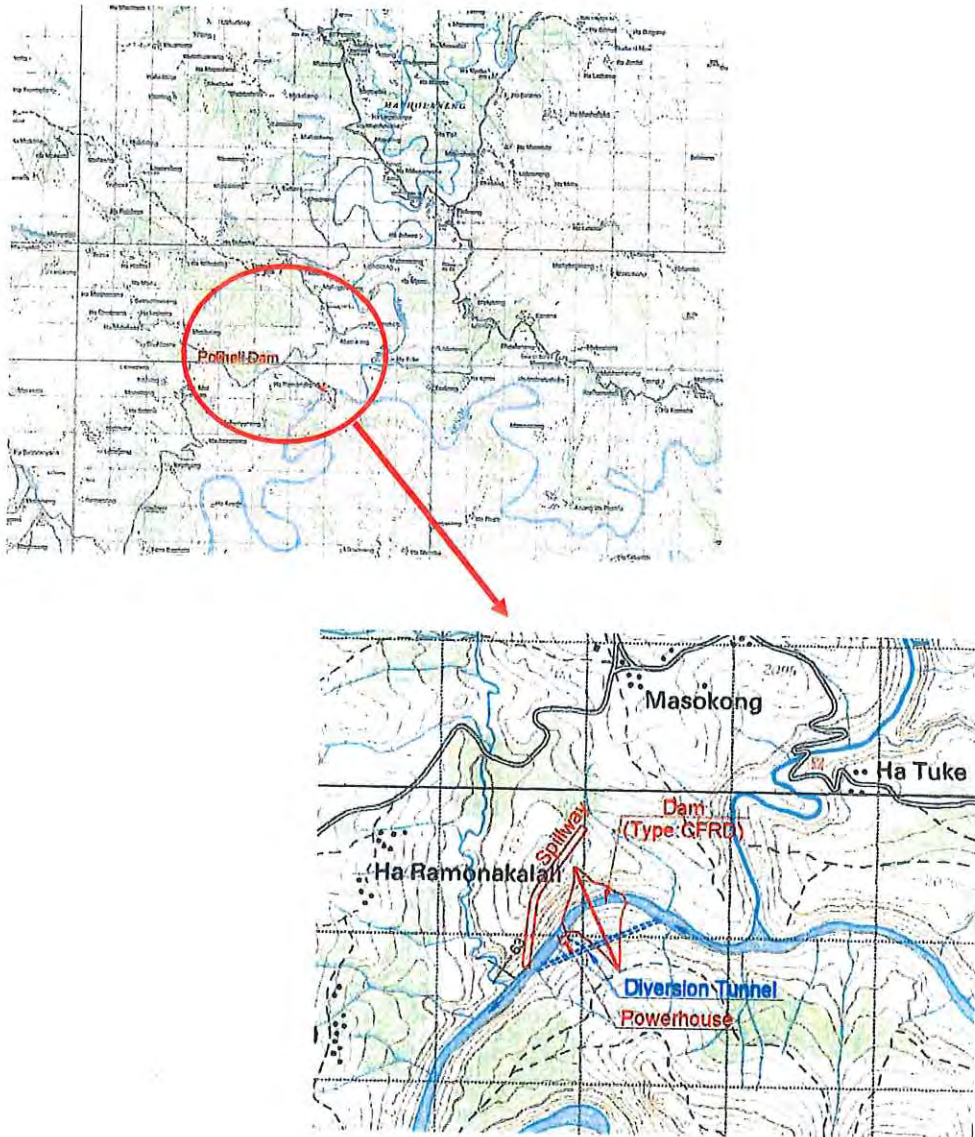


Fig.4.2.5.3-2 Polihali dam project image

2.4.3.3 Scheme of small hydropower facility

- 1) When the study team visited the Polihali site, the construction was at the stage of the temporary works such as access roads, not at the stage of the dam portion, same as the previous information.
- 2) According to the information from a project officer of LHDA at the site, the dam has the same design concept as one of Mohale dam and a small hydropower plant is to be installed annexed to the dam on the downstream side.
- 3) Though the data and drawings of Polihali dam concerning the discharge related to EWR and the targeted small hydropower plant have not been delivered to the team by LHDA at present, those data and drawings are expected to be provided.
After that, the technical study by the team is to be carried out.

4) On the other hand, in the report "Sub Task 4.3-Analysis of Viable Small or Medium Hydropower Options within the Existing LHWP System" issued in 2018, a plan view drawing of the small hydropower plant building, proposed in a FS report issued in 2008 for LHWP project, was shown.

5) In the report (Sub Task 4.3), the expected specifications of generating facility were proposed using the result of technical examination on the discharge available for power generation as follows.

- Turbine type; horizontal Francis turbine
- Number of unit; 1 unit
- Generator capacity; 3.0 MVA
- Design turbine discharge; 1.8 m³/s
- Maximum design gross head; 153 m (not net head)

6) On the other hand, below problem was pointed out in the report (Sub Task 4.3).

The building plan dimensions proposed in the FS report for LHWP are considerably small, and some portions of the generating equipment, examined in above item 5), are to interfere with the building structure.

Thus, the alteration of the original building design is needed for enlarging the dimensions of the generating facility compartment in the building is described clearly in the report. And, the design alteration is explained to be possible at present because the construction of the generating facility is in the planning stage.

7) If the design alternation of the building is not conducted, the capacity/dimensions of generating equipment should be reduced for installing in the small building compartment of the original design. In this case, the discharge available for power generation is "not" to be utilized effectively.

8) Implementing the installation of small hydropower facility in the future by a donor, JICA or another donor, the enlargement of compartment dimensions for generating facility in the building should be examined to realize the appropriate hydropower generation.

3. **Confirmation of existing equipment and examination of technical support:**
(for example) Support to preparation for maintenance schedule, check list and measurement point of the Project.

4. **Environmental Impact Assessment (EIA)**

Apart from the mission of this survey, following EIA agenda proposed by Ministry of Energy, should be made for next survey on JICA local re-commissioned, or EIA investigation is by the partner country:

1. The desirability, purpose, nature, location and scope of the project.
2. The activities or operations proposed to be undertaken and a preliminary design (including site, technology, processes and procedures involved, including construction and operation procedures and handling of waste).
3. Location map of the project site (1:50,000) and detailed map of site (1:4000).
4. The key planning, policy, legal and administrative requirements and guidelines — for example, in addition to the EIA license, what other permits will be required? Consultation with DOE can help to identify all these issues.
5. The area(s) of air, land, water and ecosystems that may be affected by the activity.
6. The conditions and the sensitivity of the land, air, water and ecosystems that may be affected.
7. Anything of cultural or historic value that may be affected
8. Anticipated impacts, including cumulative impacts, of the project/activity on the natural and human environment.
9. The materials (liquid, solid and gaseous) that the project shall use and discard or emit throughout its lifecycle. The possible products or by-products anticipated and their environmental consequences.
10. The number of people the project is likely to employ, in both the construction and operations phases. The financial and economic cost-benefit analysis and the social benefits to the local community and the nation in general should be included.
11. A description of all alternatives identified relating to the site, layout, route, process or design of the project. — the most feasible and practicable project alternatives.
12. Interested and affected parties/individuals identified and/or consulted. Description of the public consultation process undertaken in preparation of the project brief and a summary of comments received during the process (see public consultation below);
13. Environmental issues identified — this should include any other issues associated with the project/activity that have not been included in the above points. These may be issues identified

by communities, individuals or organisations during the consultation process, and will have various levels of significance. These issues should be shortly commented in the PB.

14. Key elements of an environmental management and mitigation plan.
15. Your recommendation as to whether further formal environmental impact study is required or not.
16. A draft notice for publication in national and local newspapers describing the project and disclosing where and when the Project Brief is available for public review.

The above regulations are of requisite by future project execution.

Attachment

Attachment-1: Current status and future policy regarding maintenance flow discharge

Attachment-2: Network Map

Attachment-3: Study Itinerary

Attachment -1

Current status and future policy regarding maintenance flow discharge

Basically, the maintenance flow discharge at each dam is implemented based on the policy of discharging about 10% of the dam inflow calculated by some LEC consultant. In this regard, there is no clear regulations in the "Environmental Impact Assessment Guidelines" in Lesotho, and there is a current situation that the Ministry of the Environment is not a problem unless there are complaints from the water area community.

In addition, Mohale Dam and Katse Dam water will be sent to South Africa, and Metolong Dam water will be used as water, being used in Lesotho. Therefore, although it is for power generation, it is difficult to simply discharge more water to the downstream than the conventional discharge because it is directly linked to income in Lesotho. It must be difficult to set the actual maintenance discharge rate. Since Pothali Dam is currently under preparation, water operation (maintenance discharge) will be decided in the future, hence we do not address herein. The maximum values of utilization water discharge and environmental water discharge in the past (Mohale Dam, Katse Dam 2009-2018, Metolong Dam 2016-2018) are as follows.

Mohale Dam : $Q_{max} = 5.80 \text{ m}^3/\text{sec}$

Katse Dam : $Q_{max} = 1.53 \text{ m}^3/\text{sec}$

(Actual power generation maximum discharge $1.00 \text{ m}^3/\text{sec} \cdot \cdot \cdot 1 \text{ generator}$)

Metolong Dam : $Q_{max} = 0.33 \text{ m}^3/\text{sec}$

In addition, the past maintenance flow discharge status of each dam is as follows;

(Note*: the average value on the same day of each year, arranged in order from the maximum flow rate to the minimum.)

Table 5.1 Flow duration table of maintenance flow discharge

(Unit: m^3/sec)

Dam name	Maximum flow	Ninety-five-day discharge	Ordinary water discharge	Low water discharge	Droughty water discharge	Minimum flow	Usage data
	Q1	Q95	Q185	Q275	Q355	Q365	
Mohale Dam	2.038	1.111	0.942	0.859	0.777	0.679	2009 - 2018
Katse Dam	1.143	0.973	0.867	0.788	0.638	0.628	2009 - 2018
Metolong Dam	0.063	0.031	0.013	0.007	0.000	0.000	2016 - 2018

The optimal amount of water used in hydropower generation is calculated from the relationship between the amount of generated power and cost, but it is often around the amount of ninety-five-day discharge (Q95). Therefore, the amount of water used is about $1.0 \text{ m}^3 / \text{sec}$ at Mohale and Katse points and $0.03 \text{ m}^3 / \text{sec}$ at Metolong points. However, since the Metolong point varies widely depending on the year, it may be possible to set the maximum flow rate of the installed Valve as $0.31 \text{ m}^3 / \text{sec}$.

In addition, assuming the net head etc of each point, the power generation output is roughly calculated as follows.

[Mohale Site]

Maximum discharge $Q=1.0 \text{ m}^3/\text{sec}$, net head $H=130\text{m}$, Synthesis efficiency $\eta=0.8$

Power generation output $P = 9.8 \times 1.0 \times 130 \times 0.8 = 1,019.2 \hat{=} 1,000 \text{ kW}$

[Katse Site]

Maximum discharge $Q=1.0 \text{ m}^3/\text{sec}$, net head $H=150\text{m}$, Synthesis efficiency $\eta=0.8$

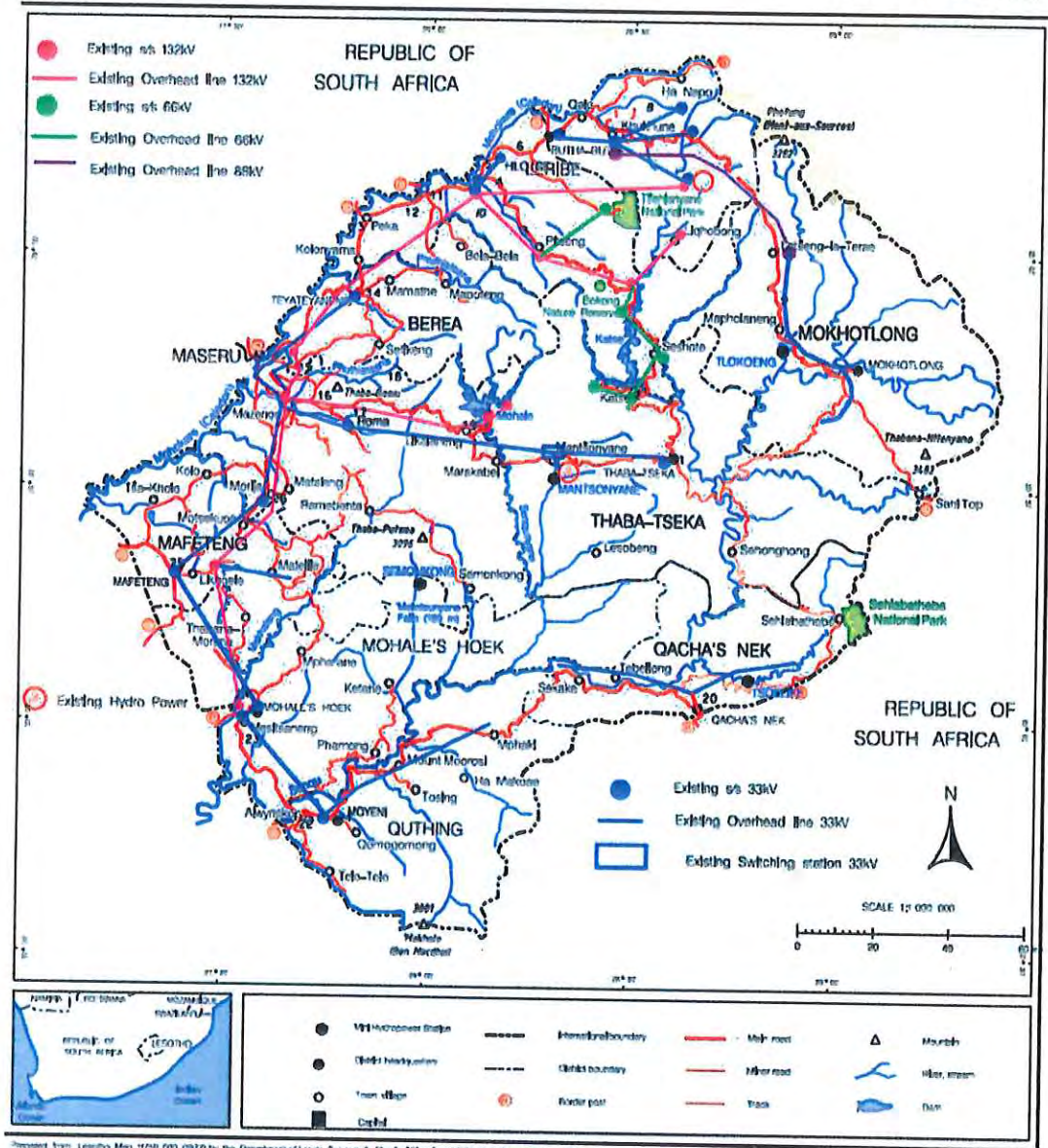
Power generation output $P = 9.8 \times 1.0 \times 150 \times 0.8 = 1,176 \hat{=} 1,100 \text{ kW}$

[Metolong Site]

Maximum discharge $Q=0.31 \text{ m}^3/\text{sec}$, net head $H=50\text{m}$, Synthesis efficiency $\eta=0.8$

Power generation output $P = 9.8 \times 0.31 \times 50 \times 0.8 = 121.52 \hat{=} 120 \text{ kW}$

Through the meeting with the Ministry of the Environment, there is a comment that this project will be the subject of environmental impact assessment. From now on, it will be necessary to verify whether or not the maintenance flow discharge amount submitted by Lesotho is an accurate value and to determine the amount of water used, taking into account the environmental impact assessment guidelines.



Attachment-3

Proposed Itinerary for First Field Survey
Data Collection Survey on Development of Hydro Power Station in Lesotho 2018.12.12

No.	Date	Description					Accommodation	
		Chief Consultant / Hydro Power Station Planning	Hydro Turbine	Civil Work	Distribution Network	Electrical Equipment		
		name	Kiyofusa TANAKA	Shoichi KUSHIMOTO	Fumio TANIZAWA	Yatsuhiko URABE	Masahiro YAMAGUCHI	
1	2018.11.24	SUN	Trip [Nairobi-Hongkong]					
2	2018.11.25	MON	Trip [Hongkong-Johannesburg] •9:30 ADB •11:20 Courtesy call to JICA South Africa Office •10:00 USAD					Pretoria
3	2018.11.26	TUE	Trip [Johannesburg(09:00)-Maseru] [S.95/SAR05] •14:00 Explanation of inception report, site survey schedule and questionnaire to Ministry of Energy & Meteorology Department of Energy, LEWA, LHDA, LEO, WASCO					Maseru
4	2018.11.27	WED	•AM/8:00 MEM Start—Site Survey for Moteng Dam					Maseru LANDERS PALHOTEL
5	2018.11.28	THU	•8:00 MEM Start—10:00 Site Survey for Mchare Dam, 12:00 Meeting with LHDA 16:00 back to Maseru					Maseru
6	2018.11.29	FRI	•8:30 Technical Meeting with MEM •9:30 Technical Meeting with LEO	•9:30 Technical Meeting with LEO	•Preparation Report.	•9:30 Technical Meeting with LEO	Maseru	
7	2018.11.30	SAT	•8:00 Hotel Start—11:00 Site Survey for Muela Dam (72MW Hydro Power Station), 15:00 back to Maseru					Maseru
8	2018.12.1	SUN	Preparation Report					Maseru
9	2018.12.2	MON	•8:00: Meeting with MEM to arrange the meeting with other donors and Ministries •10:00: Maseru Start— 15:00 Site Survey for Katsa Dam (Stay Katsa Visitor Center)					Maseru
10	2018.12.3	TUE	•9:00: Site Survey for Katsa Dam, Meeting with LHDA					Katsa/Maseru
11	2018.12.4	WED	•8:00 (Start Katsa Visitor Center)—move to Pofhal Dam—13:00Site Survey for Pofhal Dam •15:00 Pofhal Dam—18:00 Maseru					Maseru
12	2018.12.5	THU	•8:00 Meeting with MEM to report about site seeing and arrange meetings •10:00 Meeting with Depart of Environment to hear about environmental regulation and information •14:30 Meeting with MEM for hearing UNDP's SE4ALL P/J	•10:00 Meeting with Depart of Environment to hear about environmental regulation and information •Preparation Report	•10:00 Meeting with Depart of Environment to hear about environmental regulation and information •Preparation Report	•8:00 Meeting with MEM to report about site seeing and arrange meetings •10:00 Meeting with Depart of Environment to hear about environmental regulation and information •Preparation Report	Maseru	
13	2018.12.6	FRI	•8:00 meeting with LHWC, LHDA to confirm the correlation of organizations and the answers for questionnaire •Internal meeting •Preparation Report					Maseru
14	2018.12.7	SAT	•Internal meeting, Preparation Report					Maseru
15	2018.12.8	SUN	Preparation Report					Maseru
16	2018.12.9	MON	Preparation Report, Obtain Answer of Questioner/MEM, LHDA, LEO, WASCO Meeting with LEO	Preparation Report, Obtain Answer of Questioner/Ministry of Energy & Meteorology Department of Energy, LHDA, LEO, WASCO	Preparation Report, Obtain Answer of Questioner/Ministry of Energy & Meteorology Department of Energy, LHDA, LEO, WASCO	Preparation Report, Obtain Answer of Questioner/Ministry of Energy & Meteorology Department of Energy, LHDA, LEO, WASCO Meeting with LEO	Maseru	
17	2018.12.10	TUE	•AM Meeting with LHDA •Preparation Report, Obtain Answer of Questioner/MEM, LHDA, LEO, WASCO					Maseru
18	2018.12.11	WED	Preparation Report, Obtain Answer of Questioner/Ministry of Energy & Meteorology Department of Energy, LHDA, LEO, WASCO					Maseru
19	2018.12.12	THU	•Wrap up survey, meeting with Ministry of Energy & Meteorology Department of Energy, LHDA, LEO, WASCO, Prepare report.					Maseru
20	2018.12.13	FRI	Trip [Maseru(9:10)-Johannesburg(9:00)] [SAR05] 13:30 Prepare report.					Pretoria
21	2018.12.14	SAT	•Trip [Johannesburg-Hong kong]					
22	2018.12.15	SUN	•Trip [—Nairobi]					

資料-6 人口統計データ

添付資料-6 人口統計データ

出典：レソト国、国勢調査（2016年）

男女別のレソト国人口	
Male	982,133
Female	1,025,068
Total	2,007,201

地区及び男女別のレソト国人口			
District	Male (%)	Female (%)	Total
Butha-Buthe	48.8	51.2	118,242
Leribe	48.8	51.2	337,521
Berea	49.0	51.0	262,616
Maseru	48.1	51.9	519,186
Mafeteng	50.0	50.0	178,222
Mohales Hoek	49.1	50.9	165,590
Quthing	49.2	50.8	115,469
Qachas Nek	49.0	51.0	74,566
Mokhotlong	49.7	50.3	100,442
Thaba-Tseka	49.9	50.1	135,347
Total	48.9	51.1	2,007,201

地区別のレソト国世帯数	
District	Total
Butha-Buthe	30,169
Leribe	90,313
Berea	69,999
Maseru	157,810
Mafeteng	46,563
Mohales Hoek	40,756
Quthing	26,345
Qachas Nek	17,584
Mokhotlong	24,362
Thaba-Tseka	33,556
Total	537,457

地帯及び男女別のレソト国人口		
Ecological Zone	Percentage (%)	Total
Lowlands	62.0	1,244,465
Foothills	9.7	194,698
Mountain	19.6	393,411
Senqu River Valley	8.7	174,627
Total	100.0	2,007,201

資料-7 各ダム流域における降雨量

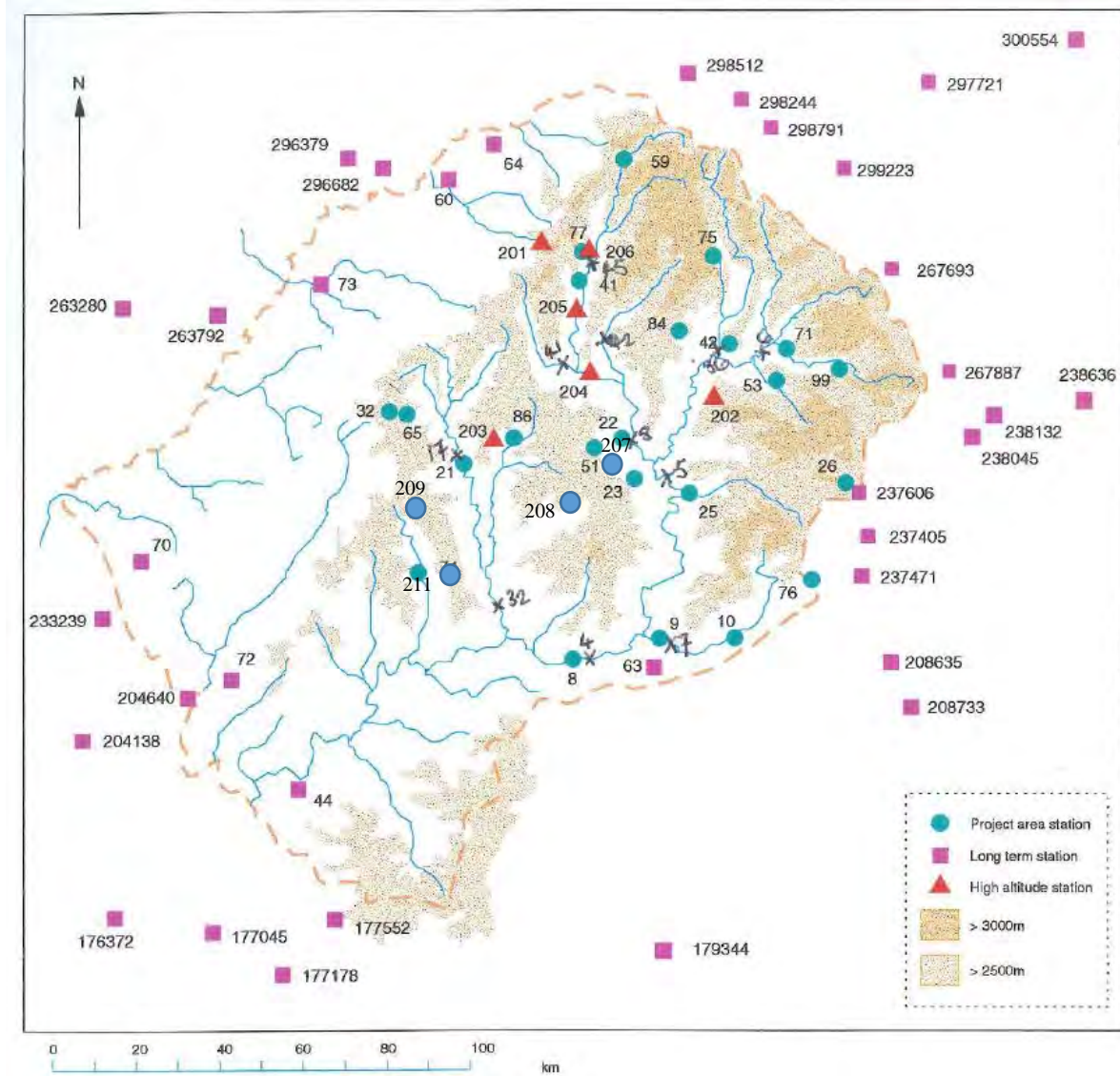
添付資料-7 各ダム流域における降雨量

(1) 各ダム流域における年間降雨量

各流域における年間降雨量

Rainfall Observation Station			Annual Rainfall		
Area	No	Station Name	1991-2009 Average	2010-2019 Average	Overall Average
Mohale Area	65	Thaba Putsoa	1,215.4	888.9	1,099.8
	203	Cheche	784.5	654.7	738.7
	209	Rapokolane	1,013.0	987.4	996.0
	211	Mohale Rainfall	—	733.8	733.8
	Average		1,004.3	816.2	892.1
Katse Area	205	Ha Poli	787.3	952.5	850.8
	206	Rampai 2	1,032.5	957.0	1,002.6
	207	Makopela	764.1	688.5	737.1
	208	Katse Village	723.6	674.9	702.0
	Average		826.9	818.2	823.1
Polihali Area	99	Malefiloane	697.0	525.5	634.1
	202	Libibing	698.5	615.9	669.3
	Average		697.8	570.7	651.7
Muela Area	201	KM 27	1,481.6	1,324.2	1,432.0
	Average		1,481.6	1,324.2	1,432.0

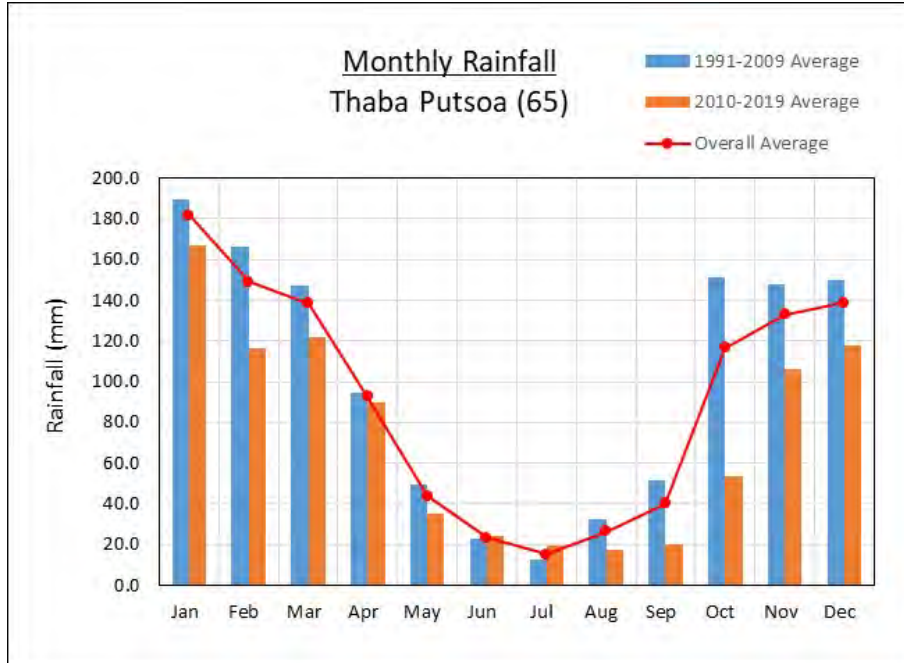
雨量觀測地点位置图



(2) Mohale エリアにおける月別降雨量

1) Thaba Putsoa (観測地点番号：65)

平均月別降雨量

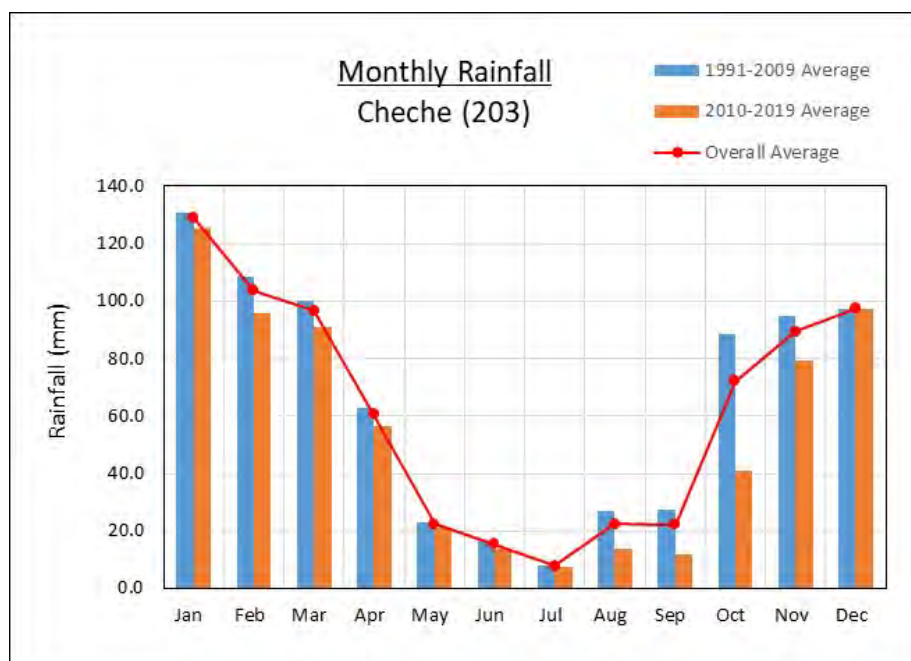


月別降雨量観測データ

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
1991	275.0	199.5	162.7	14.1	1.0	—	5.8	—	81.3	258.6	87.4	112.6	—
1992	67.9	110.0	85.9	39.2	0.8	0.5	1.7	95.2	5.5	110.9	175.2	74.8	767.6
1993	149.6	205.0	140.5	147.5	—	9.9	0.0	22.7	1.5	219.7	178.3	129.6	—
1994	293.8	238.2	134.6	88.2	—	4.0	0.0	0.0	—	—	—	85.3	—
1995	152.0	44.4	119.0	40.3	43.6	7.2	6.7	6.4	37.8	188.1	137.4	—	—
1996	149.3	272.4	123.5	88.4	30.6	0.0	25.2	18.0	28.5	186.7	276.1	156.7	1,355.4
1997	188.6	122.7	224.7	130.4	136.0	26.7	90.2	12.6	23.7	60.0	100.1	—	—
1998	164.6	271.5	275.8	32.4	26.1	3.8	—	—	63.0	141.0	178.2	161.6	—
1999	175.2	167.6	107.3	27.1	—	—	7.4	10.5	14.8	111.7	58.5	242.4	—
2000	144.0	124.7	157.4	79.3	39.4	21.0	11.7	0.1	112.1	166.2	129.9	203.1	1,188.9
2001	85.3	121.7	85.3	236.9	58.0	20.4	19.1	107.9	23.2	187.7	147.9	247.0	1,340.4
2002	336.0	86.8	101.5	103.1	143.5	37.8	8.2	—	102.9	40.3	72.4	249.6	—
2003	187.4	136.6	163.1	89.9	10.8	0.0	0.0	30.2	137.3	70.3	175.2	84.9	1,085.7
2004	172.0	123.0	234.4	94.9	0.0	41.6	29.2	46.0	118.5	187.5	117.6	232.5	1,397.2
2005	312.3	206.5	191.2	177.4	28.0	2.8	0.0	40.0	51.5	163.5	207.5	55.9	1,436.6
2006	203.4	321.6	223.6	178.0	163.5	0.0	0.0	84.6	24.1	160.0	215.1	65.4	1,639.3
2007	156.6	28.6	66.6	98.6	0.0	—	—	7.3	78.5	184.9	118.0	179.0	—
2008	147.3	153.8	142.5	82.6	74.1	85.6	0.0	18.2	15.6	51.4	184.1	225.6	1,180.8
2009	238.9	219.9	63.4	46.3	34.8	107.1	9.2	14.9	8.2	239.1	101.7	41.8	1,125.3
2010	224.6	79.0	136.9	68.9	34.9	35.0	0.0	0.0	2.0	70.6	285.6	311.5	1,249.0
2011	441.2	90.8	100.6	136.5	153.2	40.6	32.4	3.2	0.0	38.0	60.5	126.0	1,223.0
2012	90.9	173.5	98.4	43.5	3.3	73.7	34.3	15.9	81.4	129.9	86.2	166.9	997.9
2013	164.3	20.2	99.5	89.4	6.6	1.3	0.0	10.5	3.7	72.2	118.2	98.0	683.9
2014	91.8	141.6	106.4	35.6	9.7	0.0	0.0	14.5	0.0	22.9	159.3	153.5	735.3
2015	91.8	61.3	159.8	57.5	13.5	76.3	42.4	7.5	26.6	46.9	25.7	18.0	627.3
2016	189.5	87.5	84.9	63.3	26.4	0.0	58.3	38.2	28.0	36.7	114.9	17.6	745.3
2017	141.3	224.6	76.5	97.3	19.1	13.0	0.0	0.0	32.4	94.4	99.3	108.8	906.7
2018	121.5	146.0	184.7	109.3	70.8	0.0	24.2	77.4	22.8	26.5	57.9	61.0	902.1
2019	111.8	143.8	169.8	194.3	12.5	0.0	3.2	5.3	2.1	0.0	56.5	—	—
Overall Average	181.7	149.1	138.6	92.8	43.9	23.4	15.2	26.4	40.3	116.6	133.0	138.8	1,099.8
1991-2009 Average	189.4	166.0	147.5	94.5	49.4	23.0	12.6	32.2	51.6	151.5	147.8	149.9	1,215.4
2010-2019 Average	166.9	116.8	121.8	89.6	35.0	24.0	19.5	17.3	19.9	53.8	106.4	117.9	888.9

2) Cheche (観測地点番号：203)

平均月別降雨量



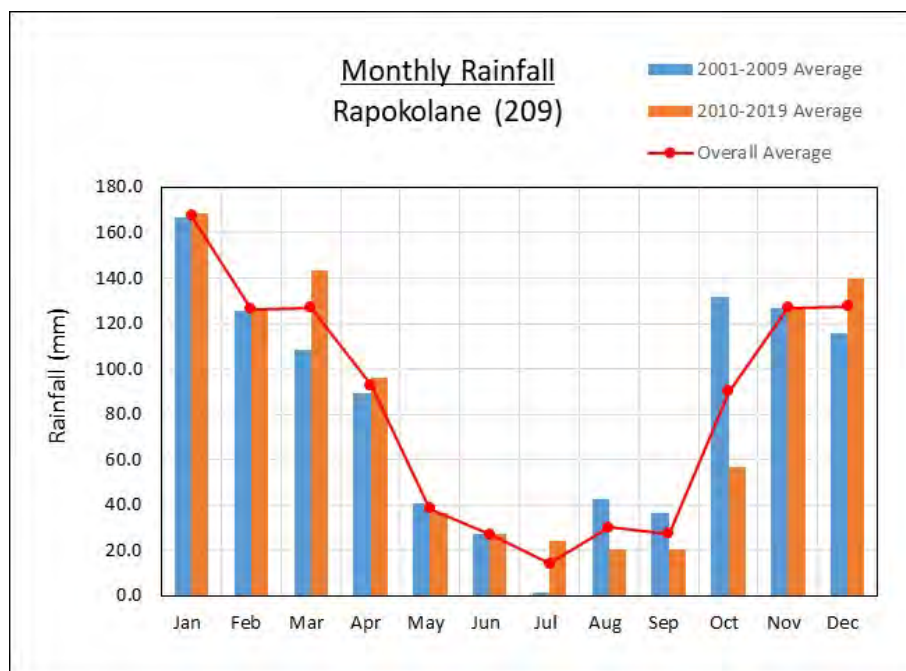
月別降雨量観測データ

	(mm)												
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
1991	—	—	—	—	0.3	13.5	1.7	0.0	34.6	198.5	58.9	70.7	—
1992	22.4	47.4	22.8	15.0	1.2	—	0.0	70.9	28.8	78.3	110.8	19.6	—
1993	64.9	—	109.9	122.8	13.5	8.9	0.0	29.2	3.1	141.1	96.9	147.0	—
1994	162.5	92.2	111.1	58.7	0.0	6.1	9.9	0.0	0.0	20.8	43.3	60.1	564.7
1995	114.4	44.2	—	62.8	50.5	7.5	0.0	2.3	16.6	106.8	108.8	179.0	—
1996	173.6	143.6	108.8	87.2	—	17.5	23.8	26.3	4.5	140.3	133.3	95.4	—
1997	176.8	184.1	113.1	71.2	42.8	16.0	16.9	22.3	9.7	39.1	122.7	53.8	868.5
1998	138.4	127.6	156.2	5.2	17.7	0.0	30.2	2.9	45.5	107.3	119.0	122.2	872.2
1999	139.0	89.6	127.2	—	—	24.0	25.7	14.0	0.0	66.2	52.2	129.5	—
2000	111.3	105.2	120.0	97.7	18.0	6.0	2.5	0.0	72.1	87.7	81.7	158.0	860.2
2001	75.6	77.8	68.5	137.6	24.3	7.1	14.5	65.6	28.4	93.0	157.8	149.1	899.3
2002	129.7	38.3	94.4	48.3	84.8	28.0	16.0	118.3	66.8	65.3	126.1	111.8	927.8
2003	87.2	173.0	133.7	52.5	14.1	0.0	0.0	26.9	48.0	21.1	56.4	73.0	685.9
2004	167.7	115.7	104.5	30.6	0.0	16.1	8.1	32.9	64.3	47.2	92.5	102.3	781.9
2005	142.6	114.6	123.6	59.6	17.9	0.0	0.0	29.8	11.5	71.2	48.4	18.7	637.9
2006	243.7	201.6	135.2	62.1	47.1	1.2	0.0	53.6	34.1	134.6	108.8	60.1	1082.1
2007	168.4	54.6	33.9	83.3	3.0	22.8	0.0	3.5	28.2	131.2	112.7	98.8	740.4
2008	139.6	84.9	112.2	45.5	37.4	49.5	0.0	8.0	23.0	23.4	128.8	138.9	791.2
2009	99.1	148.1	26.9	30.3	21.0	66.6	5.2	0.0	2.0	105.3	43.5	60.6	608.6
2010	132.5	82.4	61.5	127.3	23.0	32.5	0.0	0.0	4.0	100.0	141.0	187.0	891.2
2011	179.0	58.5	93.5	77.5	79.5	35.0	18.2	1.0	8.6	22.0	54.6	128.1	755.5
2012	78.6	102.4	63.5	37.0	3.5	50.0	23.5	21.0	43.5	42.0	75.0	166.0	706.0
2013	113.0	67.6	87.4	44.8	5.4	0.0	0.0	1.6	0.7	42.1	73.0	89.4	525.0
2014	130.9	141.4	134.9	30.7	0.0	0.0	0.0	30.3	9.8	43.2	167.1	88.1	776.4
2015	165.0	33.3	93.4	29.1	6.4	20.9	24.3	0.0	3.9	29.4	39.7	6.3	451.7
2016	115.0	73.7	61.2	53.8	39.2	0.2	6.8	35.1	21.7	65.8	117.1	53.1	642.7
2017	152.6	163.2	10.4	27.2	20.1	0.0	0.0	0.0	11.3	49.9	72.3	86.7	593.7
2018	131.8	127.4	182.1	26.9	26.2	0.0	0.0	50.3	16.1	17.9	5.8	70.3	654.8
2019	57.3	107.4	121.6	110.0	7.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	48.2	—	—
Overall Average	129.0	103.7	96.7	60.5	22.4	15.3	7.8	22.3	22.1	72.1	89.5	97.3	738.7
1991-2009 Average	130.9	108.4	100.1	63.0	23.2	16.2	8.1	26.7	27.4	88.3	94.9	97.3	784.5
2010-2019 Average	125.6	95.7	91.0	56.4	21.1	13.9	7.3	13.9	12.0	41.2	79.4	97.2	654.7

* Blue letters are estimates.

3) Rapokolane (観測地点番号 : 209)

平均月別降雨量

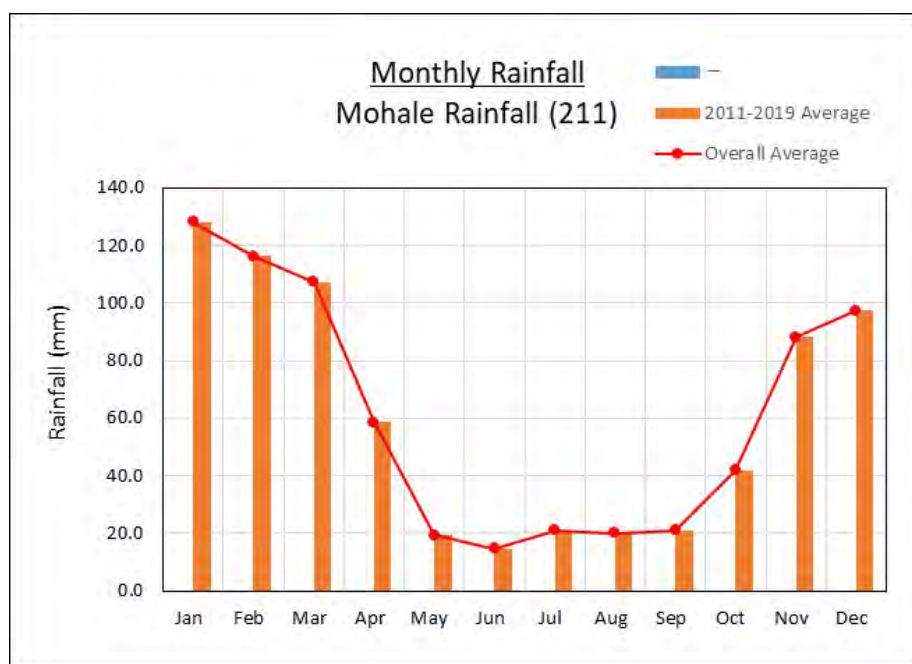


月別降雨量観測データ

Year													(mm)
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
1991	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1993	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1997	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1998	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1999	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2001	0.0	63.0	56.0	220.0	21.0	4.0	5.0	0.0	32.5	215.0	206.8	113.0	936.3
2002	305.0	55.0	65.5	60.5	132.5	32.5	1.0	157.0	81.0	94.0	74.0	186.5	1,244.5
2003	67.5	97.0	147.2	58.5	9.5	0.0	0.0	44.0	83.8	65.0	60.0	21.9	654.4
2004	192.5	160.5	210.7	42.5	0.0	1.0	-	-	-	-	86.3	83.8	-
2005	192.2	128.8	123.8	115.2	31.0	0.5	0.0	36.7	26.0	100.2	139.9	46.0	940.3
2006	234.1	273.9	157.8	121.6	47.5	0.0	0.3	72.1	9.7	128.3	208.3	123.8	1,377.4
2007	110.6	35.1	65.0	84.7	4.7	45.8	0.3	4.2	38.9	194.6	101.9	150.1	835.9
2008	159.0	136.7	109.1	59.3	96.8	59.6	0.0	19.9	15.3	39.7	166.8	222.2	1,084.4
2009	237.9	182.1	38.6	39.6	21.2	102.5	6.2	9.4	5.5	216.0	98.1	96.4	1,053.5
2010	215.5	63.0	135.2	105.0	36.0	38.4	0.0	0.4	0.3	68.7	261.9	274.6	1,199.0
2011	428.0	43.3	98.7	105.4	125.9	42.1	23.0	0.0	0.0	39.4	45.6	153.8	1,105.2
2012	70.8	182.4	86.0	39.5	3.0	71.6	32.9	29.2	66.5	99.0	95.0	180.4	956.3
2013	168.3	39.4	130.3	56.4	11.8	0.3	0.4	13.5	4.1	68.8	130.8	82.6	706.7
2014	53.8	223.6	78.1	74.0	14.4	0.6	0.0	37.1	3.3	43.8	273.3	151.5	953.5
2015	142.8	39.9	160.0	61.2	8.9	84.7	41.8	14.3	38.0	63.6	64.2	26.7	746.1
2016	136.4	103.8	76.6	95.3	39.8	19.9	121.1	24.4	23.0	41.9	175.8	67.0	925.0
2017	208.5	213.6	64.7	30.8	24.9	13.4	0.0	0.0	40.1	102.0	82.6	218.4	999.0
2018	127.2	146.9	403.1	171.7	68.3	0.0	22.2	81.5	24.3	36.0	68.6	100.4	1,250.2
2019	135.2	214.3	203.2	223.9	32.6	0.0	1.1	2.3	2.0	4.0	72.9	-	-
Overall Average	167.6	126.4	126.8	92.9	38.4	27.2	14.2	30.3	27.5	90.0	127.0	127.7	996.0
2001-2009 Average	166.5	125.8	108.2	89.1	40.5	27.3	1.6	42.9	36.6	131.6	126.9	116.0	1,013.0
2010-2019 Average	168.7	127.0	143.6	96.3	36.6	27.1	24.3	20.3	20.2	56.7	127.1	139.5	987.4

4) Rapokolane (観測地点番号：209)

平均月別降雨量



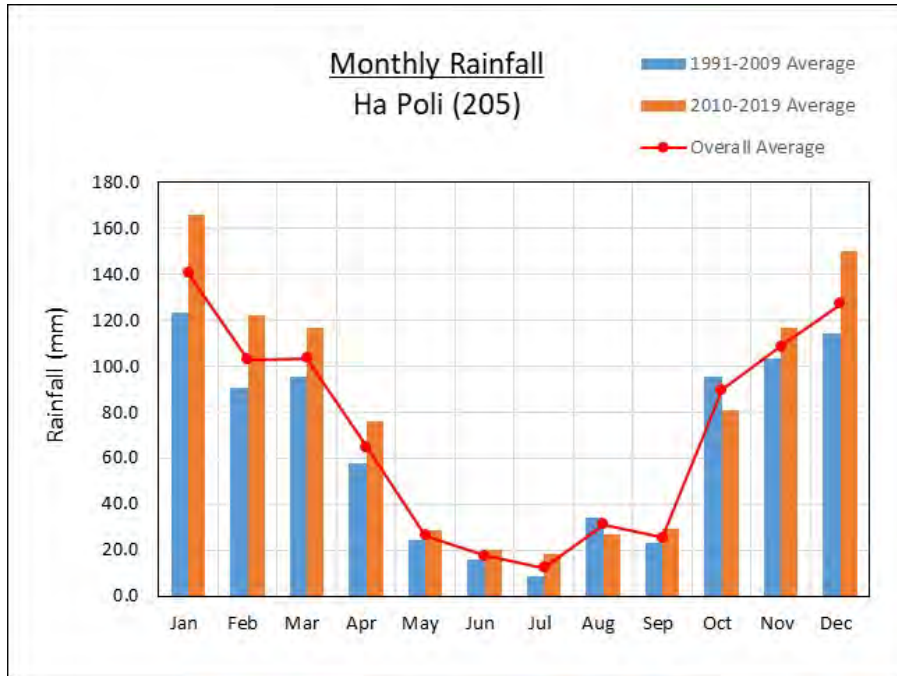
月別降雨量観測データ

Year	(mm)												Total	
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec		
1991	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1993	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1997	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1998	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1999	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.2	41.8	138.7	-	-
2012	48.5	173.4	115.1	41.4	7.9	71.8	21.9	22.8	62.8	70.3	86.0	192.5	914.4	-
2013	148.0	34.0	84.0	50.8	17.0	0.0	0.0	10.4	4.8	78.2	93.4	83.6	604.2	-
2014	209.0	195.1	94.2	35.9	3.7	1.1	0.0	39.9	4.9	52.2	216.6	106.2	958.8	-
2015	123.0	54.6	121.3	29.5	0.4	26.7	36.0	8.6	21.9	35.6	53.7	7.5	518.8	-
2016	170.7	73.5	70.1	80.1	39.7	12.7	97.2	18.0	18.2	50.4	115.6	58.2	804.4	-
2017	154.3	218.2	21.5	47.4	24.9	5.9	0.0	0.0	25.4	54.3	73.8	122.2	747.9	-
2018	89.2	52.8	266.2	41.1	42.9	0.0	13.6	58.5	27.9	23.9	44.7	70.6	731.4	-
2019	82.2	128.2	86.4	142.8	16.7	0.0	0.0	1.4	1.1	0.6	68.2	-	-	-
Overall Average	128.1	116.2	107.4	58.6	19.2	14.8	21.1	20.0	20.9	41.9	88.2	97.4	733.8	-
2011-2019 Average	128.1	116.2	107.4	58.6	19.2	14.8	21.1	20.0	20.9	41.9	88.2	97.4	733.8	-

(3) Katse エリアにおける月別降雨量

1) Ha Poli (観測地点番号：205)

平均月別降雨量



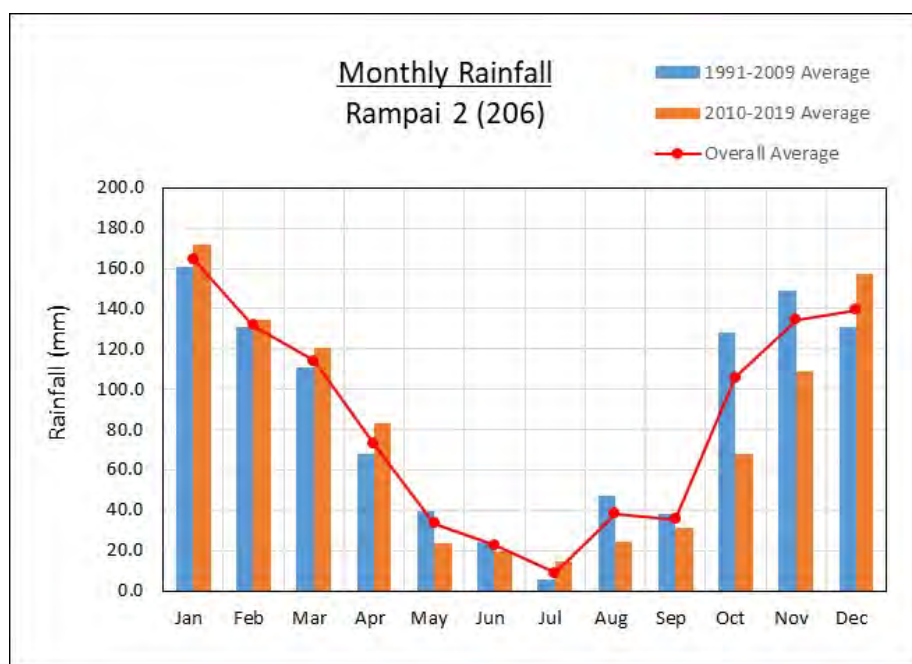
月別降雨量観測データ

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
1991	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	30.4	95.0	—
1992	94.1	57.7	61.8	52.2	—	—	0.0	71.7	9.1	118.1	88.0	81.1	—
1993	128.6	117.0	70.3	—	—	4.5	0.6	28.5	21.0	169.1	85.8	125.1	—
1994	111.6	114.3	121.7	87.4	3.9	3.1	9.3	6.5	0.0	27.0	53.2	68.7	606.7
1995	173.5	129.2	103.5	45.1	26.0	6.5	0.2	3.0	13.2	119.8	132.6	158.4	911.0
1996	72.6	93.0	94.0	23.5	57.1	0.0	52.4	39.0	11.4	126.4	160.5	168.5	—
1997	114.5	73.5	163.8	115.5	71.5	36.9	18.0	35.1	13.0	56.2	123.4	69.8	891.2
1998	166.1	148.8	146.9	17.5	12.4	0.0	21.3	—	—	—	—	—	—
1999	—	—	—	—	—	—	7.4	—	—	—	—	—	—
2000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2001	—	9.0	55.3	124.6	18.1	7.1	17.7	44.3	42.4	112.7	89.0	145.4	—
2002	149.6	12.5	63.2	44.9	36.9	15.9	4.6	85.2	60.6	38.5	53.0	145.9	710.8
2003	56.4	76.0	93.8	44.5	11.1	0.6	0.0	24.0	40.3	42.3	107.2	64.9	561.1
2004	91.8	92.7	133.3	26.7	0.6	19.1	3.5	22.8	43.2	52.7	68.9	130.7	686.0
2005	129.7	72.7	83.6	59.2	25.7	4.3	0.1	56.0	13.8	120.8	126.2	43.7	735.8
2006	141.6	174.3	81.1	48.8	17.1	1.8	2.0	68.7	7.3	112.1	194.7	157.5	1,007.0
2007	113.7	51.1	63.5	85.6	0.0	23.6	0.0	5.0	42.4	173.8	117.0	152.6	828.3
2008	119.4	60.6	147.1	56.0	22.9	40.9	1.6	8.7	17.9	23.6	153.3	136.4	788.4
2009	191.9	170.6	42.4	33.3	41.0	76.1	11.5	9.6	8.9	144.5	72.6	84.1	886.5
2010	224.1	113.2	68.2	92.7	9.5	37.6	0.0	0.0	0.0	89.4	212.3	218.1	1,065.1
2011	229.7	64.5	99.9	104.0	70.3	27.1	48.2	11.9	12.6	93.5	84.8	125.0	971.5
2012	89.7	84.0	47.6	33.5	2.0	67.8	19.7	29.2	75.5	82.8	70.7	151.6	754.1
2013	132.7	54.8	69.0	77.9	29.2	0.0	0.0	18.4	9.3	77.1	104.0	126.1	698.5
2014	110.4	188.3	98.2	24.9	1.2	0.0	0.0	49.6	16.3	92.9	208.4	123.9	914.1
2015	207.3	48.6	145.7	43.6	15.8	34.1	45.1	8.9	32.1	43.8	44.9	41.8	711.7
2016	159.4	130.6	96.5	77.5	44.8	16.7	55.7	54.5	86.8	129.5	169.8	204.2	1,226.0
2017	250.8	200.4	60.2	58.4	54.9	18.7	4.4	1.0	19.9	126.5	86.4	222.7	1,104.3
2018	136.6	131.3	336.2	67.5	38.5	0.0	12.0	89.7	25.8	74.2	85.0	138.1	1,134.9
2019	119.0	204.6	146.2	181.9	21.1	0.0	0.0	5.8	12.6	2.6	101.1	—	—
Overall Average	140.6	102.8	103.6	65.1	26.3	17.7	12.4	31.1	25.4	90.0	108.6	127.2	850.8
1991-2009 Average	123.7	90.8	95.3	57.7	24.6	16.0	8.8	33.9	23.0	95.8	103.5	114.2	787.3
2010-2019 Average	166.0	122.0	116.8	76.2	28.7	20.2	18.5	26.9	29.1	81.2	116.7	150.2	952.5

* Blue letters are estimates.

2) Rampai 2 (観測地点番号：206)

平均月別降雨量



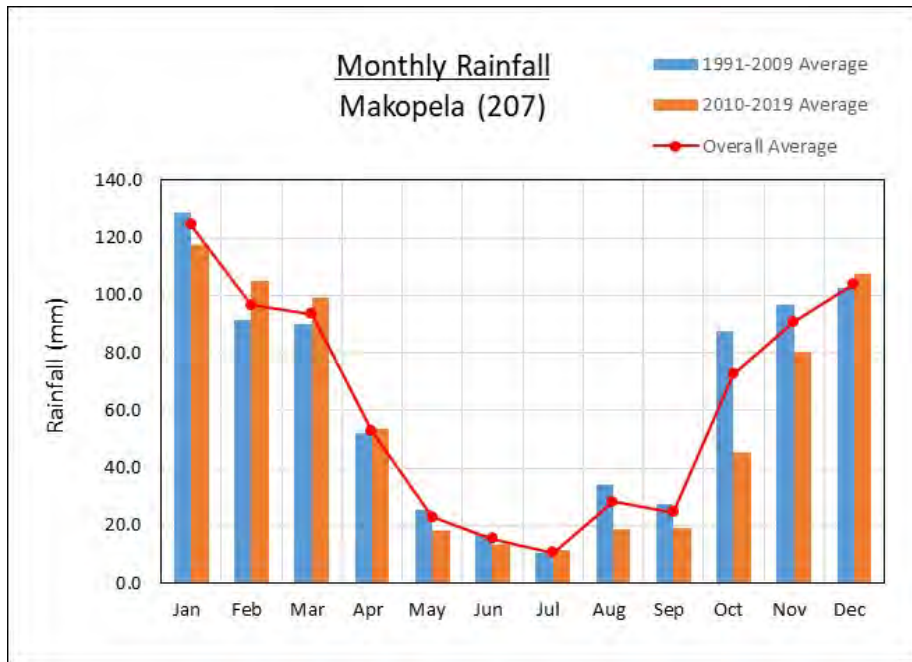
月別降雨量観測データ

Year	(mm)												Total
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
1991	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	86.0	80.5	—
1992	44.5	71.0	63.0	42.0	2.5	0.2	0.2	88.5	4.5	125.0	174.1	75.9	691.4
1993	90.9	131.8	79.2	144.0	11.5	24.3	0.0	26.0	26.0	263.5	103.2	67.5	967.9
1994	214.5	—	55.5	59.0	2.2	0.5	0.0	—	—	27.5	103.6	—	—
1995	120.5	128.4	30.0	34.0	—	—	0.0	14.9	23.0	182.3	146.5	181.0	—
1996	160.3	152.5	103.9	67.0	66.0	0.0	4.3	37.0	—	93.9	216.6	182.8	—
1997	181.7	96.0	211.6	137.6	60.6	44.8	39.5	48.7	39.8	85.9	122.2	103.1	1,171.5
1998	174.9	156.6	172.5	17.0	—	—	—	—	—	—	186.0	131.5	—
1999	131.3	80.0	69.5	43.5	49.0	14.0	19.5	11.5	22.0	119.0	70.5	123.0	752.8
2000	87.5	199.5	126.0	68.5	44.5	21.5	10.0	0.0	108.0	128.0	164.5	138.7	1,096.7
2001	68.0	91.5	52.0	102.9	20.5	6.0	17.0	76.0	42.0	122.5	98.0	133.5	829.9
2002	174.0	71.0	88.8	67.2	69.8	36.5	4.0	152.0	74.5	105.0	67.5	155.0	1,065.3
2003	137.5	65.0	140.5	28.0	13.0	0.0	0.0	51.5	47.5	35.8	90.5	89.0	698.3
2004	155.7	122.5	138.7	18.0	1.0	35.0	0.0	24.5	82.5	88.0	109.6	140.3	915.8
2005	260.0	136.5	76.0	83.5	26.0	2.0	0.0	81.5	32.0	183.0	136.5	38.8	1,055.8
2006	222.0	208.5	74.5	65.5	45.0	0.0	0.0	118.0	8.0	122.5	314.5	154.0	1,332.5
2007	101.5	56.0	71.5	102.0	0.0	35.4	0.0	0.0	48.5	277.0	217.0	257.5	1,166.4
2008	374.3	154.5	227.0	114.5	147.5	29.2	0.0	11.9	12.0	45.5	278.0	294.5	1,688.9
2009	192.0	302.0	210.0	23.0	73.0	143.5	0.0	12.5	0.0	171.0	—	8.5	—
2010	259.6	154.0	159.5	116.0	21.5	30.0	0.0	0.0	0.0	139.0	126.5	275.5	1,281.6
2011	578.5	104.0	90.5	229.0	45.5	40.5	21.0	20.1	21.5	49.0	139.9	253.7	1,593.2
2012	73.0	196.0	73.5	21.7	2.3	68.5	18.4	21.2	50.4	65.2	45.7	104.7	740.6
2013	90.8	63.0	49.4	74.4	21.1	0.0	0.5	20.2	3.1	60.4	62.3	86.9	532.1
2014	82.6	141.8	70.0	41.5	1.7	0.0	0.0	42.0	12.6	64.6	214.5	194.3	865.6
2015	157.1	59.5	157.3	33.5	7.6	34.0	49.8	21.3	42.5	54.6	43.6	48.9	709.7
2016	104.0	172.4	100.2	78.4	51.4	12.9	37.0	53.4	61.5	85.3	147.7	147.1	1,051.3
2017	150.0	156.3	69.2	59.8	35.5	9.7	5.9	1.3	83.4	96.5	73.7	178.8	920.1
2018	124.5	163.4	313.1	41.2	25.8	0.0	11.7	52.3	31.8	55.8	111.7	125.0	1,056.3
2019	98.2	130.6	124.7	134.8	26.8	0.0	0.4	8.1	7.4	10.2	121.2	—	—
Overall Average	164.6	132.0	114.2	73.1	33.5	22.6	8.9	38.2	35.4	105.8	134.7	139.6	1,002.6
1991-2009 Average	160.6	130.8	110.6	67.6	39.5	24.6	5.6	47.2	38.0	128.0	149.2	130.8	1,032.5
2010-2019 Average	171.8	134.1	120.7	83.0	23.9	19.6	14.5	24.0	31.4	68.1	108.7	157.2	957.0

* Blue letters are estimates.

3) Makopela (観測地点番号：207)

平均月別降雨量



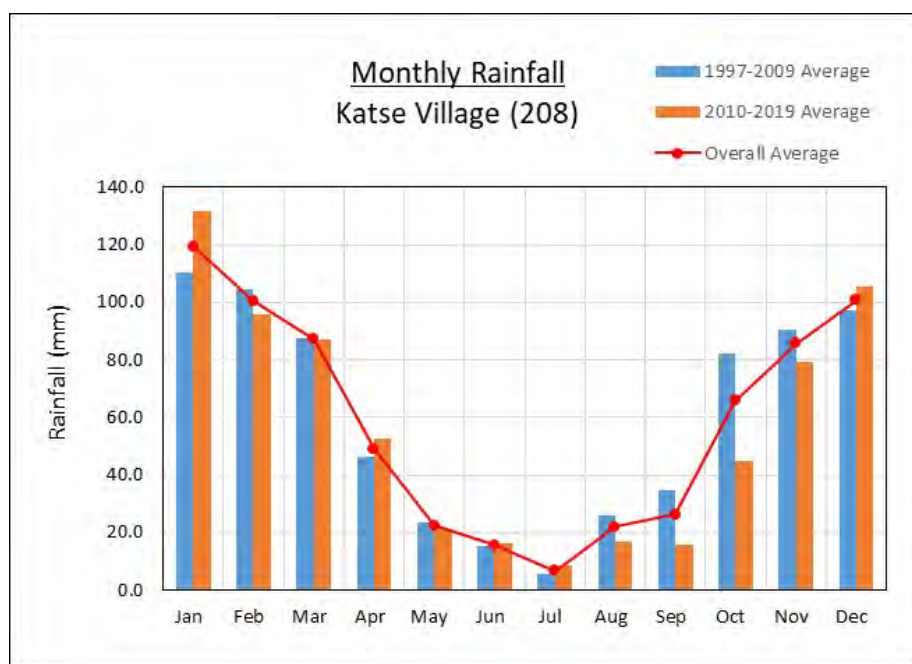
月別降雨量観測データ

Year	(mm)												Total
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
1991	—	—	—	—	—	—	—	—	—	7.8	13.3	85.8	—
1992	31.8	45.5	47.9	19.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1993	—	—	—	—	16.0	4.9	0.0	31.2	14.2	177.6	87.4	163.3	—
1994	127.0	110.3	93.0	98.0	1.1	4.1	10.0	7.6	0.0	35.1	19.3	74.5	580.0
1995	156.5	68.0	60.2	52.3	8.7	4.2	0.0	5.9	15.0	103.6	121.8	147.0	743.2
1996	167.7	127.2	77.4	43.9	32.5	1.5	62.2	46.3	13.0	186.9	173.2	95.5	1,027.3
1997	169.5	—	212.4	147.6	71.5	30.5	32.5	28.4	20.5	47.6	97.2	63.9	—
1998	123.2	145.7	145.6	26.2	12.8	0.0	23.2	0.7	23.6	84.1	186.7	67.9	839.7
1999	150.0	84.7	46.5	18.5	38.0	0.0	7.0	13.5	10.5	89.2	32.0	141.1	631.0
2000	93.3	85.9	93.0	44.8	39.0	16.0	8.5	0.0	75.8	106.0	124.0	120.8	807.1
2001	138.8	101.1	72.1	88.7	14.3	5.8	17.1	92.0	55.5	96.2	97.7	120.1	899.4
2002	183.7	30.8	69.1	63.4	75.3	31.5	11.0	129.4	53.6	49.6	31.2	111.8	840.4
2003	78.7	65.8	117.3	45.6	13.3	0.0	0.0	43.8	27.8	19.2	51.5	84.1	547.1
2004	107.1	104.4	108.5	27.3	0.7	22.0	3.8	38.7	74.2	41.4	100.5	115.2	743.8
2005	127.0	92.0	105.0	72.1	20.4	2.7	0.0	35.5	20.3	141.7	162.4	18.7	797.8
2006	194.6	154.8	98.8	44.8	20.0	1.8	0.3	75.9	11.2	105.1	121.5	130.8	959.6
2007	92.6	31.1	32.0	41.1	2.5	22.0	0.5	3.7	23.3	191.6	94.8	97.0	632.2
2008	89.7	63.9	102.8	38.2	33.7	62.0	0.0	4.2	27.2	22.2	128.5	150.9	723.3
2009	157.5	154.3	51.7	17.7	36.0	76.9	0.0	22.0	3.8	75.4	97.2	54.1	746.6
2010	212.1	96.3	90.5	66.2	10.2	0.0	0.0	—	—	59.0	189.2	206.3	—
2011	195.0	70.5	75.5	82.9	62.3	34.2	27.5	17.0	8.5	53.2	40.0	123.5	790.1
2012	131.4	140.7	66.2	34.3	2.4	60.3	12.5	33.9	68.0	67.2	49.4	87.1	753.4
2013	145.2	92.7	70.4	82.6	12.5	0.0	0.0	16.9	7.1	57.8	50.9	127.4	663.5
2014	95.0	92.0	120.4	31.8	0.0	0.0	0.0	21.9	4.2	36.4	173.7	116.3	691.7
2015	94.1	57.4	141.8	24.7	4.7	23.5	28.4	13.0	23.4	40.1	42.4	22.5	516.0
2016	83.8	117.2	70.9	55.2	27.6	4.9	34.5	29.2	40.3	45.1	85.5	97.0	691.2
2017	95.5	143.6	45.3	30.8	36.4	8.6	0.0	0.0	8.8	52.1	53.3	122.8	597.2
2018	98.7	75.8	218.2	30.5	14.6	0.0	10.4	54.2	6.0	42.0	81.5	63.0	694.9
2019	24.4	162.5	93.4	95.9	10.8	0.0	0.0	0.4	6.5	0.0	35.2	—	—
Overall Average	124.6	96.7	93.6	52.7	22.9	15.5	10.7	28.3	24.7	72.6	90.8	104.0	737.1
1991-2009 Average	128.7	91.6	90.2	52.3	25.6	16.8	10.4	34.0	27.6	87.8	96.7	102.4	764.1
2010-2019 Average	117.5	104.9	99.3	53.5	18.2	13.2	11.3	18.7	19.2	45.3	80.1	107.3	688.5

* Blue letters are estimates.

4) Katse Village (観測地点番号 : 208)

平均月別降雨量



月別降雨量観測データ

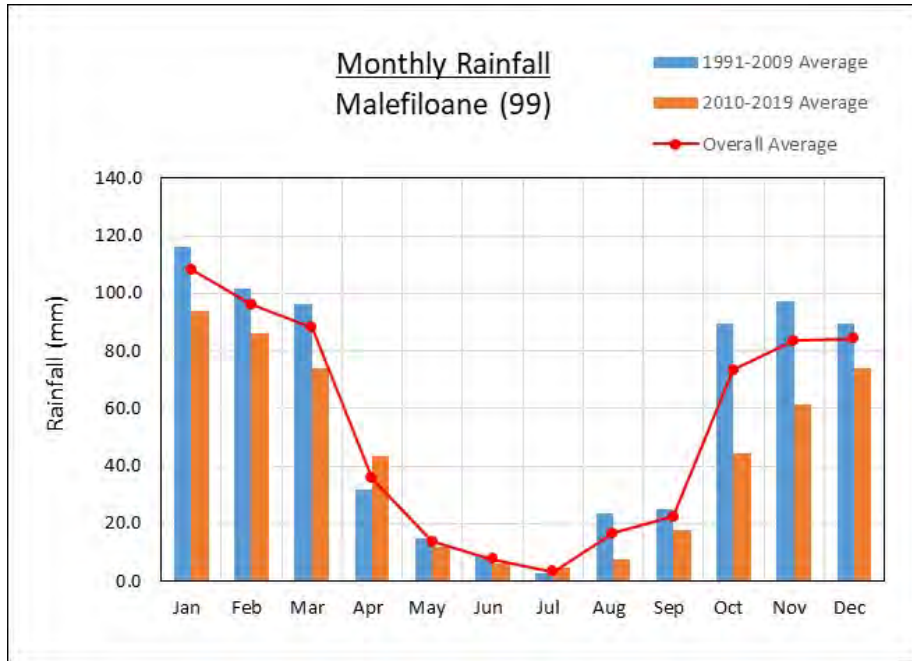
(mm)

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
1991	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1993	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1997	-	-	-	-	-	-	-	2.5	0.3	93.5	109.0	79.0	-
1998	124.0	-	156.0	17.5	15.5	1.4	29.0	5.0	19.0	102.0	217.0	72.0	-
1999	140.5	91.0	79.0	0.0	0.0	6.5	5.0	14.0	13.0	65.5	19.5	156.0	590.0
2000	106.0	139.0	104.0	38.0	52.0	24.0	3.0	0.0	57.2	84.5	108.0	126.0	841.7
2001	108.0	180.0	57.0	65.5	29.5	4.0	13.0	-	41.5	113.1	126.6	124.4	-
2002	137.7	30.8	60.6	51.7	67.4	26.2	9.3	120.1	55.0	53.5	46.4	115.2	773.9
2003	91.2	74.8	117.3	43.1	10.8	0.4	0.0	26.7	28.0	15.9	61.3	34.3	503.8
2004	79.0	88.3	115.0	22.1	0.3	14.0	3.5	31.7	87.4	52.5	52.9	106.6	653.3
2005	-	67.3	123.6	35.3	16.9	-	0.0	46.5	-	114.6	105.1	21.3	-
2006	174.4	160.8	101.8	51.7	16.0	0.0	0.0	56.5	18.0	106.1	72.0	132.0	889.3
2007	61.7	40.7	44.0	43.1	0.1	4.5	0.0	0.0	33.6	138.3	61.4	59.9	487.3
2008	74.3	52.0	84.9	35.8	26.2	38.7	0.0	6.0	14.5	17.0	177.0	159.0	685.4
2009	119.0	227.0	5.0	152.0	46.0	49.0	2.0	0.0	47.0	113.0	22.0	81.0	863.0
2010	166.0	74.0	20.0	27.0	6.0	43.0	0.0	0.0	0.0	77.1	174.0	250.0	837.1
2011	-	56.0	106.4	92.5	78.0	-	17.0	14.6	5.8	32.0	62.6	48.0	-
2012	116.5	121.6	31.1	29.7	3.0	64.8	19.6	16.2	58.4	33.7	38.2	99.5	632.3
2013	122.1	26.3	76.2	54.3	8.5	0.0	0.0	11.5	5.5	56.7	51.9	123.9	536.9
2014	195.8	196.0	66.7	29.5	0.4	0.9	0.0	36.1	3.9	50.6	170.0	88.7	838.6
2015	149.3	50.9	135.8	19.6	6.0	19.2	32.0	-	-	32.6	39.8	19.1	-
2016	-	-	31.6	102.1	-	-	-	20.3	21.3	47.1	87.7	122.4	-
2017	150.7	158.8	38.3	35.8	54.0	3.8	0.0	0.1	8.8	87.2	54.4	94.0	685.9
2018	94.5	100.3	244.3	32.7	20.4	0.0	9.2	49.9	32.1	28.4	81.6	104.1	797.5
2019	57.2	77.0	119.2	103.1	13.6	0.0	0.0	1.7	5.1	1.2	32.8	-	-
Overall Average	119.4	100.6	87.2	49.2	22.4	15.8	6.8	21.9	26.4	65.9	85.7	100.7	702.0
1997-2009 Average	110.5	104.7	87.4	46.3	23.4	15.3	5.4	25.8	34.5	82.3	90.6	97.4	723.6
2010-2019 Average	131.5	95.7	87.0	52.6	21.1	16.5	8.6	16.7	15.7	44.7	79.3	105.5	674.9

(4) Polihali エリアにおける月別降雨量

1) Malefiloane (観測地点番号 : 99)

平均月別降雨量



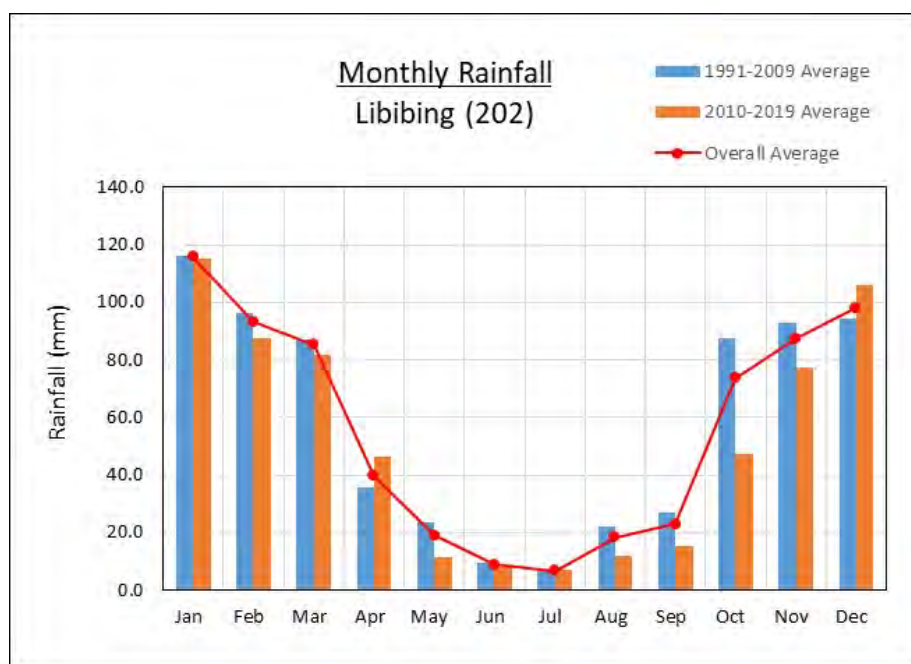
月別降雨量観測データ

Year	(mm)												Total
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
1991	123.1	108.1	—	3.2	0.0	1.5	0.5	—	65.2	119.2	51.5	130.3	—
1992	96.5	59.5	79.1	40.0	0.0	0.0	0.0	32.3	12.3	68.7	104.2	32.8	525.4
1993	99.2	91.9	50.8	45.1	9.3	5.1	0.0	18.9	21.4	140.9	131.6	192.1	806.3
1994	139.6	86.6	145.7	74.2	0.0	0.0	0.0	—	4.5	72.0	—	45.2	—
1995	114.9	64.7	94.0	41.5	13.1	—	—	—	—	111.0	—	81.1	—
1996	—	121.7	100.9	53.5	113.0	0.0	—	—	95.0	—	82.3	—	—
1997	98.8	77.7	148.9	20.8	8.0	—	2.2	13.0	32.5	51.9	112.9	95.8	—
1998	121.1	156.8	125.5	19.0	9.6	0.0	—	—	1.5	102.3	106.5	64.6	—
1999	94.9	86.4	66.6	2.5	22.4	0.0	4.2	11.5	0.0	58.5	—	112.3	—
2000	161.6	100.8	133.5	41.9	10.2	0.0	1.5	0.0	40.5	74.4	91.9	86.5	742.8
2001	154.9	81.9	65.9	32.9	3.0	13.0	0.8	49.0	23.0	95.7	94.1	81.9	696.1
2002	155.2	32.5	103.8	39.9	55.7	22.5	18.0	83.0	41.2	75.7	48.7	101.1	777.3
2003	88.2	152.1	66.4	31.8	0.1	0.0	0.0	19.0	22.7	13.9	110.1	28.0	532.3
2004	92.2	127.5	79.8	21.2	2.4	7.0	9.0	1.9	38.5	83.9	121.0	184.7	769.1
2005	142.2	88.2	70.8	28.8	12.0	1.3	0.0	28.5	19.0	144.5	125.8	31.8	692.9
2006	171.6	145.5	147.3	47.4	17.0	0.0	0.0	39.8	7.5	137.4	186.7	99.7	999.9
2007	27.3	65.3	96.6	11.7	5.5	26.0	0.0	1.0	22.5	173.9	58.2	80.8	568.8
2008	112.3	149.0	84.9	34.8	0.0	32.5	1.5	8.2	0.0	4.5	69.6	119.8	617.1
2009	100.8	133.9	72.8	16.0	2.5	37.6	—	—	2.5	83.7	63.8	38.7	—
2010	176.2	76.8	73.2	49.0	2.0	18.0	0.0	0.0	0.0	74.8	177.3	9.6	656.9
2011	98.2	138.9	132.9	85.8	19.4	7.0	0.0	7.5	8.5	39.9	34.8	93.7	666.6
2012	108.7	82.0	80.9	17.8	1.0	17.3	3.0	11.4	69.7	82.1	39.6	121.9	635.4
2013	105.5	86.4	49.7	56.2	14.4	0.0	0.0	0.8	1.5	25.1	34.0	73.7	447.3
2014	91.5	83.4	53.0	16.5	1.1	0.3	0.0	21.8	5.7	79.7	79.6	82.1	514.7
2015	35.5	55.6	80.2	46.5	4.5	13.7	14.9	7.5	17.9	36.0	4.4	51.7	368.4
2016	79.4	98.2	57.7	41.3	20.4	1.1	25.1	18.3	19.7	37.6	73.3	82.6	554.7
2017	75.0	103.0	31.2	26.2	33.8	3.8	0.0	2.3	16.0	35.9	59.2	79.4	465.8
2018	91.9	54.2	121.5	26.3	15.8	0.0	5.1	2.8	26.0	30.7	61.7	73.1	509.1
2019	77.5	82.9	59.7	70.7	4.9	0.0	0.0	3.9	11.9	0.0	51.7	—	—
Overall Average	108.4	96.3	88.3	35.9	13.8	7.7	3.4	16.6	22.4	73.4	83.6	84.3	634.1
1991-2009 Average	116.4	101.6	96.3	31.9	14.9	8.6	2.5	23.5	25.0	89.6	97.4	89.3	697.0
2010-2019 Average	93.9	86.1	74.0	43.6	11.7	6.1	4.8	7.6	17.7	44.2	61.6	74.2	525.5

* Blue letters are estimates.

2) Libibing (観測地点番号：202)

平均月別降雨量



月別降雨量観測データ

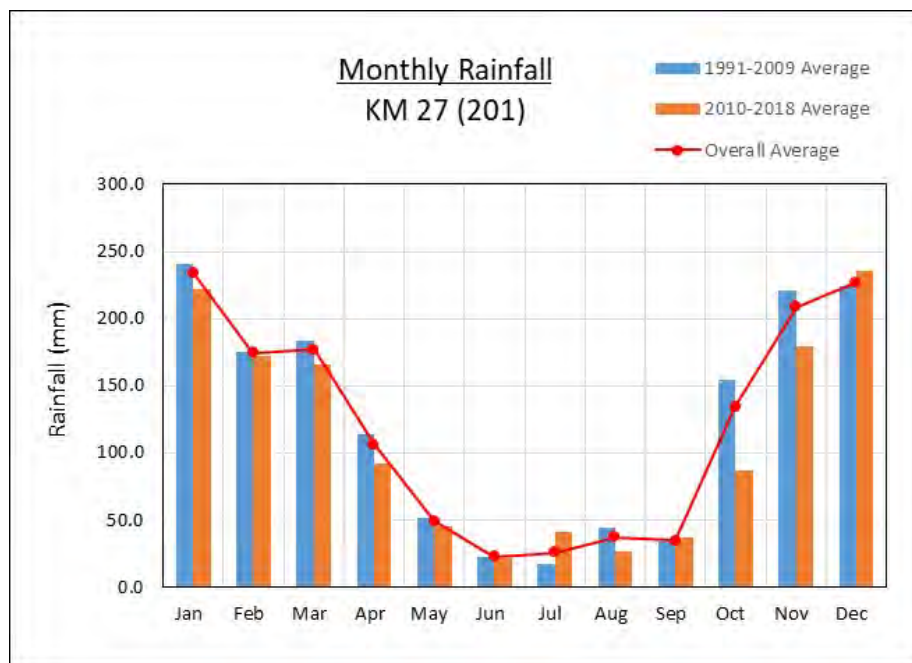
(mm)

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
1991	—	—	—	—	—	0.0	0.0	0.0	60.4	108.0	33.6	75.0	—
1992	52.3	53.9	36.2	24.5	0.0	0.0	0.0	30.0	7.5	62.4	108.4	62.9	438.1
1993	68.4	76.5	106.1	52.5	21.0	3.5	0.0	16.0	13.0	141.5	126.5	130.7	755.7
1994	110.0	78.0	132.1	71.8	105.8	0.0	—	3.5	4.5	28.9	35.3	75.3	—
1995	141.2	54.3	57.7	25.5	14.4	1.5	8.0	0.0	15.0	118.3	100.5	121.8	658.2
1996	158.6	115.5	73.4	32.1	20.5	0.0	51.8	—	9.0	184.9	132.5	101.0	—
1997	119.4	66.9	126.2	66.5	36.0	34.5	19.5	25.0	24.2	60.4	81.8	80.9	741.3
1998	84.2	168.2	149.5	10.6	18.6	0.0	2.3	0.0	15.0	92.8	150.1	51.7	743.0
1999	91.7	84.8	52.6	44.2	34.3	2.8	2.0	14.5	8.2	56.3	59.0	126.0	576.4
2000	127.7	165.4	153.6	27.0	32.5	0.0	4.1	0.0	67.2	80.8	63.8	95.9	818.0
2001	177.1	81.6	53.0	45.1	5.8	6.5	6.5	59.6	39.2	93.0	103.0	84.3	754.7
2002	143.9	46.9	94.5	47.1	53.2	15.9	17.8	84.1	41.6	54.4	43.3	104.0	746.7
2003	83.6	83.7	72.6	22.5	10.5	0.0	0.0	17.5	25.5	16.4	96.9	44.9	474.1
2004	101.5	80.0	101.6	11.3	0.0	12.0	7.0	11.5	60.1	66.3	99.0	125.6	675.9
2005	162.7	91.2	97.8	37.8	17.6	0.4	0.0	28.7	23.5	99.4	132.8	32.1	724.0
2006	186.6	212.9	107.8	37.4	10.7	0.0	0.0	53.5	14.5	112.1	145.4	178.5	1,059.4
2007	71.8	42.0	26.1	32.4	1.0	22.6	0.0	21.9	42.0	188.8	94.0	93.8	636.4
2008	105.1	137.1	96.8	42.4	16.7	32.1	0.0	0.0	38.0	24.4	83.7	159.5	738.8
2009	106.7	91.9	31.2	14.5	23.0	45.5	0.0	29.5	4.0	74.4	73.8	48.4	542.9
2010	155.4	90.7	89.4	53.0	3.6	18.0	0.0	0.0	0.0	69.3	272.9	246.4	998.7
2011	191.7	113.3	91.0	91.4	39.9	15.2	18.5	10.5	12.4	31.5	53.3	116.1	784.8
2012	85.0	106.2	62.0	36.9	2.8	32.4	6.1	12.7	66.8	67.9	35.7	148.0	662.5
2013	137.5	60.8	82.8	72.2	9.6	0.0	0.0	5.9	3.7	63.6	58.4	173.6	668.1
2014	180.5	95.0	34.6	31.0	0.6	0.1	0.0	24.6	13.9	46.2	152.3	80.0	658.8
2015	99.0	52.7	132.2	26.6	4.0	16.1	21.6	11.6	17.8	44.8	24.1	29.9	480.4
2016	109.8	85.9	67.0	56.8	33.3	0.0	19.8	27.1	14.2	50.7	75.5	114.9	655.0
2017	113.8	168.8	56.2	32.8	4.2	0.3	0.0	2.5	5.8	68.5	54.9	37.5	545.3
2018	55.3	52.9	123.7	13.1	13.5	0.0	5.1	24.0	13.5	24.8	25.3	6.0	357.2
2019	24.6	51.3	78.3	52.1	3.0	0.0	0.0	0.6	3.0	6.1	23.0	—	—
Overall Average	115.9	93.2	85.2	39.7	19.1	8.9	6.8	18.4	22.9	73.7	87.5	98.0	669.3
1991-2009 Average	116.3	96.2	87.2	35.8	23.4	9.3	6.6	22.0	27.0	87.6	92.8	94.3	698.5
2010-2019 Average	115.3	87.8	81.7	46.6	11.5	8.2	7.1	12.0	15.1	47.3	77.5	105.8	615.9

(5) Muela エリアにおける月別降雨量

1) KM 27 (観測地点番号：201)

平均月別降雨量



月別降雨量観測データ

(mm)

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
1991	—	—	—	—	—	—	—	—	—	261.3	95.2	217.1	—
1992	61.8	79.7	81.3	100.6	2.3	0.4	0.3	—	13.0	197.5	234.3	110.3	—
1993	120.3	194.9	100.0	204.4	32.3	31.6	0.0	35.7	13.4	303.1	240.0	184.5	1,460.2
1994	204.7	243.1	137.2	111.5	14.3	5.7	9.0	13.4	5.8	46.2	115.1	106.3	1,012.3
1995	248.3	105.5	187.8	58.9	46.2	11.5	0.0	5.5	17.1	206.1	243.8	310.4	1,441.1
1996	295.0	—	—	—	—	—	—	—	—	202.2	316.5	294.9	—
1997	266.7	110.4	416.4	181.2	92.2	37.5	27.1	40.6	53.7	105.6	194.9	138.3	1,664.6
1998	285.6	200.6	261.0	24.3	56.9	3.2	10.0	0.5	56.4	104.2	385.2	171.4	1,559.3
1999	220.0	93.1	122.0	79.2	66.2	5.5	—	11.0	2.3	115.9	73.5	488.5	—
2000	219.6	215.8	262.7	106.1	83.4	39.4	8.4	0.0	105.8	186.6	197.6	87.3	1,512.7
2001	124.9	159.0	203.1	298.7	61.0	7.1	20.1	110.5	28.8	211.0	314.8	373.6	1,912.6
2002	356.2	122.5	126.5	117.4	138.9	52.4	3.3	235.6	55.5	24.6	169.3	269.9	1,672.1
2003	196.5	194.7	175.3	83.4	15.0	0.2	0.0	41.2	41.5	72.1	141.6	218.1	1,179.6
2004	298.5	159.7	232.1	55.2	1.2	59.2	15.0	35.5	81.3	104.5	92.9	282.2	1,417.3
2005	417.5	143.7	217.1	101.1	50.9	0.9	2.9	44.7	0.0	284.3	272.3	79.2	1,614.6
2006	399.1	424.7	251.6	178.1	37.9	24.0	0.0	—	12.3	70.2	476.1	222.8	—
2007	114.7	84.4	59.5	85.8	28.5	13.1	56.3	6.5	67.7	186.2	220.8	252.5	1,176.0
2008	277.1	85.5	185.7	91.8	62.3	21.9	59.5	19.1	1.5	41.2	266.8	313.1	1,425.5
2009	223.5	366.0	95.8	64.4	86.0	75.9	70.4	59.3	16.7	209.4	139.9	128.9	1,536.2
2010	353.2	147.5	186.0	231.9	52.9	46.5	0.0	0.0	0.0	103.4	313.6	414.9	1,849.9
2011	420.3	134.6	249.5	167.1	90.6	8.8	23.4	66.5	16.5	77.9	88.2	263.3	1,606.7
2012	119.4	374.3	79.1	68.8	7.8	40.2	178.7	25.9	86.8	79.1	135.2	228.6	1,423.9
2013	148.3	150.0	63.5	48.4	25.5	6.9	0.0	15.4	11.3	109.0	116.6	290.5	985.4
2014	264.9	259.7	80.4	21.5	15.5	2.7	0.0	33.9	8.1	69.7	442.8	165.2	1,364.4
2015	155.4	36.4	152.0	47.3	15.9	54.5	44.2	52.6	9.6	0.0	46.5	69.4	683.8
2016	108.2	88.9	265.6	113.5	54.9	18.2	76.0	39.2	108.4	142.8	199.1	159.4	1,374.2
2017	298.3	224.8	63.1	67.7	53.2	0.0	21.1	2.6	36.0	115.1	96.6	288.5	1,267.0
2018	125.8	130.2	353.6	60.2	87.5	18.0	25.0	2.0	57.8	—	—	—	—
2019	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Overall Average	234.2	174.2	177.2	106.5	49.2	22.5	26.0	37.4	34.9	134.4	208.5	227.0	1,432.0
1991-2009 Average	240.6	175.5	183.2	114.2	51.5	22.9	17.6	43.9	33.7	154.3	220.6	223.6	1,481.6
2010-2018 Average	221.5	171.8	165.9	91.8	44.9	21.8	40.9	26.5	37.2	87.1	179.8	235.0	1,324.2

資料-8 電力系統解析データ

添付資料-8 電力系統解析データ

Name	u, Magnitude Voltage (P.U) _i	u, Magnitude Volatage(P.U) _j	Loading %	Total Apparent Power Terminal i in MVA
Mabote-Maseru Central	1.04	1.02	74.92	18.72
Mabote - Highway	1.04	1.02	71.90	17.96
Mabote - LEC Border 2	1.04	1.01	62.36	15.58
Mabote - Tsosane	1.04	1.03	52.51	13.12
Highway - Pioneer	1.02	1.00	47.92	11.72
Mazenod Tx - Tikoe	1.03	1.00	42.52	10.54
Mazenod Dx - Tikoe	1.03	1.00	42.09	10.43
Maseru Central-LEC Border	1.02	1.01	37.33	9.10
Tsosane - Botshabelo	1.03	1.02	37.05	9.17
LEC HQ - LEC Border 1	1.01	1.01	32.12	7.76
Eskom Infeed - Mabote 1	1.05	1.05	31.46	39.87
Eskom Infeed - Mabote 2	1.05	1.05	31.46	39.87
Tikoe - Thetsane 1	1.00	1.00	30.02	7.24
Tikoe - Thetsane 2	1.00	1.00	30.02	7.24
LEC HQ - LEC Border 2	1.01	1.01	27.85	6.74
LEC Border - Pioneer	1.01	1.00	27.72	6.71
Muela Hydro - Maputsoe 1	1.04	1.04	23.68	37.22
Muela Hydro - Maputsoe 2	1.04	1.04	23.68	37.22
Maoutsoe - Hlotse	1.04	1.04	22.40	4.92
Mazenod Tx - Mazenod Dx	1.03	1.03	19.68	13.94
Mazenod Tx - Roma	1.03	1.02	19.60	4.16
Khukhune - Mahlasela	1.00	0.98	18.82	10.26
Botshabelo - Mazenod Tx	1.02	1.03	18.26	4.48
Mahlasela - Letseng	0.98	0.96	18.18	9.65
Muela to Khukhune 33kv	1.04	1.04	17.01	3.62
Khukhune - Bothabotho	1.03	1.04	16.03	3.38
Letloepe-Mpiti	1.04	1.03	15.36	1.10
Maputsoe - Mabote 1	1.04	1.05	14.69	23.14
Maputsoe - Mabote 2	1.04	1.05	14.69	23.14
Mabote - Mazenod Tx	1.05	1.04	13.83	21.86
Mabote-Mazenod 2	1.05	1.04	13.83	21.86
Mabote - ST Agnes	1.04	1.03	13.13	3.28
Thetsane - Pioneer 1	1.00	1.00	12.46	2.99
Thetsane - Pioneer 2	1.00	1.00	12.46	2.99
Botshabelo - Highway	1.02	1.02	12.36	3.03
Maputsoe - Pitseng	1.04	1.04	9.73	11.15
Pitseng - Ha Lejone	1.04	1.04	8.34	9.55
Mantsonyane from gen to town	1.00	1.00	8.01	1.65
Mazenod Tx - Ramarothole	1.04	1.04	7.58	11.95
Mantsonyane to Thaba Tseka	0.98	1.00	6.74	1.40
Letseng-Tlokoeng	0.98	0.97	6.61	1.33
Ramarothole - Litsoeneng	1.04	1.04	5.64	6.46
Lejone-Liqhobong	1.04	1.04	5.59	6.24
Roma-Molimo_Nthuse	1.02	1.01	5.24	1.10
Litsoeneng-Quthing	1.03	1.04	5.20	1.13
Litsoeneng-Quthing	1.04	1.03	5.20	1.14
Ramarothole-Mafeteng 1	1.04	1.04	5.13	1.13
Ramarothole-Mafeteng 2	1.04	1.04	5.13	1.13
Tlokoeng-Mokhotlong	0.97	0.97	5.03	1.00
M-Nthuse to Mantsonyane 33kv	1.01	1.00	5.01	1.08
Litsoeneng-Maphohloane	1.04	1.04	4.75	1.02
Litsoeneng - Mohale's Hoek	1.04	1.04	4.58	1.01
Litsoeneng-Mohale'sHoek	1.04	1.04	4.58	1.01
Litsoeneng-Maphohloane	1.04	1.04	3.80	0.81
Mphaki-Sekake	1.02	1.01	3.58	0.67
Mazenod-Metolong	1.03	1.03	3.41	0.72
Mpiti-Rankakala	1.00	0.99	3.03	0.41

Morija–Mafeteng	1.03	1.04	2.31	0.49
Maphohloane–Mohale’s Hoek	1.04	1.04	2.25	0.49
Maphohloane–Mohale’sHoek	1.04	1.04	2.25	0.50
Mafeteng–Maphohloane	1.04	1.04	2.17	0.45
Mazenod Tx – Mohale Dam	1.04	1.05	2.08	3.28
Quthing–Mphaki	1.03	1.02	2.04	0.38
Mafeteng–Maphohloane	1.04	1.04	1.83	0.39
Iejone–KatseIntake	1.04	1.04	1.57	0.97
KatseIntake–Matsoku	1.04	1.04	1.53	0.95
Mazenod DX–Morija	1.03	1.03	1.52	0.32
Mazenod–Morija	1.03	1.03	1.52	0.27
Matsoku–KatseDam	1.04	1.04	1.10	0.68
Matsoku–Polihali 66kV	1.04	1.04	0.97	0.60
Khukhune – Hololo	1.04	1.04	0.89	0.19
Pitseng – Hlotse Adit	1.04	1.04	0.33	0.20
Khukhune – Ngoajane 33kv	1.04	1.04	0.13	0.02
KatseDam–MohaleOutlet	1.04	1.04	0.01	0.01

Name	u, Magnitude HV-Side in p.u.	u, Magnitude LV-Side in p.u.
`Muela Trf1	1.04	1.02
`Muela Trf2	1.04	1.02
`Muela Trf3	1.04	1.02
BothaBothe TRF1	1.03	1.02
Botha-Bothe TRF2	1.03	1.02
Botha-Bothe TRF2 5MVA	0.00	0.00
Botsabelo Tr1	1.02	1.02
Botsabelo Tr2	1.02	1.02
Highway Tr1	1.02	1.03
Highway Tr2	1.02	1.03
Hloste Adit TRF 2	1.04	1.04
Hlotse Adit TRF1	1.04	1.04
Hlotse trf1 33/11	1.04	1.04
Hlotse trf2 33/11	1.04	1.04
Hololo TRF	1.04	1.04
Katse intake	1.04	1.04
KatseDam 66/11 trf	1.04	1.04
Khukhune1 trf 20MVA	1.00	1.00
Khukhune2 trf 20MVA	1.00	1.00
LEC Border Tr1	1.01	1.00
LEC Border Tr2	1.01	1.00
LEC HQ Tr1	1.01	1.03
LEC HQ Tr2	1.01	1.03
Letloepe TRF1	1.05	1.03
Letloepe TRF2	1.05	1.03
Letseng Trf1 20MVA	0.96	0.98
Letseng Trf2 20MVA	0.96	0.98
Liqhobong TRF 2	1.04	1.04
Liqhobong TRF1	1.04	1.04
Lits`oeneng Tr1 132/33	1.04	1.04
Lits`oeneng Tr2 132/33	1.04	1.04
Mabote Tr1 132/33	1.05	1.04
Mabote Tr2 132/33	1.05	1.04
Mabote Tr4 33/11	1.04	1.03
Mabote TRF 33/11	1.04	1.03
Mabote TRF5 132/33	1.05	1.04
Mafeteng Tr1	1.04	1.03
Mafeteng Tr2	1.04	1.03
Mahlasela TRF	0.98	0.98
Mantsonyane Gen	1.00	1.00
Maputsoe Tr1 132/33	1.04	1.04
Maputsoe Tr2 132/33	1.04	1.04
Maputsoe Tr3 33/11	1.04	1.03
Maputsoe Tr4 33/11	1.04	1.03
Maseru Central trf1	1.02	1.01
Maseru Central trf2 10MVA	1.02	1.01
Matsoku 66/11 trf	1.04	1.04
Mazenod Dx Tr	1.03	1.02
Mazenod Tx Tr2	1.04	1.03
Mazenod Tx Tr2	0.00	0.00
Mazenod Tx Tr3	1.04	1.03
Mohale Dam Tr1	1.03	1.03
Mohale Dam Tr1	1.05	1.05
MohaleOutlet 66/11 trf	1.04	1.04
Mohaleshoek TRF1 33/11	1.04	1.04
Mohaleshoek TRF2 33/11	1.04	1.04
Molimo Nthuse 33/11kv TRF	1.01	1.05

Morija TRF 33/11	1.03	1.03
Mpiti TRF2 33/11 TRF2	1.00	1.04
Mpiti TRF1 11/33	1.00	1.04
Muela TRF1 33/11	1.04	1.04
Muela TRF2 132/33	1.04	1.04
Muela TRF2 33/11	1.04	1.04
Ngoajane TRF	1.04	1.04
Pioneer Tr1	1.00	1.01
Pioneer Tr2	1.00	1.01
Quthing trf	1.03	1.16
Ramarothole Tr1	1.04	1.04
Roma Tr1	1.02	1.01
Roma Tr2	1.02	1.01
ST Agnes Tr1	1.03	1.02
St Agnes TR2	1.03	1.02
Thabateska TRF 33/11	0.98	0.98
Thetsane Tr1	1.00	0.99
Thetsane Tr2	1.00	0.99
Tikoe Tr1	0.00	0.00
Tikoe Tr2	1.00	0.99
Tsosane Tr1	1.03	1.03
Tsosane Tr2	1.03	1.03

Name	HV-Side in p.u.	LV-Side in p.u.	Loading %
`Muela Trf1	1.05	1.02	60.39
`Muela Trf2	1.05	1.02	63.48
`Muela Trf3	1.05	1.02	63.48
BothaBothe TRF1	1.03	1.03	37.78
Botha-Bothe TRF2	1.03	1.03	37.78
Botsabelo Tr1	1.02	1.02	60.40
Botsabelo Tr2	1.02	1.02	54.44
Highway Tr1	1.02	1.03	62.59
Highway Tr2	1.02	1.03	54.39
Hloste Adit TRF 2	1.04	1.04	1.71
Hlotse Adit TRF1	1.04	1.04	1.71
Hlotse trf1 33/11	1.04	1.04	6.05
Hlotse trf2 33/11	1.04	1.04	86.73
Hololo TRF	1.04	1.04	3.51
Katse intake	1.03	1.03	4.21
KatseDam 66/11 trf	1.03	1.02	5.57
Khukhune1 trf 20MVA	1.05	1.05	0.00
Khukhune2 trf 20MVA	1.05	1.05	0.00
LEC Border Tr1	1.00	0.99	21.84
LEC Border Tr2	1.00	0.99	21.84
LEC HQ Tr1	1.00	0.97	86.09
LEC HQ Tr2	1.00	0.97	86.09
Letloepe TRF1	1.05	1.03	53.01
Letloepe TRF2	1.05	1.03	53.01
Letseng Trf1 20MVA	0.98	0.98	36.83
Letseng Trf2 20MVA	0.98	0.98	36.83
Liqhobong TRF 2	1.03	1.03	13.94
Liqhobong TRF1	1.03	1.03	13.94
Lits`oeneng Tr1 132/33	1.04	1.04	14.67
Lits`oeneng Tr2 132/33	1.04	1.04	14.43
Mabote Tr1 132/33	1.05	1.05	36.01
Mabote Tr2 132/33	1.05	1.05	33.91
Mabote Tr4 33/11	1.05	1.05	64.11
Mabote TRF 33/11	1.05	1.05	59.11
Mabote TRF5 132/33	1.05	1.05	33.91
Mafeteng Tr1	1.03	1.03	46.63
Mafeteng Tr2	1.03	1.03	46.63
Mahlasela TRF	1.02	1.02	10.87
Mantsonyane Gen	1.00	1.00	0.33
Maputsoe Tr1 132/33	1.05	1.04	44.29
Maputsoe Tr2 132/33	1.05	1.04	40.05
Maputsoe Tr3 33/11	1.04	1.09	61.16
Maputsoe Tr4 33/11	1.04	1.09	61.16
Maseru Central trf1	1.01	1.01	42.13
Maseru Central trf2 10MVA	1.01	1.01	42.13
Matsoku 66/11 trf	1.03	1.03	0.29
Mazenod Dx Tr	1.03	1.02	59.90
Mazenod Tx Tr1			
Mazenod Tx Tr1	1.04	1.03	32.77
Mazenod Tx Tr2	0.00	0.00	0.00
Mazenod Tx Tr2	1.04	1.03	32.77
Mazenod Tx Tr3	1.04	1.03	32.77
Mohale Dam Tr1	1.05	1.05	0.01
Mohale Dam Tr1	1.03	1.03	8.04

Mohale Dam Tr2	1.05	1.05	0.01
Mohale Dam Tr2	1.03	1.03	8.04
MohaleOutlet 66/11 trf	1.03	1.03	0.00
Mohaeshoek TRF1 33/11	1.03	1.03	16.31
Mohaeshoek TRF2 33/11	1.03	1.03	16.31
Molimo Nthuse 33/11kv TRF	1.01	1.05	0.00
Morija TRF 33/11	1.03	1.03	62.70
Mpiti TRF2 33/11 TRF2	1.00	1.05	24.15
Mpiti TRF1 11/33	1.00	1.05	24.15
Muela TRF1 33/11	1.05	1.05	0.12
Muela TRF2 132/33	1.05	1.05	19.86
Muela TRF2 33/11	1.05	1.05	0.12
Ngoajane TRF	1.04	1.04	0.37
Pioneer Tr1	0.99	1.04	94.30
Pioneer Tr2	0.99	1.04	91.73
Quthing trf	1.03	1.16	33.28
Ramarothole Tr1	1.04	1.04	22.73
Roma Tr1	1.02	1.01	37.71
Roma Tr2	1.02	1.01	37.71
ST Agnes Tr1	1.03	1.02	33.97
St Agnes TR2	1.03	1.02	33.97
Thabateska TRF 33/11	0.98	0.98	57.64
Thetsane Tr1	0.99	0.98	55.13
Thetsane Tr2	0.99	0.98	55.13
Tikoe Tr1			
Tikoe Tr2	1.00	0.99	37.73
Tsosane Tr1	1.03	1.03	39.83
Tsosane Tr2	1.03	1.03	39.83

HV-Side in p.u. LV-Side in p.u. %

資料—9 IFR Presentation to Management

IFR PRESENTATION TO MANAGEMENT

13th August 2019

Presenters: IFR Team

More than 30 years of successful collaboration

A decorative graphic in the bottom right corner of the slide, showing a portion of a globe and some green foliage.

IFR PRESENTATION

- **CONTENTS OF THE PRESENTATION**
 - IFR Releases and Scheduling
 - Khojane Lepholisa
 - Automation of Daily IFR
 - Paul Lehloa
 - IFR Environmental Benefits
 - Puseletso Sebotsa

More than 30 years of successful collaboration

A decorative graphic in the bottom right corner of the slide, showing a portion of a globe and some green foliage.

IFR Releases and Scheduling by Khojane Lepholisa

More than 30 years of successful collaboration



Legal Compliance: 1986 Treaty

- **Article 7 (9):** “... shall at all times maintain rates of flow in the natural river channels immediately downstream of the Katse and Mohale dams of not less than five hundred and three hundred litres per second respectively...”

TABLE 5.2

LHWP RESERVOIR COMPENSATION FLOWS

Reservoir	Compensation Flow m ³ /s
Katse	0.5
Mohale	0.3
Polihali	0.7
Taung	1.5
Mashai	1.5
Tsoelike	1.7
Ntoahae	2.0
Malatsi	0.6

More than 30 years of successful collaboration



Procedures

Associated control structure	From control structure		
	MAR (million m ³ /a)	Annual IFR release	Average Flow
		(as % inflow)	Cumecs (m ³ /second)
Katse Dam	554.8	12.1	2.1
Mohale Dam	339.0	10.3	1.1

More than 30 years of successful collaboration

Evolution of IFR Releases Scheduling

- 2004
 - **Annual** Schedule implemented on a monthly basis
 - Difficulty in accurately forecasting of hydrological classes

- 2006
 - **Quarterly** Schedule implemented on a monthly basis

	1 st Quarter (Jan-Mar)		2 nd Quarter (Apr-Jun)		3 rd Quarter (Jul-Sep)		4 th Quarter (Oct-Dec)	
	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
Plus 2	More than 284.0		More than 108.0		More than 81.0		More than 274.0	
Plus 1	284.0	268.0	108.0	81.0	81.0	46.0	274.0	208.0
Average	268.0	236.0	81.0	68.0	46.0	29.0	208.0	157.0
Minus 1	236.0	170.0	68.0	58.0	29.0	21.0	157.0	127.0
Minus 2	Less than 170.0		Less than 58.0		Less than 21.0		Less than 127.0	

- Lack of Variability of flows
- Floods releases inconsistent with natural events (“blue sky releases”)
- 2016
 - **Daily** Schedule implemented with a one day lag (to mimic natural inflow variability)

More than 30 years of successful collaboration

IFR Releases Compliance Criteria

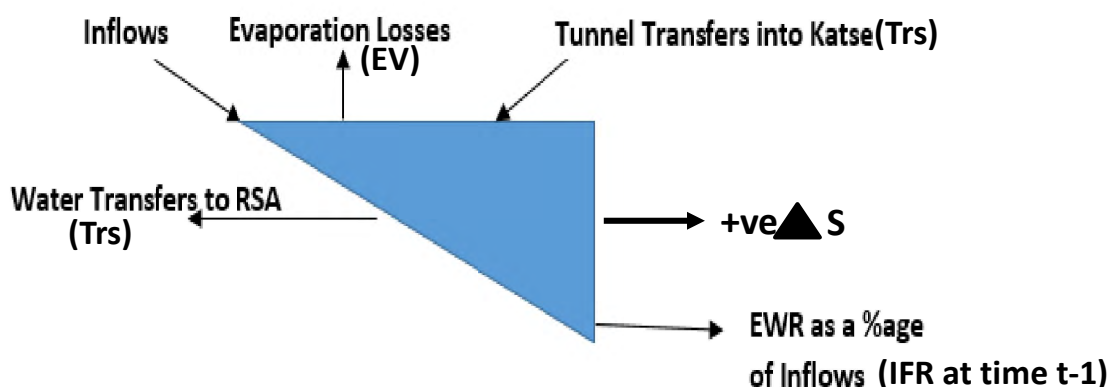


- **Release Categories**
 - IFR released as %age of inflow subject to valve capacity
 - 12.1% at Katse
 - 10.3% at Mohale
- **Compliance on Volume**
 - 5% variance
- **Compliance on Variability**
 - Def: Accumulated absolute daily variances over monthly target
 - 15% variance

More than 30 years of successful collaboration



Calculation of Katse Inflows: Water Balance Approach



$$\text{Inflows} = \text{increased } (S) + \text{IFR}_{t-1} + \text{Trs (RSA)} + \text{Ev} - \text{Trs (Mohale)}$$

$$\text{IFR}_t = 12.1\% \times \text{Inflows}$$

NB: Inflow has to be determined by 8.00am of the operating day and IFR released at 9.00

Challenges in determining the correct



inflow

- Dam level (Change in storage)
- IFR
- Mohale transfers
 - Problem: No measuring device and incorrect calculations during unusual events like floods
 - Solution: flow measuring device
- Evaporation
 - Problem: No direct measurement
 - Solution: Application of Phase II Ops Rule data
- Katse deliveries (Ngoajane)
 - Problem: No direct measurement and poor communication with Katse Ops
 - Solution: Direct transfer tunnel flow measurements

More than 30 years of successful collaboration



Operational Challenges



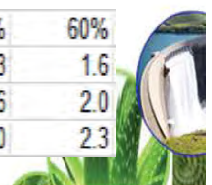
- Manual System (Spreadsheet)
 - Problem: Resistance to Change, Human Error and Communication breakdown between sites
- Operational Constraints

Problem: Valve capacity limitations and Valve precision

Control structure and release mechanism	Minimum (m ³ /s)	Maximum (m ³ /s)
Katse Dam		
Compensation valve 2	0.2	1.5
Mini-hydro (1)		0.5
Low Level Outlet 1 (Radial Gate 1)	Approx 13	410
Low Level Outlet 2 (Radial Gate 2)	Approx 13	410

(masl)	0%	20%	30%	40%	50%	60%
2005	0.0	0.3	0.5	0.8	1.3	1.6
2010	0.0	0.5	0.9	1.2	1.6	2.0
2015	0.0	0.7	1.1	1.5	2.0	2.3

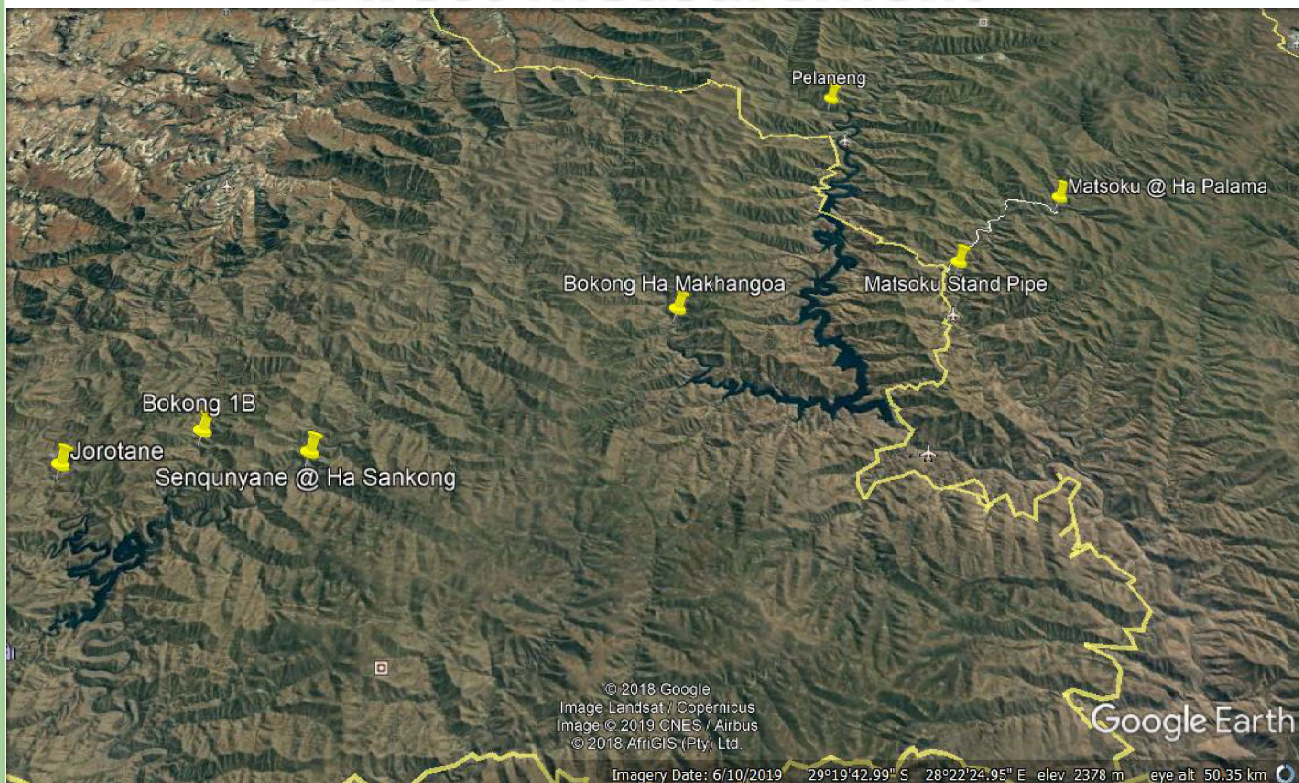
More than 30 years of successful collaboration



Calculation of Katse Inflows:



Direct Measurement



More than 30 years of successful collaboration



Automation of Daily IFR by Paul Lehloa

More than 30 years of successful collaboration

Solutions implemented to date



Problem	Solution
Incomplete data	Data Validation and Estimation
Multiple varying copies of the Spreadsheet model kept by different users	Centralised system
Lack of incident reports	Forced accountability by supervisors in case of variances for purposes of incident reporting and provision of notifications

NB: The system depends on network availability

More than 30 years of successful collaboration



Sample Screenshot



The screenshot shows the IFR system interface. At the top, there is a navigation bar with 'IFR Mohale Katse Muela' and 'Hello Iephok LogOut'. Below this is a progress bar with icons for 'Begin', 'Step:1', 'Step:2', 'Step:3', 'Step:4', 'Step:5', 'Step:6', 'Step:7', and 'Complete'. 'Step:5' is currently selected. The main content area is titled 'Mohale To Katse Transfers' and indicates 'This is step 5'. It contains a form with the following fields:

- Mohale-To-Katse Available? (Dropdown menu with 'Outage/Maintenance' selected)
- Reason for missing Value (Dropdown menu with 'Outage/Maintenance' selected)
- Reason Category (Dropdown menu with 'Outage/Maintenance' selected)

At the bottom right, there are 'Previous' and 'Save and Continue' buttons.

IFR Environment Benefits by Puseletso Sebotsa

More than 30 years of successful collaboration



Environmental Benefits

- **Biophysical monitoring disciplines**
 - **Main driver**
 - **Hydrology: Water level and flow variability**
 - **Other drivers :**
 - **Geomorphology: River structure – habitats**
 - **Water quality: insitu, chemical and biological**
 - **Responders in order of response time to changes in drivers**
 - **Macro invertebrates**
 - **Fish**
 - **Riparian vegetation**

More than 30 years of successful collaboration



Macroinvertebrates



- Sedentary: they do not migrate as long as conditions are conducive
- Rapid indicators of river health
- Short life cycle
- They respond to change rapidly
- They recolonize rapidly if the conditions become conducive after pollution

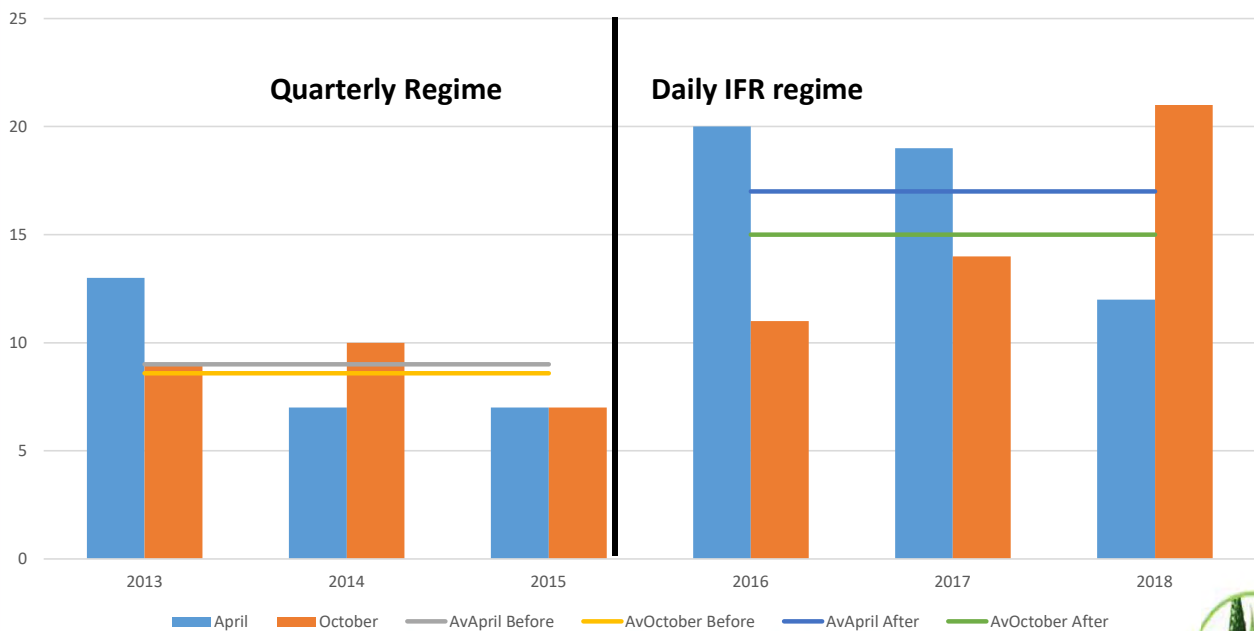
More than 30 years of successful collaboration



Biophysical Benefits of Daily IFR Releases Regime



Benthos response to change in IFR flow regime



More than 30 years of successful collaboration



Thank You

More than 30 years of successful collaboration

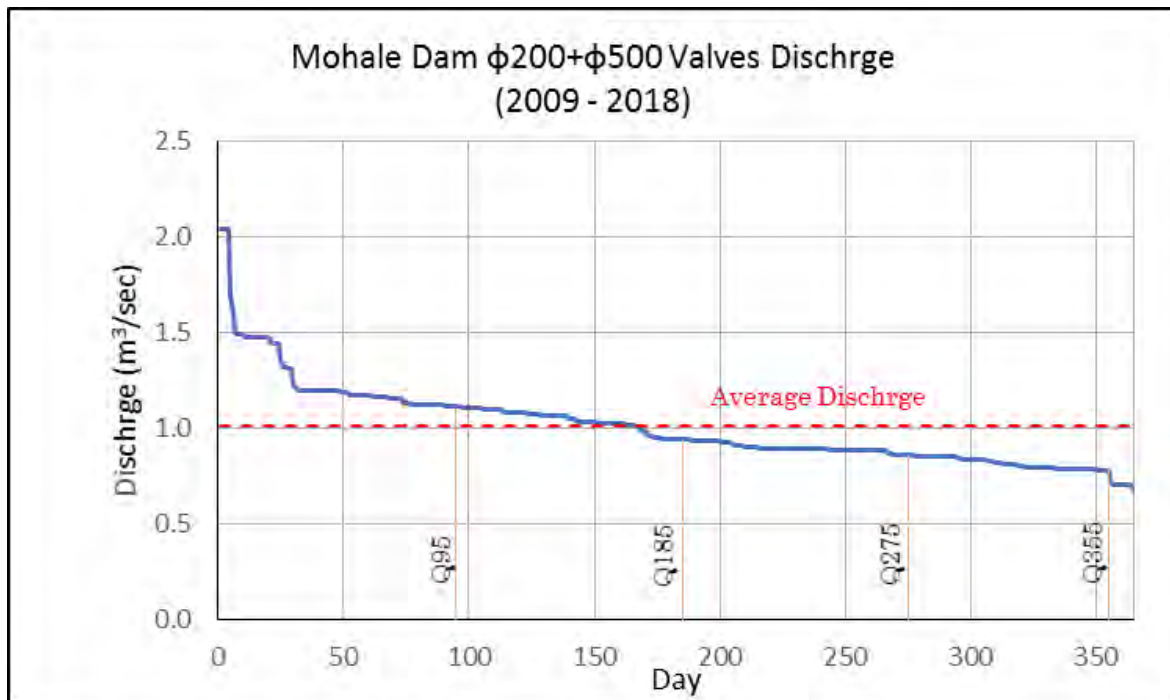


資料－10 各ダムの水位と維持放流量

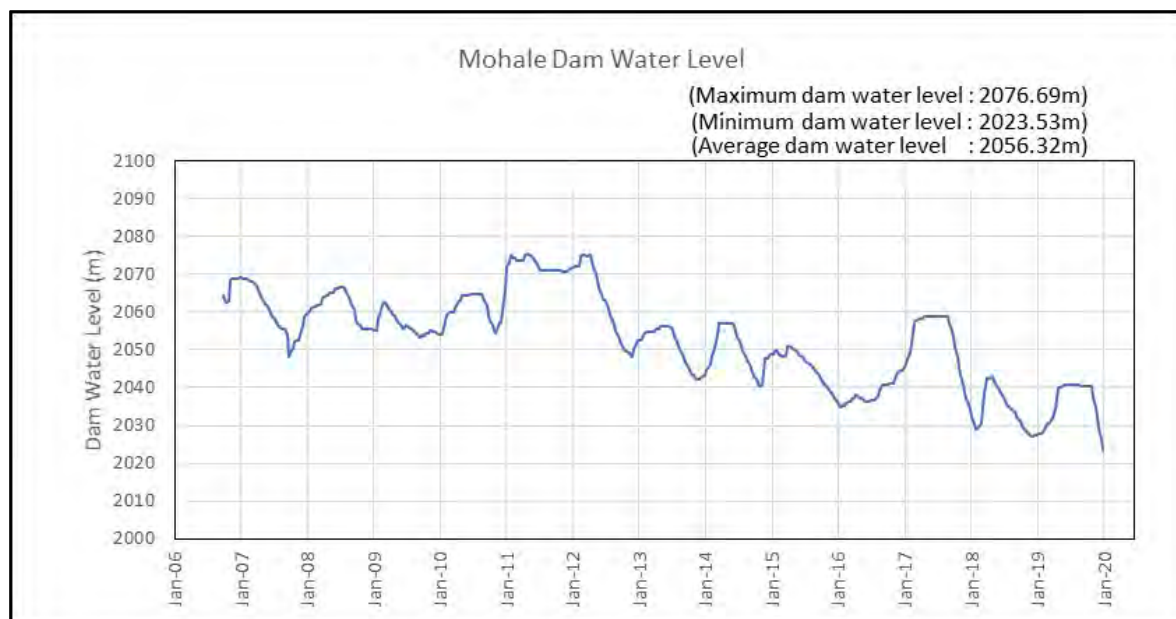
添付資料-10 各ダムの水位と維持放流量

(1) Mohale Dam

Mohale dam 維持放流量 流況図



Mohale Dam ダム水位状況



Mohale dam 維持放流量 流況

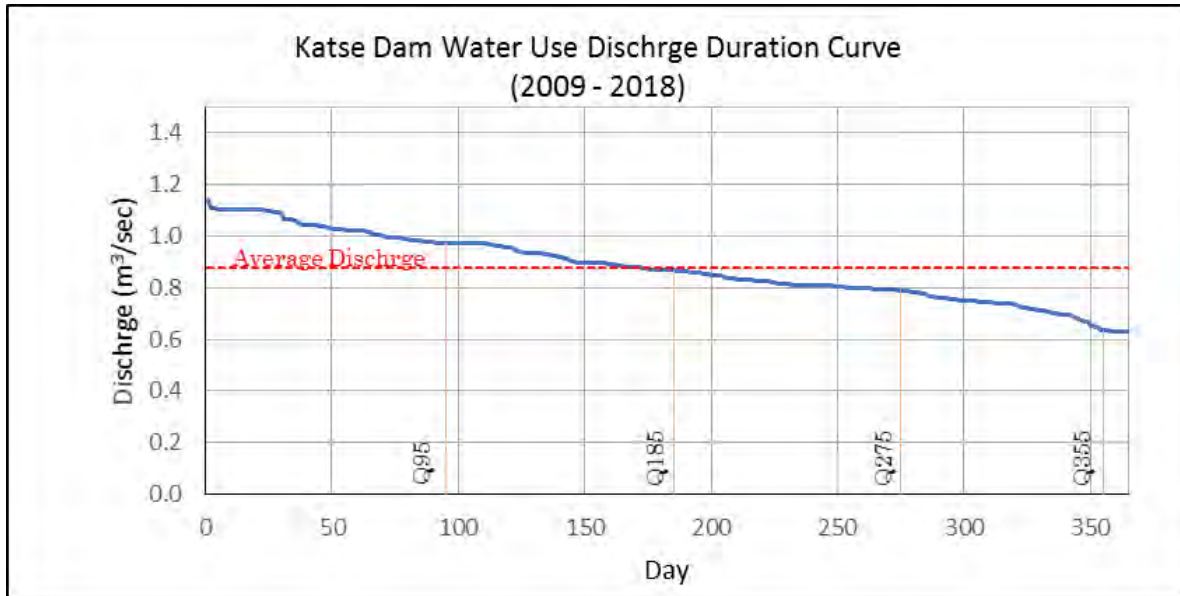
Rank	Dischrge (m ³ /sec)	Rank	Dischrge (m ³ /sec)	Rank	Dischrge (m ³ /sec)	Rank	Dischrge (m ³ /sec)	Rank	Dischrge (m ³ /sec)	Rank	Dischrge (m ³ /sec)	Rank	Dischrge (m ³ /sec)
1	2.038	56	1.167	111	1.096	166	1.011	221	0.895	276	0.859	331	0.793
2	2.038	57	1.167	112	1.096	167	1.006	222	0.895	277	0.858	332	0.793
3	2.038	58	1.167	113	1.096	168	1.006	223	0.894	278	0.854	333	0.793
4	2.038	59	1.167	114	1.084	169	0.984	224	0.894	279	0.854	334	0.789
5	1.694	60	1.167	115	1.084	170	0.984	225	0.894	280	0.854	335	0.789
6	1.601	61	1.167	116	1.084	171	0.965	226	0.894	281	0.854	336	0.789
7	1.496	62	1.166	117	1.084	172	0.957	227	0.894	282	0.854	337	0.789
8	1.494	63	1.166	118	1.084	173	0.956	228	0.894	283	0.854	338	0.789
9	1.494	64	1.166	119	1.084	174	0.950	229	0.894	284	0.854	339	0.789
10	1.494	65	1.166	120	1.078	175	0.950	230	0.894	285	0.852	340	0.789
11	1.477	66	1.166	121	1.078	176	0.950	231	0.894	286	0.852	341	0.789
12	1.477	67	1.166	122	1.078	177	0.944	232	0.894	287	0.852	342	0.789
13	1.477	68	1.155	123	1.078	178	0.942	233	0.894	288	0.852	343	0.789
14	1.477	69	1.153	124	1.075	179	0.942	234	0.894	289	0.852	344	0.789
15	1.477	70	1.153	125	1.073	180	0.942	235	0.894	290	0.852	345	0.789
16	1.477	71	1.153	126	1.069	181	0.942	236	0.894	291	0.852	346	0.784
17	1.477	72	1.150	127	1.069	182	0.942	237	0.894	292	0.850	347	0.784
18	1.477	73	1.150	128	1.069	183	0.942	238	0.893	293	0.850	348	0.784
19	1.477	74	1.129	129	1.067	184	0.942	239	0.893	294	0.850	349	0.784
20	1.477	75	1.129	130	1.067	185	0.942	240	0.893	295	0.839	350	0.784
21	1.458	76	1.129	131	1.067	186	0.942	241	0.893	296	0.839	351	0.779
22	1.443	77	1.122	132	1.067	187	0.942	242	0.893	297	0.837	352	0.779
23	1.441	78	1.122	133	1.067	188	0.942	243	0.893	298	0.837	353	0.779
24	1.441	79	1.122	134	1.067	189	0.934	244	0.887	299	0.837	354	0.779
25	1.347	80	1.122	135	1.067	190	0.930	245	0.887	300	0.837	355	0.777
26	1.319	81	1.122	136	1.067	191	0.930	246	0.887	301	0.837	356	0.720
27	1.318	82	1.122	137	1.067	192	0.930	247	0.887	302	0.834	357	0.700
28	1.308	83	1.120	138	1.067	193	0.930	248	0.887	303	0.834	358	0.700
29	1.308	84	1.120	139	1.067	194	0.930	249	0.887	304	0.834	359	0.700
30	1.225	85	1.120	140	1.047	195	0.930	250	0.887	305	0.834	360	0.700
31	1.210	86	1.120	141	1.047	196	0.930	251	0.885	306	0.834	361	0.700
32	1.194	87	1.120	142	1.047	197	0.930	252	0.885	307	0.830	362	0.700
33	1.194	88	1.120	143	1.036	198	0.930	253	0.885	308	0.829	363	0.700
34	1.194	89	1.120	144	1.035	199	0.930	254	0.885	309	0.829	364	0.700
35	1.194	90	1.120	145	1.035	200	0.930	255	0.885	310	0.819	365	0.679
36	1.194	91	1.117	146	1.035	201	0.925	256	0.885	311	0.816		
37	1.194	92	1.117	147	1.035	202	0.925	257	0.885	312	0.816		
38	1.193	93	1.117	148	1.035	203	0.925	258	0.885	313	0.812		
39	1.193	94	1.117	149	1.035	204	0.925	259	0.884	314	0.812		
40	1.193	95	1.111	150	1.035	205	0.917	260	0.884	315	0.812		
41	1.193	96	1.109	151	1.025	206	0.909	261	0.880	316	0.812		
42	1.192	97	1.107	152	1.025	207	0.909	262	0.880	317	0.812		
43	1.192	98	1.107	153	1.025	208	0.909	263	0.880	318	0.812		
44	1.192	99	1.101	154	1.025	209	0.909	264	0.880	319	0.803		
45	1.192	100	1.101	155	1.025	210	0.901	265	0.880	320	0.803		
46	1.192	101	1.101	156	1.025	211	0.901	266	0.880	321	0.803		
47	1.192	102	1.101	157	1.025	212	0.901	267	0.870	322	0.793		
48	1.192	103	1.101	158	1.025	213	0.901	268	0.869	323	0.793		
49	1.190	104	1.101	159	1.025	214	0.901	269	0.862	324	0.793		
50	1.190	105	1.101	160	1.025	215	0.901	270	0.860	325	0.793		
51	1.190	106	1.100	161	1.025	216	0.895	271	0.860	326	0.793		
52	1.167	107	1.100	162	1.025	217	0.895	272	0.860	327	0.793		
53	1.167	108	1.100	163	1.017	218	0.895	273	0.860	328	0.793		
54	1.167	109	1.100	164	1.011	219	0.895	274	0.859	329	0.793		
55	1.167	110	1.096	165	1.011	220	0.895	275	0.859	330	0.793		

Mohale Dam 維持放流量

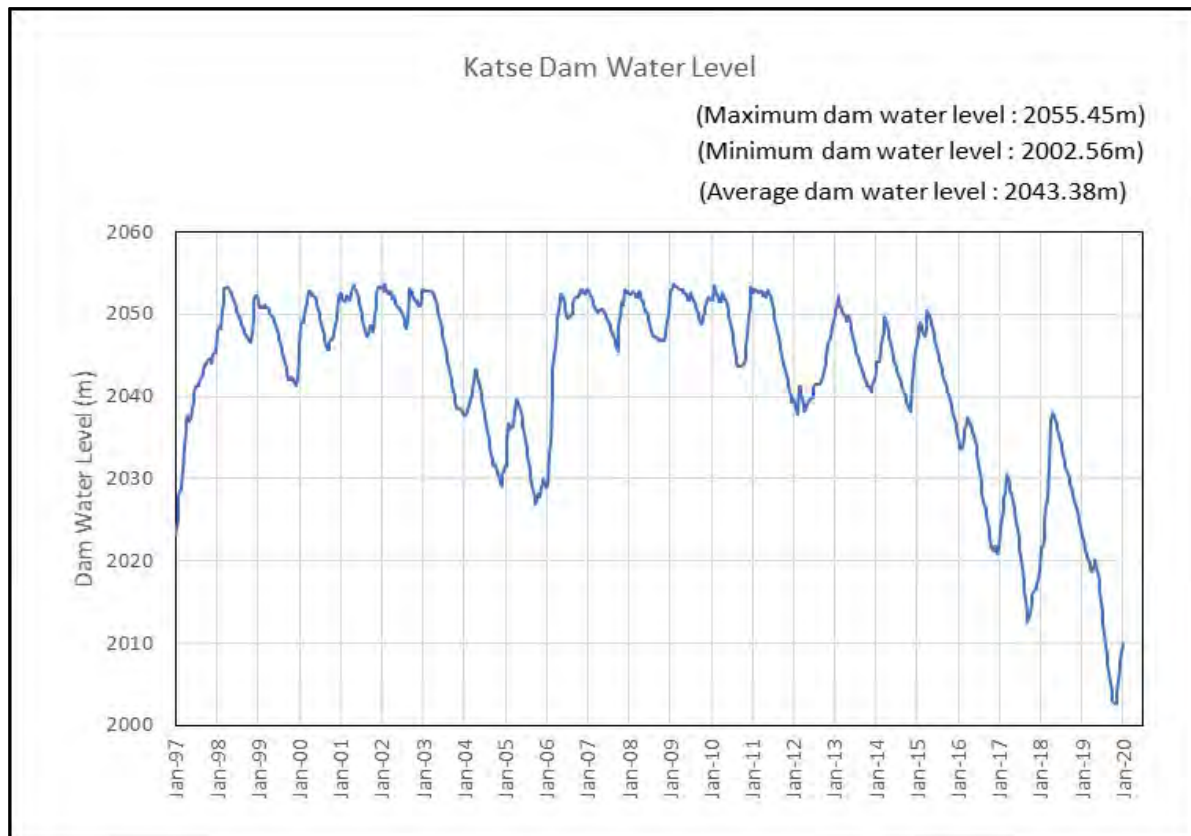
Date	φ200 + φ 500 Valves										Average	
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Jan	1	0.960	0.450	0.380	1.239	0.480	0.347	1.490	2.951	0.847	2.348	1.149
	2	0.960	0.450	0.380	1.239	0.480	0.347	1.490	2.951	0.847	2.348	1.149
	3	0.960	0.450	0.410	1.239	0.480	0.347	1.490	2.951	0.847	2.348	1.152
	4	0.960	0.450	0.410	1.239	0.480	0.347	1.490	2.951	0.847	2.348	1.152
	5	0.960	0.450	0.410	1.239	0.480	0.347	1.490	2.951	0.847	2.348	1.152
	6	0.960	0.450	0.410	0.400	0.480	0.347	1.490	2.951	0.847	2.348	1.068
	7	0.960	0.450	0.410	0.400	0.480	0.347	1.490	2.951	0.847	2.348	1.068
	8	0.960	0.450	0.410	0.400	0.480	0.347	1.490	2.951	0.847	2.348	1.068
	9	0.960	0.450	0.410	0.400	0.480	0.347	1.490	0.560	0.847	2.348	0.829
	10	0.960	0.450	0.410	0.400	0.480	0.347	1.490	0.280	1.419	2.348	0.858
	11	0.960	0.450	0.410	0.400	0.480	0.347	1.490	0.280	2.408	2.348	0.957
	12	0.960	0.450	0.410	0.400	0.480	0.347	1.490	0.280	2.084	2.348	0.925
	13	0.960	0.450	0.410	0.400	0.480	0.347	1.490	0.280	2.084	2.348	0.925
	14	0.960	0.450	0.410	0.400	0.480	0.347	1.490	0.280	2.084	2.348	0.925
	15	0.960	0.450	0.410	0.400	0.480	0.347	1.490	0.280	2.084	2.348	0.925
	16	0.960	0.450	0.410	0.400	0.480	3.347	1.490	0.280	2.084	2.348	1.225
	17	0.960	0.450	0.410	0.400	0.480	0.440	1.490	0.280	2.084	2.348	0.934
	18	0.960	0.450	0.410	0.400	0.480	0.440	1.490	0.280	0.532	2.348	0.779
	19	0.960	0.450	0.410	0.400	0.480	0.440	1.490	0.280	0.532	2.348	0.779
	20	0.960	0.450	0.410	0.400	0.480	0.440	1.490	0.280	0.532	2.348	0.779
	21	0.960	0.450	0.410	0.400	0.480	0.440	1.490	0.280	0.532	2.348	0.779
	22	0.960	0.450	5.700	0.400	0.480	0.440	1.490	0.280	0.532	2.348	1.308
	23	0.960	0.450	5.700	0.400	0.480	0.440	1.490	0.280	0.532	2.348	1.308
	24	0.960	0.450	5.800	0.400	0.480	0.440	1.490	0.280	0.532	2.348	1.318
	25	0.960	0.450	5.800	0.400	0.480	0.440	1.490	0.280	3.363	2.348	1.601
	26	0.960	0.450	5.800	0.400	0.480	0.440	1.490	0.280	1.763	2.348	1.441
	27	0.960	0.450	5.800	0.400	0.480	0.440	1.490	0.280	1.763	2.348	1.441
	28	0.960	0.450	5.800	0.400	0.480	0.440	1.490	0.280	2.295	2.348	1.494
	29	0.960	0.450	5.800	0.400	0.480	0.440	1.490	0.280	2.295	2.348	1.494
	30	0.980	0.450	5.800	0.400	0.480	0.440	1.490	0.280	1.763	2.348	1.443
	31	0.980	0.450	5.800	0.400	0.480	0.440	1.490	0.280	2.295	2.348	1.496
Feb	1	0.720	0.450	5.800	0.400	0.480	0.680	1.490	0.280	2.295	2.348	1.494
	2	0.720	0.450	5.800	0.944	0.480	0.680	1.490	0.280	0.000	2.348	1.319
	3	0.720	0.450	5.800	0.944	0.480	0.680	1.490	0.560	0.000	2.348	1.347
	4	0.720	0.900	5.800	0.944	0.480	0.680	4.600	0.468	0.000	2.348	1.694
	5	0.720	0.900	5.800	0.944	0.480	0.680	4.600	0.468	3.442	2.348	2.038
	6	0.720	0.900	5.800	0.944	0.480	0.680	4.600	0.468	3.442	2.348	2.038
	7	0.720	0.900	5.800	0.944	0.480	0.680	4.600	0.468	3.442	2.348	2.038
	8	0.720	0.900	5.800	0.944	0.480	0.680	4.600	0.468	3.442	2.348	2.038
	9	0.720	0.900	0.000	0.944	0.480	0.680	4.600	0.468	3.442	2.348	1.458
	10	0.720	0.900	0.717	0.944	0.480	0.680	0.960	0.468	3.442	2.348	1.166
	11	0.720	0.900	1.912	0.944	0.480	0.680	1.173	0.468	1.123	2.348	1.075
	12	0.720	0.900	3.265	0.944	0.480	0.680	1.173	0.468	1.123	2.348	1.210
	13	0.720	0.900	0.335	0.944	0.480	0.680	1.173	0.468	1.123	2.348	0.917
	14	0.720	0.900	0.720	0.944	0.480	0.680	1.173	0.468	1.123	2.348	0.956
	15	0.720	0.900	0.600	0.944	0.480	0.680	1.173	0.468	1.123	2.348	0.944
	16	0.720	0.900	0.000	0.944	0.480	0.680	1.173	0.468	0.655	2.348	0.837
	17	0.720	0.900	0.000	0.944	0.480	0.680	1.173	0.468	0.655	2.348	0.837
	18	0.720	0.900	0.000	0.944	0.480	0.680	1.173	0.468	0.655	2.348	0.837
	19	0.720	0.900	0.000	0.944	0.480	0.680	1.173	0.468	0.655	2.348	0.837
	20	0.720	0.900	0.000	0.944	0.480	0.680	1.173	0.468	0.655	2.348	0.837
	21	0.720	0.900	0.000	0.944	0.480	0.680	1.173	0.468	3.133	2.348	1.085
	22	0.720	0.900	0.000	0.944	0.480	0.680	1.173	0.468	3.133	2.348	1.085
	23	0.720	0.900	0.000	0.944	0.480	0.680	1.173	0.468	3.133	2.348	1.085
	24	0.720	0.900	0.000	0.944	0.480	0.680	1.173	0.468	3.133	2.348	1.085
	25	0.720	0.900	0.000	0.944	0.480	0.680	1.173	0.468	3.133	2.348	1.085
	26	0.720	0.900	0.000	0.944	0.480	0.680	1.173	0.468	3.133	2.348	1.085
	27	0.720	0.900	0.000	0.944	0.480	0.680	1.173	0.468	2.348	2.348	1.006
	28	0.720	0.900	0.000	0.944	0.480	0.680	1.173	0.468	2.348	2.348	1.006

(2) Katse Dam

Katse dam 維持放流量 流況図



Katse Dam ダム水位状況



Katse dam 維持放流量 流況

Rank	Dischrge (m ³ /sec)	Rank	Dischrge (m ³ /sec)	Rank	Dischrge (m ³ /sec)	Rank	Dischrge (m ³ /sec)	Rank	Dischrge (m ³ /sec)	Rank	Dischrge (m ³ /sec)	Rank	Dischrge (m ³ /sec)
1	1.143	56	1.022	111	0.970	166	0.882	221	0.824	276	0.788	331	0.714
2	1.110	57	1.021	112	0.969	167	0.882	222	0.824	277	0.787	332	0.710
3	1.110	58	1.020	113	0.969	168	0.881	223	0.824	278	0.787	333	0.708
4	1.107	59	1.020	114	0.969	169	0.881	224	0.823	279	0.785	334	0.708
5	1.103	60	1.020	115	0.960	170	0.880	225	0.819	280	0.784	335	0.701
6	1.103	61	1.020	116	0.960	171	0.879	226	0.816	281	0.782	336	0.700
7	1.103	62	1.020	117	0.960	172	0.879	227	0.816	282	0.780	337	0.699
8	1.103	63	1.019	118	0.958	173	0.876	228	0.815	283	0.777	338	0.695
9	1.103	64	1.014	119	0.958	174	0.875	229	0.814	284	0.776	339	0.694
10	1.103	65	1.014	120	0.958	175	0.875	230	0.813	285	0.776	340	0.693
11	1.103	66	1.008	121	0.958	176	0.872	231	0.813	286	0.766	341	0.693
12	1.103	67	1.007	122	0.949	177	0.872	232	0.812	287	0.765	342	0.693
13	1.103	68	1.005	123	0.948	178	0.868	233	0.812	288	0.765	343	0.689
14	1.103	69	1.003	124	0.941	179	0.868	234	0.810	289	0.763	344	0.684
15	1.102	70	1.001	125	0.939	180	0.868	235	0.809	290	0.762	345	0.681
16	1.102	71	1.000	126	0.937	181	0.867	236	0.809	291	0.762	346	0.674
17	1.102	72	0.996	127	0.936	182	0.867	237	0.809	292	0.762	347	0.671
18	1.101	73	0.994	128	0.936	183	0.867	238	0.809	293	0.758	348	0.666
19	1.101	74	0.993	129	0.935	184	0.867	239	0.809	294	0.757	349	0.666
20	1.101	75	0.993	130	0.935	185	0.867	240	0.809	295	0.756	350	0.650
21	1.101	76	0.993	131	0.934	186	0.865	241	0.808	296	0.755	351	0.650
22	1.101	77	0.992	132	0.932	187	0.865	242	0.808	297	0.754	352	0.647
23	1.101	78	0.991	133	0.932	188	0.865	243	0.808	298	0.752	353	0.646
24	1.100	79	0.990	134	0.929	189	0.865	244	0.808	299	0.751	354	0.638
25	1.098	80	0.987	135	0.928	190	0.862	245	0.808	300	0.749	355	0.638
26	1.098	81	0.985	136	0.928	191	0.862	246	0.808	301	0.748	356	0.637
27	1.094	82	0.982	137	0.926	192	0.861	247	0.807	302	0.747	357	0.633
28	1.094	83	0.982	138	0.925	193	0.859	248	0.807	303	0.747	358	0.630
29	1.093	84	0.982	139	0.924	194	0.858	249	0.805	304	0.747	359	0.630
30	1.092	85	0.982	140	0.917	195	0.858	250	0.805	305	0.747	360	0.629
31	1.064	86	0.979	141	0.917	196	0.858	251	0.803	306	0.746	361	0.629
32	1.064	87	0.979	142	0.913	197	0.855	252	0.802	307	0.745	362	0.629
33	1.064	88	0.979	143	0.912	198	0.854	253	0.802	308	0.745	363	0.629
34	1.064	89	0.979	144	0.909	199	0.851	254	0.800	309	0.745	364	0.628
35	1.060	90	0.979	145	0.902	200	0.850	255	0.797	310	0.743	365	0.628
36	1.058	91	0.975	146	0.901	201	0.850	256	0.797	311	0.742		
37	1.050	92	0.974	147	0.899	202	0.850	257	0.796	312	0.739		
38	1.044	93	0.974	148	0.899	203	0.849	258	0.796	313	0.737		
39	1.044	94	0.973	149	0.898	204	0.849	259	0.796	314	0.737		
40	1.044	95	0.973	150	0.896	205	0.840	260	0.796	315	0.737		
41	1.044	96	0.973	151	0.896	206	0.839	261	0.796	316	0.737		
42	1.044	97	0.973	152	0.895	207	0.839	262	0.796	317	0.737		
43	1.044	98	0.973	153	0.895	208	0.836	263	0.796	318	0.737		
44	1.043	99	0.973	154	0.895	209	0.835	264	0.795	319	0.737		
45	1.040	100	0.973	155	0.895	210	0.833	265	0.795	320	0.736		
46	1.040	101	0.973	156	0.895	211	0.833	266	0.795	321	0.732		
47	1.039	102	0.973	157	0.895	212	0.831	267	0.795	322	0.729		
48	1.034	103	0.973	158	0.894	213	0.831	268	0.794	323	0.724		
49	1.033	104	0.973	159	0.891	214	0.831	269	0.794	324	0.722		
50	1.027	105	0.972	160	0.891	215	0.831	270	0.793	325	0.722		
51	1.027	106	0.972	161	0.891	216	0.830	271	0.792	326	0.718		
52	1.027	107	0.970	162	0.889	217	0.828	272	0.791	327	0.718		
53	1.027	108	0.970	163	0.886	218	0.828	273	0.791	328	0.717		
54	1.027	109	0.970	164	0.885	219	0.824	274	0.790	329	0.714		
55	1.023	110	0.970	165	0.884	220	0.824	275	0.788	330	0.714		

Katse Dam 維持放流量

Date	Valve Flow										Average	
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Jan	1	1.050	1.301	1.000	1.228	0.521	1.100	1.100	0.950	0.358	0.213	0.882
	2	1.050	1.301	1.000	1.228	0.521	1.100	1.100	0.950	0.213	0.213	0.868
	3	1.050	1.301	1.000	1.228	0.521	1.100	1.100	0.950	0.213	0.213	0.868
	4	1.050	1.301	1.000	1.228	0.521	1.100	1.100	0.950	0.213	0.213	0.868
	5	1.050	1.301	1.000	1.228	0.521	1.100	1.100	0.950	1.500	0.213	0.996
	6	1.050	1.301	1.000	1.228	0.519	1.100	1.100	0.950	0.213	0.213	0.867
	7	1.050	1.301	1.000	1.228	0.519	1.100	1.100	0.950	0.213	0.213	0.867
	8	1.050	1.301	1.000	1.228	0.519	1.100	1.100	0.950	0.353	0.213	0.881
	9	1.050	1.301	1.000	1.228	0.519	1.100	1.100	0.950	0.213	0.213	0.867
	10	1.050	1.301	1.000	1.228	0.519	1.100	1.100	0.950	0.213	0.213	0.867
	11	1.050	1.301	1.000	1.228	0.519	1.100	0.630	0.192	0.306	0.213	0.754
	12	1.052	1.301	1.000	1.228	0.518	1.100	0.630	0.192	0.213	0.213	0.745
	13	1.052	1.301	1.000	1.228	0.518	1.100	0.630	0.192	0.213	0.213	0.745
	14	1.052	1.301	1.000	1.228	0.518	1.100	0.630	0.292	0.213	0.213	0.755
	15	1.052	1.301	1.000	1.228	0.518	1.100	0.630	0.192	0.213	0.213	0.745
	16	1.052	1.301	1.000	1.228	1.104	1.100	0.630	0.192	0.213	0.213	0.803
	17	1.052	1.301	1.000	1.159	1.104	1.100	0.630	0.192	0.220	0.213	0.797
	18	1.052	1.301	1.000	1.159	1.101	0.900	0.630	0.192	0.213	0.213	0.776
	19	1.052	1.301	1.000	1.159	1.101	0.900	0.630	0.192	0.213	0.213	0.776
	20	1.052	1.301	1.000	1.159	1.101	0.900	0.630	0.380	0.213	0.213	0.795
	21	1.052	1.304	1.000	1.159	1.101	0.900	0.630	0.380	0.337	0.213	0.808
	22	1.052	1.304	1.000	0.386	1.101	0.900	0.630	0.380	0.213	0.213	0.718
	23	1.050	1.304	1.000	1.159	1.101	0.900	0.630	0.290	1.007	0.213	0.865
	24	1.050	1.307	1.000	0.435	1.101	0.900	0.630	0.290	0.213	0.213	0.714
	25	1.052	1.309	1.000	1.159	1.101	0.900	0.630	0.290	0.213	0.213	0.787
	26	1.052	1.309	1.000	0.676	1.101	0.900	0.630	0.379	0.213	0.213	0.747
	27	1.054	1.309	1.000	1.159	1.101	0.900	0.630	0.379	0.213	0.581	0.833
	28	1.057	1.309	1.000	1.159	1.101	0.900	0.630	0.379	0.213	0.213	0.796
	29	1.057	1.312	1.000	1.159	1.101	0.900	0.630	0.379	0.213	0.213	0.796
	30	1.054	1.312	1.000	1.159	1.101	0.900	0.630	0.379	0.213	0.213	0.796
	31	1.054	1.309	1.000	1.159	1.101	0.900	0.630	0.378	0.213	0.213	0.796
Feb	1	1.052	1.304	1.000	1.159	1.101	0.900	0.630	0.378	0.213	0.213	0.795
	2	1.052	1.307	1.000	1.159	1.101	0.900	0.630	0.378	0.213	0.213	0.795
	3	1.052	1.307	1.000	1.159	1.101	0.900	0.630	0.378	0.213	0.213	0.795
	4	1.052	1.307	1.000	1.159	1.098	0.900	0.630	0.378	1.500	0.213	0.924
	5	1.052	1.307	1.000	1.159	1.098	0.900	0.630	0.476	0.213	0.213	0.805
	6	1.052	1.307	1.000	1.159	1.098	0.900	0.630	0.476	0.213	0.213	0.805
	7	1.052	1.307	1.000	1.165	1.098	0.900	0.630	1.092	0.561	0.213	0.902
	8	1.054	1.307	1.000	1.165	1.098	0.900	0.630	0.376	0.213	0.213	0.796
	9	1.054	1.307	1.000	1.165	1.098	0.900	0.630	0.376	0.213	0.213	0.796
	10	1.054	1.307	1.000	1.168	1.098	0.900	0.630	0.376	0.213	0.213	0.796
	11	1.054	1.307	1.233	1.168	1.098	0.900	0.630	0.376	0.213	0.213	0.819
	12	1.054	1.307	1.233	1.168	1.098	0.900	0.630	0.286	0.213	0.213	0.810
	13	1.052	1.304	1.233	1.168	1.098	0.900	0.630	0.375	0.603	0.213	0.858
	14	1.052	1.304	1.233	1.168	1.098	0.900	0.630	0.473	0.213	0.213	0.828
	15	1.052	1.304	1.233	1.168	1.012	0.900	0.630	0.190	0.213	0.213	0.791
	16	1.052	1.304	1.233	0.389	1.009	0.900	0.630	0.347	0.213	0.213	0.729
	17	1.052	1.304	1.230	0.462	1.009	0.900	0.630	0.347	0.213	0.213	0.736
	18	1.052	1.304	1.230	1.168	1.009	0.900	0.630	0.472	0.213	1.500	0.948
	19	1.052	0.000	0.847	1.168	1.009	0.900	0.630	0.472	0.213	0.213	0.650
	20	1.052	1.304	0.847	1.168	1.009	0.900	0.630	0.472	0.213	0.324	0.792
	21	1.052	1.304	0.847	1.168	1.009	0.900	0.630	0.186	0.213	0.213	0.752
	22	1.052	1.304	0.847	1.168	1.009	0.900	0.630	0.472	0.213	1.500	0.909
	23	1.052	1.304	0.847	1.168	1.009	0.900	0.630	0.370	0.213	0.526	0.802
	24	1.052	0.460	0.847	1.168	1.009	0.900	0.630	0.190	0.213	0.526	0.700
	25	0.000	0.000	0.847	1.168	1.009	0.900	0.630	0.472	0.213	1.500	0.674
	26	1.052	1.025	0.847	1.168	1.009	0.900	0.630	0.370	1.500	1.500	1.000
	27	1.052	0.547	0.847	1.168	1.009	0.900	0.630	1.450	0.213	0.971	0.879
	28	1.052	0.000	0.847	1.168	1.009	0.900	0.630	1.450	0.213	0.550	0.782

Date	Valve Flow										Average	
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Mar	1	1.052	0.000	0.847	1.171	1.009	0.900	0.630	1.450	1.500	0.350	0.891
	2	1.052	0.000	0.847	1.171	1.007	0.900	0.630	1.440	0.213	0.213	0.747
	3	1.052	0.000	0.847	1.171	1.007	0.900	0.630	1.440	0.213	0.745	0.800
	4	1.052	0.000	0.847	1.171	1.007	0.900	0.630	1.440	0.213	0.322	0.758
	5	1.052	0.000	0.847	1.171	1.000	0.900	0.630	1.440	0.213	0.218	0.747
	6	1.052	0.000	0.845	1.171	1.000	0.900	0.630	1.110	0.213	0.218	0.714
	7	1.052	0.000	0.845	1.171	1.000	0.900	0.630	1.440	0.213	0.218	0.747
	8	1.052	0.000	0.845	1.171	1.000	0.900	0.630	1.080	0.213	0.884	0.777
	9	1.052	0.000	0.845	1.171	1.000	0.900	0.630	1.440	0.213	0.213	0.746
	10	1.052	0.000	0.845	1.171	1.000	0.900	0.630	0.921	0.213	0.213	0.694
	11	1.052	0.000	0.845	1.171	1.000	0.900	0.630	1.440	0.243	0.213	0.749
	12	1.052	0.000	0.843	1.171	1.000	0.900	0.630	1.297	0.213	0.213	0.732
	13	1.052	0.000	0.843	1.171	1.000	0.900	0.800	0.187	0.213	0.213	0.638
	14	1.052	0.000	0.843	1.171	1.000	0.900	0.800	0.997	0.263	0.213	0.724
	15	1.052	0.000	0.843	1.171	1.000	0.900	0.800	0.186	0.913	0.213	0.708
	16	1.052	0.000	0.843	1.083	1.000	0.900	0.800	0.370	0.213	0.213	0.647
	17	1.052	0.000	0.841	1.083	1.000	0.900	0.800	0.180	0.213	0.213	0.628
	18	1.052	0.000	0.841	1.083	1.000	0.900	0.800	0.180	0.213	0.213	0.628
	19	1.052	0.000	0.841	1.083	1.000	0.900	0.800	0.828	0.213	0.213	0.693
	20	1.052	0.000	0.841	1.083	1.000	0.900	0.800	0.185	0.213	0.213	0.629
	21	1.052	0.000	0.841	1.083	1.000	0.900	0.800	0.185	0.213	0.213	0.629
	22	1.052	0.000	0.841	1.083	1.000	0.900	0.800	1.074	0.213	0.213	0.718
	23	1.052	0.000	0.841	1.083	1.000	0.900	0.800	0.185	0.636	0.213	0.671
	24	1.052	0.000	0.841	1.083	1.000	0.900	0.800	0.740	0.213	0.213	0.684
	25	1.052	0.000	0.841	1.083	1.000	0.900	0.800	0.185	1.500	0.213	0.757
	26	1.052	0.000	0.841	1.083	1.000	0.900	0.800	0.185	0.213	0.213	0.629
	27	1.052	0.000	0.841	1.083	1.000	0.900	0.800	0.994	0.213	0.213	0.710
	28	1.052	0.000	0.841	1.083	1.000	0.900	0.800	1.495	0.469	0.213	0.785
	29	1.052	0.000	0.841	1.083	1.000	0.900	0.800	0.184	0.213	0.213	0.629
	30	1.052	0.000	0.841	1.083	1.000	0.900	0.800	1.068	0.213	0.213	0.717
	31	1.052	0.000	0.841	1.083	1.000	0.900	0.800	0.465	0.213	0.864	0.722
Apr	1	1.052	0.000	0.833	1.083	1.000	0.900	0.800	0.738	0.369	0.213	0.699
	2	1.052	0.000	0.833	1.083	1.000	0.900	0.800	0.281	0.213	0.213	0.638
	3	1.052	0.000	0.833	1.083	1.000	0.900	0.800	0.368	0.213	0.213	0.646
	4	1.052	0.000	0.833	1.083	1.000	0.900	0.800	0.281	0.213	0.496	0.666
	5	1.052	0.000	0.833	1.083	1.000	0.900	0.800	0.184	0.213	1.500	0.756
	6	1.052	0.000	0.833	1.083	1.000	0.900	0.800	0.184	0.213	0.746	0.681
	7	1.052	0.000	0.831	1.083	1.000	0.900	0.800	1.128	0.213	0.213	0.722
	8	1.052	0.000	0.831	1.083	1.000	0.900	0.800	0.462	0.213	1.305	0.765
	9	1.052	0.000	0.831	1.083	1.000	0.900	0.800	0.280	0.213	0.213	0.637
	10	1.052	0.000	0.831	1.083	1.000	0.900	0.800	0.985	0.213	0.213	0.708
	11	1.052	0.000	0.831	1.083	1.000	0.900	0.800	0.819	0.256	0.213	0.695
	12	1.052	0.000	0.828	1.083	1.000	0.900	0.800	0.239	0.213	0.213	0.633
	13	1.052	0.000	0.828	1.083	1.000	0.900	0.800	0.213	0.213	0.213	0.630
	14	1.050	0.000	0.828	1.083	1.000	0.900	0.800	0.213	0.213	0.213	0.630
	15	1.050	0.000	0.828	1.083	1.200	0.900	0.800	0.213	0.375	0.213	0.666
	16	1.050	0.000	0.826	1.083	1.200	0.900	0.800	0.213	0.213	0.213	0.650
	17	1.050	0.000	0.826	1.083	1.200	0.900	0.800	0.213	0.213	1.196	0.748
	18	1.050	0.000	0.826	1.083	1.200	0.900	1.100	0.213	1.500	0.257	0.813
	19	1.050	0.000	0.826	1.083	1.200	0.900	1.100	0.213	1.500	0.257	0.813
	20	1.050	0.000	0.826	1.083	1.200	0.900	1.100	0.672	1.500	0.257	0.859
	21	1.050	0.000	0.826	1.083	1.200	0.900	1.100	0.213	1.500	0.491	0.836
	22	1.050	0.000	0.826	1.083	1.200	0.900	1.100	0.213	1.500	0.213	0.808
	23	1.050	0.000	0.826	1.085	1.200	0.900	1.100	0.213	1.500	0.213	0.809
	24	1.050	0.000	0.826	1.085	1.200	0.900	1.100	0.213	1.500	0.213	0.809
	25	1.050	0.000	0.824	1.085	1.200	0.900	1.100	0.213	1.500	0.213	0.809
	26	1.050	0.000	0.824	1.085	1.200	0.900	1.100	0.213	1.500	0.428	0.830
	27	1.050	0.000	0.824	1.085	1.200	0.900	1.100	0.213	1.500	0.213	0.809
	28	1.050	0.000	0.824	1.088	1.200	0.900	1.100	0.213	1.500	1.117	0.899
	29	1.050	0.000	0.824	1.085	1.200	0.900	1.100	0.213	1.500	1.117	0.899
	30	1.050	0.000	0.824	1.085	1.200	0.900	1.100	0.213	0.787	0.234	0.739

Date	Valve Flow										Average	
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
May	1	1.050	0.000	0.822	1.085	1.200	0.900	1.100	0.213	0.787	0.678	0.784
	2	1.050	0.000	0.822	1.085	1.200	0.900	1.100	1.500	0.213	1.500	0.937
	3	1.050	0.000	0.822	1.088	1.200	0.900	1.100	1.500	1.014	0.213	0.889
	4	1.050	0.000	0.822	1.088	1.200	0.900	1.100	1.500	0.213	0.213	0.809
	5	1.050	0.000	0.822	1.088	1.200	0.900	1.100	1.500	0.213	0.213	0.809
	6	1.050	0.000	0.822	1.088	1.200	0.900	1.100	1.251	0.260	0.213	0.788
	7	1.050	0.000	0.820	1.088	1.200	0.900	1.100	1.392	0.844	0.213	0.861
	8	1.050	0.000	0.820	1.088	1.200	0.900	1.100	0.695	0.844	0.213	0.791
	9	1.050	0.000	0.820	1.088	1.200	0.900	1.100	0.686	0.844	0.213	0.790
	10	1.050	0.000	0.820	1.091	1.200	0.900	1.100	0.213	0.844	0.213	0.743
	11	1.050	0.000	0.820	1.179	1.200	0.900	1.100	0.213	0.337	0.213	0.701
	12	1.050	0.000	0.818	1.179	1.200	0.900	1.100	0.213	0.213	0.213	0.689
	13	1.048	0.000	0.818	1.179	1.200	1.530	1.200	0.213	0.394	0.213	0.780
	14	1.048	0.000	0.818	1.182	1.200	1.530	1.200	0.714	0.213	0.213	0.812
	15	1.048	0.000	0.818	1.182	1.200	1.530	1.200	0.213	0.213	0.213	0.762
	16	1.048	0.000	0.818	1.182	1.250	1.530	1.200	0.213	0.518	0.213	0.797
	17	1.048	0.000	0.816	1.182	1.250	1.530	1.200	0.213	0.213	0.213	0.766
	18	1.048	0.000	0.816	1.182	1.250	1.530	1.200	0.696	0.342	0.213	0.828
	19	1.048	0.000	0.816	1.182	1.250	1.530	1.200	1.500	0.213	1.082	0.982
	20	1.048	0.000	0.816	1.182	1.250	1.530	1.200	1.500	0.213	0.213	0.895
	21	1.048	0.000	0.816	1.185	1.250	1.530	1.200	1.500	0.213	0.213	0.895
	22	1.048	0.000	0.816	1.185	1.250	1.530	1.200	1.500	0.213	0.213	0.895
	23	1.048	0.000	0.814	1.185	1.250	1.530	1.200	1.500	0.213	0.213	0.895
	24	1.048	0.000	0.816	1.185	1.250	1.530	1.200	1.500	0.213	0.213	0.895
	25	1.048	0.000	0.816	1.185	1.250	1.530	1.200	1.500	0.574	0.213	0.932
	26	1.048	0.000	0.816	1.185	1.250	1.530	1.200	1.500	0.213	0.213	0.895
	27	1.048	0.000	0.816	1.188	1.250	1.530	1.200	1.500	0.213	0.213	0.896
	28	1.048	0.000	0.816	1.188	1.250	1.530	1.200	1.500	0.595	0.000	0.913
	29	1.048	0.000	0.814	1.188	1.250	1.530	1.200	1.500	1.399	0.000	0.993
	30	1.048	0.000	0.814	1.188	1.250	1.530	1.200	1.500	1.265	0.000	0.979
	31	1.048	0.000	0.814	1.188	1.250	1.530	1.200	1.500	1.500	0.000	1.003
Jun	1	1.045	0.000	0.814	1.188	1.250	1.530	1.200	1.500	1.383	0.000	0.991
	2	1.045	0.000	0.814	1.191	1.250	1.530	1.200	0.402	0.804	0.000	0.824
	3	1.045	0.000	0.814	1.191	1.250	1.530	1.200	0.664	0.851	0.000	0.854
	4	1.045	0.000	0.814	1.191	1.250	1.530	1.200	0.213	0.828	0.000	0.807
	5	1.045	0.000	0.814	1.191	1.250	1.530	1.200	1.500	0.273	0.000	0.880
	6	1.045	0.000	0.814	1.194	1.250	1.530	1.200	1.500	0.253	0.000	0.879
	7	1.045	0.000	0.814	1.194	1.250	1.530	1.200	1.500	0.213	0.000	0.875
	8	1.045	0.000	0.812	1.197	1.250	1.530	1.200	1.500	0.314	0.000	0.885
	9	1.045	0.000	0.812	1.197	1.250	1.530	1.200	1.500	0.213	0.000	0.875
	10	1.045	0.000	0.812	1.197	1.250	1.530	1.200	1.500	0.331	0.000	0.886
	11	1.045	0.000	0.812	1.197	1.250	1.530	1.200	1.500	0.407	0.000	0.894
	12	1.043	0.000	0.812	1.199	1.250	1.530	1.200	0.867	0.213	0.213	0.833
	13	1.043	0.000	0.812	1.199	1.250	1.530	1.200	0.213	0.428	1.500	0.917
	14	1.043	0.000	0.812	1.202	1.200	1.530	1.200	0.520	1.120	0.213	0.884
	15	1.045	0.000	0.812	1.202	1.200	1.530	1.200	1.500	1.218	0.213	0.992
	16	1.045	0.000	0.810	1.202	1.200	1.530	1.200	0.213	0.567	1.049	0.882
	17	1.045	0.000	0.810	1.202	1.200	1.530	1.200	0.213	0.233	0.213	0.765
	18	1.045	0.000	0.810	1.202	1.200	1.530	1.200	0.889	0.872	0.213	0.896
	19	1.045	0.000	0.810	1.202	1.200	1.530	1.200	0.231	0.898	0.530	0.865
	20	1.045	0.000	0.810	1.202	1.200	1.530	1.200	0.909	1.426	0.530	0.985
	21	1.048	0.000	0.810	1.202	1.200	1.530	1.200	0.213	1.500	1.374	1.008
	22	1.048	0.000	1.331	1.202	1.200	1.530	1.200	0.213	1.500	1.374	1.060
	23	1.048	0.000	1.247	1.202	1.200	1.530	1.200	1.126	1.500	1.374	1.143
	24	1.048	0.000	1.247	1.202	1.200	1.530	1.200	0.213	1.500	1.500	1.064
	25	1.048	0.000	1.243	1.202	1.200	1.530	1.200	0.213	1.500	1.500	1.064
	26	1.050	0.000	1.243	1.202	1.200	1.530	1.200	0.874	1.500	0.213	1.001
	27	1.050	0.000	1.243	1.202	1.200	1.530	1.200	1.500	1.500	0.213	1.064
	28	1.050	0.000	1.243	1.202	1.200	1.530	1.200	0.251	1.009	1.500	1.019
	29	1.050	0.000	1.243	1.202	1.200	1.530	1.200	1.500	0.987	0.584	1.050
	30	1.050	0.000	1.243	1.202	1.200	1.530	1.200	1.032	0.499	0.213	0.917

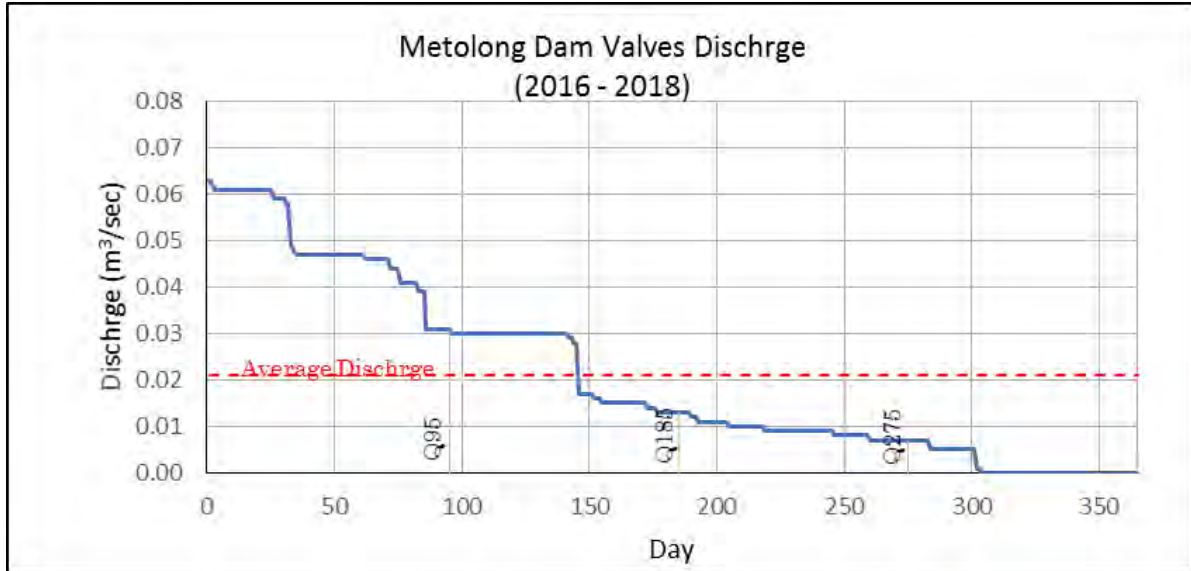
Date	Valve Flow										Average	
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Jul	1	1.050	0.000	1.243	1.202	1.200	1.530	1.200	0.342	1.500	0.429	0.970
	2	1.050	0.000	1.240	1.205	1.200	1.530	1.200	1.500	1.500	0.678	1.110
	3	1.048	0.000	1.240	1.205	1.200	1.530	1.200	1.500	1.500	0.213	1.064
	4	1.048	0.000	1.240	1.208	1.200	1.530	1.200	1.500	1.500	0.671	1.110
	5	1.048	0.000	1.240	1.211	1.200	1.530	1.200	0.213	1.500	0.213	0.935
	6	1.048	0.000	1.240	1.211	1.200	1.530	1.200	1.500	1.500	0.641	1.107
	7	1.048	1.000	1.240	1.211	1.200	1.530	0.000	1.500	1.500	0.213	1.044
	8	1.048	1.000	1.240	1.211	1.200	1.530	0.000	1.500	1.500	0.213	1.044
	9	1.048	1.000	1.237	1.211	1.200	1.530	0.000	1.500	1.500	0.213	1.044
	10	1.048	1.000	1.237	1.213	1.200	1.530	0.000	1.500	1.500	0.213	1.044
	11	1.048	1.000	1.237	1.213	1.200	1.530	0.000	1.500	1.500	0.213	1.044
	12	1.048	1.000	1.237	1.213	1.200	1.530	0.000	1.500	1.500	0.213	1.044
	13	1.048	1.000	1.237	1.213	1.200	1.360	0.000	1.500	1.500	0.213	1.027
	14	1.048	1.000	1.237	1.213	1.200	1.360	0.000	1.500	1.500	0.213	1.027
	15	1.048	1.000	1.237	1.213	1.200	1.360	0.000	1.500	0.213	0.521	0.929
	16	1.048	1.000	1.234	1.213	1.200	1.360	0.000	1.500	0.213	1.500	1.027
	17	1.048	1.000	1.234	1.213	1.200	1.360	0.000	1.500	0.213	0.213	0.898
	18	1.048	1.000	1.234	1.213	1.200	1.360	0.000	1.500	0.213	0.646	0.941
	19	1.045	1.000	1.234	1.216	1.200	1.360	0.000	1.500	0.213	1.300	1.007
	20	1.045	1.000	1.234	1.216	1.200	1.360	0.000	1.500	0.213	1.500	1.027
	21	1.045	1.000	1.234	1.216	1.200	1.360	0.000	1.500	0.213	1.500	1.027
	22	1.045	1.000	1.165	1.216	1.200	1.360	0.000	1.500	0.213	1.500	1.020
	23	1.045	1.000	1.165	1.216	1.200	1.360	0.000	1.500	0.213	1.500	1.020
	24	1.045	1.000	1.162	1.219	1.200	1.360	0.000	1.500	0.213	0.659	0.936
	25	1.045	1.000	1.162	1.219	1.200	1.360	0.000	1.500	0.213	1.500	1.020
	26	1.045	1.000	1.162	1.219	1.200	1.360	0.000	1.500	0.213	1.500	1.020
	27	1.045	1.000	1.162	1.219	1.200	1.360	0.000	1.500	0.213	1.500	1.020
	28	1.045	1.000	1.162	1.219	1.200	1.360	0.000	1.500	0.213	1.233	0.993
	29	1.045	1.000	1.162	1.219	1.200	1.360	0.000	1.500	0.213	0.585	0.928
	30	1.045	1.000	1.162	1.219	1.200	1.360	0.000	1.500	0.213	0.550	0.925
	31	1.045	1.000	1.159	1.219	1.200	1.360	0.000	1.500	0.213	0.213	0.891
Aug	1	1.043	1.000	1.159	1.219	1.200	1.360	0.000	1.500	0.213	0.213	0.891
	2	1.043	1.000	1.159	1.219	1.200	1.360	1.000	1.500	0.213	0.000	0.969
	3	1.043	1.000	1.159	1.219	1.200	1.360	1.000	1.500	0.213	0.000	0.969
	4	1.043	1.000	1.159	1.222	1.200	1.360	1.000	1.500	0.213	0.000	0.970
	5	1.043	1.000	1.159	1.222	1.200	1.360	1.000	1.500	0.213	0.000	0.970
	6	1.043	1.000	1.159	1.222	1.200	1.360	1.000	1.500	0.213	0.000	0.970
	7	1.043	1.000	1.159	1.222	1.200	1.360	1.000	1.500	0.213	0.000	0.970
	8	1.043	1.000	1.159	1.222	1.200	1.360	1.000	1.500	0.731	0.000	1.021
	9	1.043	1.000	1.156	1.222	1.200	1.360	1.000	1.500	0.213	0.000	0.969
	10	1.043	1.000	1.156	1.222	1.200	1.360	1.000	1.500	1.462	0.000	1.094
	11	1.043	1.000	1.156	1.222	1.200	1.360	1.000	1.500	1.500	0.000	1.098
	12	1.043	1.000	1.156	1.222	1.200	1.360	1.000	1.500	1.500	0.000	1.098
	13	1.043	1.000	1.156	1.222	1.200	1.360	0.950	1.500	1.500	0.000	1.093
	14	1.043	1.000	1.159	1.224	1.200	1.360	0.950	0.992	1.500	0.000	1.043
	15	1.043	1.000	1.159	1.224	1.200	1.360	0.950	1.500	1.500	0.000	1.094
	16	1.040	1.000	1.159	1.224	1.200	1.360	0.950	0.967	1.500	0.000	1.040
	17	1.040	1.000	1.159	1.227	1.200	0.000	0.950	1.500	1.500	0.000	0.958
	18	1.040	1.000	1.159	1.227	1.200	0.000	0.950	1.500	1.500	0.000	0.958
	19	1.040	1.000	1.159	1.227	1.200	0.000	0.950	1.500	1.500	0.000	0.958
	20	1.040	1.000	1.312	1.224	1.200	0.000	0.950	1.500	1.500	0.000	0.973
	21	1.040	1.000	1.312	1.224	1.200	0.000	0.950	1.500	1.500	0.000	0.973
	22	1.040	1.000	1.312	1.224	1.200	0.000	0.950	1.500	1.500	0.000	0.973
	23	1.040	1.000	1.312	1.227	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.103
	24	1.040	1.000	1.312	1.227	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.103
	25	1.040	1.000	1.312	1.230	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.103
	26	1.040	1.000	1.308	1.230	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.103
	27	1.038	1.000	1.308	1.230	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.103
	28	1.038	1.000	1.308	1.230	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.103
	29	1.038	1.000	1.308	1.230	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.103
	30	1.038	1.000	1.308	1.230	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.103
	31	1.038	1.000	1.308	1.230	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.103

Date	Valve Flow										Average	
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Sep	1	1.038	1.000	1.308	1.230	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.103
	2	1.038	1.000	1.308	1.227	1.200	1.300	0.950	1.500	0.816	0.000	1.034
	3	1.038	1.000	1.308	1.227	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.102
	4	1.038	1.000	1.308	1.227	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.102
	5	1.038	1.000	1.305	1.224	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.102
	6	1.038	1.000	1.305	1.224	1.200	1.300	0.950	1.500	0.887	0.000	1.040
	7	1.038	1.000	1.305	1.224	1.200	1.300	0.950	1.500	0.213	0.000	0.973
	8	1.038	1.000	1.305	1.222	1.200	1.300	0.950	1.500	0.213	0.000	0.973
	9	1.036	1.000	1.305	1.222	1.200	1.300	0.950	1.500	0.213	0.000	0.973
	10	1.036	1.000	1.305	1.222	1.200	0.000	0.950	0.000	0.213	0.000	0.693
	11	1.036	1.000	1.305	1.222	0.000	1.300	0.950	1.500	0.000	0.000	0.831
	12	1.036	1.000	1.305	1.222	1.200	1.300	0.950	1.500	0.213	0.000	0.973
	13	1.036	1.000	1.305	1.222	1.200	1.300	0.950	1.500	0.213	0.000	0.973
	14	1.036	1.000	1.305	1.222	1.200	1.300	0.950	1.500	0.213	0.000	0.973
	15	1.036	1.000	1.305	1.222	1.200	1.300	0.950	1.500	0.213	0.000	0.973
	16	1.036	1.000	1.305	1.222	1.200	1.300	0.950	1.500	0.213	0.000	0.973
	17	1.036	1.000	1.302	1.222	1.200	1.300	0.950	0.791	0.213	0.000	0.901
	18	1.036	1.000	1.302	1.222	1.200	1.300	0.950	1.500	0.213	0.000	0.972
	19	1.033	1.000	1.302	1.222	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.101
	20	1.033	1.000	1.302	1.222	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.101
	21	1.033	1.000	1.302	1.222	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.101
	22	1.033	1.000	1.302	0.000	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	0.979
	23	1.033	1.000	1.302	1.222	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.101
	24	1.033	1.000	1.302	1.222	1.200	1.300	0.950	0.213	1.500	0.000	0.972
	25	1.033	1.000	1.302	1.222	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.101
	26	1.033	1.000	1.302	1.222	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.101
	27	1.033	1.000	1.299	1.222	1.200	1.300	0.950	1.500	1.500	0.000	1.100
	28	1.033	1.000	1.299	1.222	1.200	1.300	0.950	1.417	1.500	0.000	1.092
	29	1.033	1.000	1.299	1.219	1.200	1.300	0.950	0.718	1.500	0.000	1.022
	30	1.033	1.000	1.315	1.219	1.200	1.300	0.950	0.619	1.500	0.000	1.014
Oct	1	1.033	1.000	1.318	1.219	1.200	1.300	0.950	0.624	1.500	0.000	1.014
	2	1.033	1.000	1.321	1.219	1.200	1.300	0.950	0.213	1.500	0.000	0.974
	3	1.033	1.000	1.321	1.219	1.200	1.300	0.950	0.869	1.500	0.000	1.039
	4	1.031	1.000	1.321	1.219	1.200	1.300	0.950	0.233	1.500	0.000	0.975
	5	1.031	1.000	1.321	1.219	1.200	1.300	0.950	0.712	1.500	0.000	1.023
	6	1.031	1.000	1.321	1.219	1.200	1.300	0.950	0.300	1.500	0.000	0.982
	7	1.031	1.000	1.321	1.219	1.200	1.300	0.950	0.377	1.500	0.000	0.990
	8	1.031	1.000	1.321	1.219	1.200	1.300	0.950	0.353	1.500	0.000	0.987
	9	1.031	1.000	1.321	1.219	1.200	1.300	0.950	0.271	1.500	0.000	0.979
	10	1.033	1.000	1.321	1.219	1.200	1.300	0.950	0.418	1.500	0.000	0.994
	11	1.036	1.000	1.321	1.219	1.200	1.300	0.950	1.139	1.162	0.000	1.033
	12	1.036	1.000	1.321	1.219	1.200	1.300	0.950	0.213	1.500	0.000	0.974
	13	1.036	1.000	1.321	1.219	1.250	1.300	0.950	0.213	1.500	0.000	0.979
	14	1.036	1.000	1.321	1.216	1.250	1.300	0.950	0.213	0.830	0.000	0.912
	15	1.036	1.000	1.321	1.216	1.250	1.300	0.950	0.213	0.213	0.000	0.850
	16	1.036	1.000	1.321	1.216	1.250	1.300	0.950	0.213	0.213	0.000	0.850
	17	1.036	1.000	1.321	1.216	1.250	1.300	0.950	0.678	0.596	0.000	0.935
	18	1.036	1.000	1.321	1.216	1.250	1.300	0.950	0.213	1.500	0.000	0.979
	19	1.036	1.000	1.321	1.216	1.250	1.300	0.950	0.213	1.107	0.000	0.939
	20	1.036	1.000	1.321	1.216	1.250	1.300	0.950	0.719	1.032	0.000	0.982
	21	1.036	1.000	1.318	1.216	1.250	1.300	0.950	0.213	0.213	0.000	0.850
	22	1.036	1.000	1.318	1.216	1.250	1.300	0.950	0.213	1.039	0.000	0.932
	23	1.036	1.000	1.318	1.216	1.250	1.300	0.950	0.478	1.500	0.000	1.005
	24	1.036	1.000	1.318	1.036	1.250	1.300	0.950	1.314	0.376	0.000	0.958
	25	1.036	1.000	1.318	1.036	1.250	1.300	0.950	1.500	0.542	0.000	0.993
	26	1.038	1.000	1.318	1.036	1.250	1.300	0.950	1.500	1.191	0.000	1.058
	27	1.038	1.000	1.318	1.036	1.250	1.300	0.950	1.500	0.432	0.000	0.982
	28	1.038	1.000	1.315	1.036	1.250	1.300	0.950	1.500	0.213	0.000	0.960
	29	1.038	1.000	1.315	1.036	1.250	1.300	0.950	1.500	0.213	0.000	0.960
	30	1.038	1.000	1.315	1.036	1.250	1.300	0.950	1.391	0.213	0.000	0.949
	31	1.038	1.000	1.315	1.036	1.250	1.300	0.950	0.213	0.213	0.000	0.831

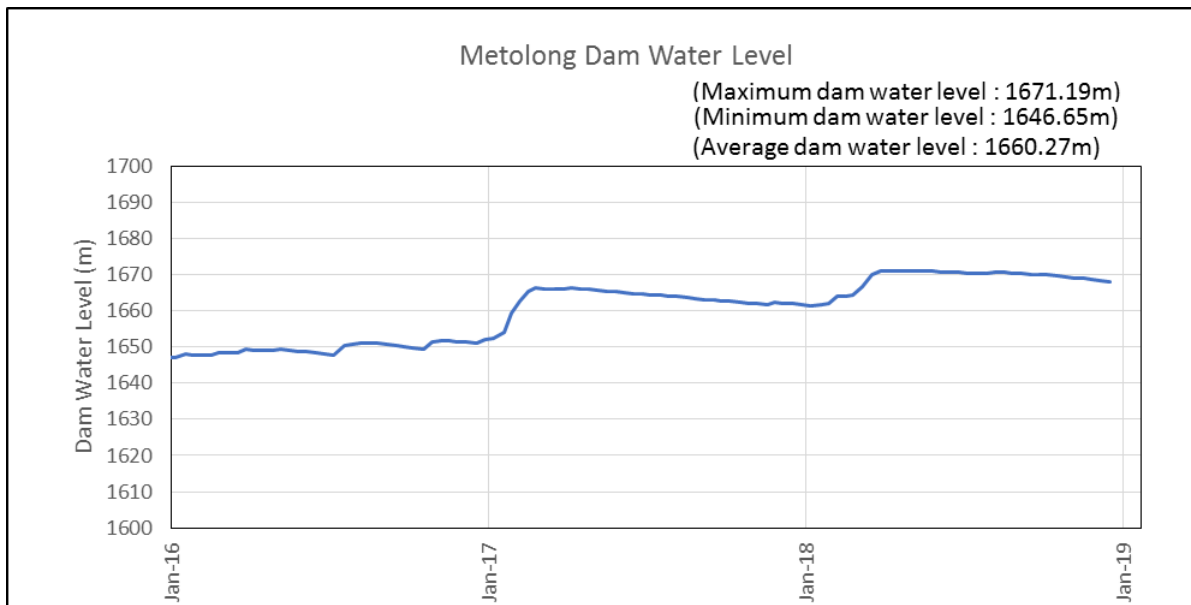
Date	Valve Flow										Average	
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Nov	1	1.038	1.000	1.315	1.036	1.250	1.300	0.950	1.500	0.213	0.000	0.960
	2	1.038	1.000	1.315	1.036	1.250	1.300	0.950	0.213	0.213	0.000	0.831
	3	1.040	1.000	1.315	1.033	1.250	1.300	0.950	0.213	0.213	0.000	0.831
	4	1.040	1.000	1.312	1.033	1.250	1.300	0.950	0.390	0.213	0.000	0.849
	5	1.040	1.000	1.392	1.033	1.250	1.300	0.950	0.213	0.213	0.000	0.839
	6	1.040	1.000	0.434	1.033	1.250	1.300	0.950	1.500	0.213	0.000	0.872
	7	1.040	1.000	1.388	1.033	1.250	1.300	0.950	0.213	0.213	0.000	0.839
	8	1.043	1.000	1.388	1.033	0.000	1.300	0.950	0.213	0.213	0.000	0.714
	9	1.043	1.000	1.388	1.036	0.000	1.300	0.950	1.299	0.213	0.000	0.823
	10	1.043	1.000	0.463	1.036	1.200	1.300	0.950	0.213	0.213	0.000	0.742
	11	1.043	1.000	0.000	1.036	1.200	1.200	0.950	0.293	0.213	0.000	0.693
	12	1.043	1.000	1.388	1.036	1.200	1.200	0.950	0.213	0.213	0.000	0.824
	13	1.043	1.000	1.388	1.036	1.200	1.200	0.950	0.519	0.213	0.000	0.855
	14	1.043	1.000	1.385	1.036	1.200	1.200	0.950	0.213	0.213	0.000	0.824
	15	1.043	1.000	1.385	1.036	1.200	1.200	0.950	0.213	0.213	0.000	0.824
	16	1.043	1.000	0.508	1.036	1.200	1.200	0.950	1.500	0.213	0.000	0.865
	17	1.043	1.000	1.222	0.937	1.200	1.200	0.950	0.213	1.500	0.000	0.926
	18	1.043	1.000	1.222	1.036	1.200	1.200	0.950	0.213	0.213	0.000	0.808
	19	1.045	1.000	1.222	1.036	1.200	1.200	0.950	0.537	0.213	0.000	0.840
	20	1.045	1.000	1.222	1.036	1.200	1.200	0.950	0.487	0.213	0.000	0.835
	21	1.045	1.000	1.222	1.036	1.200	1.200	0.950	0.296	0.213	0.000	0.816
	22	1.045	1.000	1.219	1.036	1.200	1.200	0.950	0.806	0.213	0.000	0.867
	23	1.045	1.000	1.219	1.036	1.200	1.200	0.950	1.416	0.213	0.000	0.928
	24	1.048	1.000	1.219	1.036	1.200	1.200	0.950	0.213	0.213	0.000	0.808
	25	1.048	1.000	1.219	1.033	1.200	1.200	0.950	0.858	0.213	0.000	0.872
	26	1.048	1.000	1.219	1.033	1.200	1.200	0.950	0.894	0.213	0.000	0.876
	27	1.048	1.000	1.219	1.033	1.200	1.200	0.950	0.625	0.213	0.000	0.849
	28	1.048	1.000	1.219	1.033	1.200	1.200	0.950	0.213	0.378	0.000	0.824
	29	1.048	1.000	1.219	1.033	1.200	1.200	0.950	0.718	0.213	0.000	0.858
	30	1.048	1.000	1.219	1.033	1.200	1.200	0.950	0.715	0.213	0.000	0.858
Dec	1	1.048	1.000	1.219	1.033	1.200	1.200	0.950	0.785	0.213	0.000	0.865
	2	1.048	1.000	1.219	1.033	1.200	1.200	0.950	0.213	0.645	0.000	0.851
	3	1.048	1.000	1.219	1.031	1.200	1.200	0.950	1.484	0.213	0.000	0.934
	4	1.048	1.000	1.219	1.031	1.200	1.200	0.950	0.758	0.213	0.000	0.862
	5	1.048	1.000	1.219	1.031	1.200	1.200	0.950	0.213	0.213	0.000	0.807
	6	1.048	1.000	1.222	1.031	1.200	1.200	0.950	0.757	0.213	0.000	0.862
	7	1.048	1.000	1.222	1.031	1.200	1.200	0.950	0.213	0.213	0.000	0.808
	8	1.048	1.000	1.222	1.031	1.200	1.200	0.950	1.500	0.213	0.000	0.936
	9	1.048	1.000	1.222	1.031	1.200	1.200	0.950	0.276	0.213	0.000	0.814
	10	1.048	1.000	1.222	1.031	1.200	1.200	0.950	0.213	0.213	0.000	0.808
	11	1.048	1.000	1.222	1.031	1.200	1.200	0.950	0.943	0.213	0.000	0.881
	12	1.048	1.000	1.222	1.028	1.100	1.100	0.950	0.213	0.213	0.000	0.787
	13	1.048	1.000	1.222	1.028	1.100	1.100	0.950	0.219	0.213	0.000	0.788
	14	1.048	1.000	1.225	1.028	1.100	1.100	0.950	0.359	0.213	0.000	0.802
	15	1.045	1.000	1.225	1.028	1.100	1.100	0.950	0.275	0.213	0.000	0.794
	16	1.045	1.000	1.225	1.028	1.100	1.100	0.950	0.275	0.213	0.000	0.794
	17	1.045	1.000	1.225	0.524	1.100	1.100	0.950	0.213	0.213	0.000	0.737
	18	1.045	1.000	1.225	0.524	1.100	1.100	0.950	0.213	0.213	0.000	0.737
	19	1.045	1.000	1.225	0.523	1.100	1.100	0.950	0.218	0.213	0.000	0.737
	20	1.045	1.000	1.225	0.523	1.100	1.100	0.950	0.213	0.213	0.000	0.737
	21	1.045	1.000	1.225	0.523	1.100	1.100	0.950	0.353	0.213	0.000	0.751
	22	1.045	1.000	1.225	0.523	1.100	1.100	0.950	0.213	0.213	0.000	0.737
	23	1.045	1.000	1.225	0.523	1.100	1.100	0.950	0.213	0.213	0.000	0.737
	24	1.045	1.000	1.225	0.523	1.100	1.100	0.950	1.006	0.213	0.000	0.816
	25	1.045	1.000	1.225	0.522	1.100	1.100	0.950	0.677	0.307	0.000	0.793
	26	1.045	1.000	1.225	0.522	1.100	1.100	0.950	0.213	0.968	0.000	0.812
	27	1.045	1.000	1.225	0.522	1.100	1.100	0.950	0.213	0.213	0.000	0.737
	28	1.045	1.000	1.225	0.522	1.100	1.100	0.950	0.991	0.213	0.000	0.815
	29	1.301	1.000	1.225	0.522	1.100	1.100	0.950	0.213	0.213	0.000	0.762
	30	1.301	1.000	1.225	0.522	1.100	1.100	0.950	0.213	0.213	0.000	0.762
	31	1.301	1.000	1.228	0.521	1.100	1.100	0.950	0.213	0.213	0.000	0.763
Max	1.301	1.312	1.392	1.230	1.250	1.530	1.200	1.500	1.500	1.500	1.143	
Min	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.628	

(3) Metolong Dam

Metolong dam 維持放流量 流況図



Metolong Dam ダム水位状況



Metolong dam 維持放流量 流況

Rank	Dischrge (m ³ /sec)	Rank	Dischrge (m ³ /sec)	Rank	Dischrge (m ³ /sec)	Rank	Dischrge (m ³ /sec)	Rank	Dischrge (m ³ /sec)	Rank	Dischrge (m ³ /sec)	Rank	Dischrge (m ³ /sec)
1	0.063	56	0.047	111	0.030	166	0.015	221	0.009	276	0.007	331	0.000
2	0.062	57	0.047	112	0.030	167	0.015	222	0.009	277	0.007	332	0.000
3	0.061	58	0.047	113	0.030	168	0.015	223	0.009	278	0.007	333	0.000
4	0.061	59	0.047	114	0.030	169	0.015	224	0.009	279	0.007	334	0.000
5	0.061	60	0.047	115	0.030	170	0.015	225	0.009	280	0.007	335	0.000
6	0.061	61	0.047	116	0.030	171	0.015	226	0.009	281	0.007	336	0.000
7	0.061	62	0.046	117	0.030	172	0.015	227	0.009	282	0.007	337	0.000
8	0.061	63	0.046	118	0.030	173	0.014	228	0.009	283	0.007	338	0.000
9	0.061	64	0.046	119	0.030	174	0.014	229	0.009	284	0.005	339	0.000
10	0.061	65	0.046	120	0.030	175	0.014	230	0.009	285	0.005	340	0.000
11	0.061	66	0.046	121	0.030	176	0.014	231	0.009	286	0.005	341	0.000
12	0.061	67	0.046	122	0.030	177	0.013	232	0.009	287	0.005	342	0.000
13	0.061	68	0.046	123	0.030	178	0.013	233	0.009	288	0.005	343	0.000
14	0.061	69	0.046	124	0.030	179	0.013	234	0.009	289	0.005	344	0.000
15	0.061	70	0.046	125	0.030	180	0.013	235	0.009	290	0.005	345	0.000
16	0.061	71	0.046	126	0.030	181	0.013	236	0.009	291	0.005	346	0.000
17	0.061	72	0.044	127	0.030	182	0.013	237	0.009	292	0.005	347	0.000
18	0.061	73	0.044	128	0.030	183	0.013	238	0.009	293	0.005	348	0.000
19	0.061	74	0.044	129	0.030	184	0.013	239	0.009	294	0.005	349	0.000
20	0.061	75	0.044	130	0.030	185	0.013	240	0.009	295	0.005	350	0.000
21	0.061	76	0.041	131	0.030	186	0.013	241	0.009	296	0.005	351	0.000
22	0.061	77	0.041	132	0.030	187	0.013	242	0.009	297	0.005	352	0.000
23	0.061	78	0.041	133	0.030	188	0.013	243	0.009	298	0.005	353	0.000
24	0.061	79	0.041	134	0.030	189	0.013	244	0.009	299	0.005	354	0.000
25	0.061	80	0.041	135	0.030	190	0.012	245	0.009	300	0.005	355	0.000
26	0.059	81	0.041	136	0.030	191	0.012	246	0.008	301	0.005	356	0.000
27	0.059	82	0.041	137	0.030	192	0.012	247	0.008	302	0.001	357	0.000
28	0.059	83	0.039	138	0.030	193	0.011	248	0.008	303	0.001	358	0.000
29	0.059	84	0.039	139	0.030	194	0.011	249	0.008	304	0.000	359	0.000
30	0.059	85	0.039	140	0.030	195	0.011	250	0.008	305	0.000	360	0.000
31	0.058	86	0.031	141	0.030	196	0.011	251	0.008	306	0.000	361	0.000
32	0.058	87	0.031	142	0.029	197	0.011	252	0.008	307	0.000	362	0.000
33	0.049	88	0.031	143	0.029	198	0.011	253	0.008	308	0.000	363	0.000
34	0.048	89	0.031	144	0.028	199	0.011	254	0.008	309	0.000	364	0.000
35	0.047	90	0.031	145	0.028	200	0.011	255	0.008	310	0.000	365	0.000
36	0.047	91	0.031	146	0.017	201	0.011	256	0.008	311	0.000		
37	0.047	92	0.031	147	0.017	202	0.011	257	0.008	312	0.000		
38	0.047	93	0.031	148	0.017	203	0.011	258	0.008	313	0.000		
39	0.047	94	0.031	149	0.017	204	0.011	259	0.008	314	0.000		
40	0.047	95	0.031	150	0.017	205	0.010	260	0.007	315	0.000		
41	0.047	96	0.030	151	0.017	206	0.010	261	0.007	316	0.000		
42	0.047	97	0.030	152	0.016	207	0.010	262	0.007	317	0.000		
43	0.047	98	0.030	153	0.016	208	0.010	263	0.007	318	0.000		
44	0.047	99	0.030	154	0.016	209	0.010	264	0.007	319	0.000		
45	0.047	100	0.030	155	0.015	210	0.010	265	0.007	320	0.000		
46	0.047	101	0.030	156	0.015	211	0.010	266	0.007	321	0.000		
47	0.047	102	0.030	157	0.015	212	0.010	267	0.007	322	0.000		
48	0.047	103	0.030	158	0.015	213	0.010	268	0.007	323	0.000		
49	0.047	104	0.030	159	0.015	214	0.010	269	0.007	324	0.000		
50	0.047	105	0.030	160	0.015	215	0.010	270	0.007	325	0.000		
51	0.047	106	0.030	161	0.015	216	0.010	271	0.007	326	0.000		
52	0.047	107	0.030	162	0.015	217	0.010	272	0.007	327	0.000		
53	0.047	108	0.030	163	0.015	218	0.010	273	0.007	328	0.000		
54	0.047	109	0.030	164	0.015	219	0.009	274	0.007	329	0.000		
55	0.047	110	0.030	165	0.015	220	0.009	275	0.007	330	0.000		

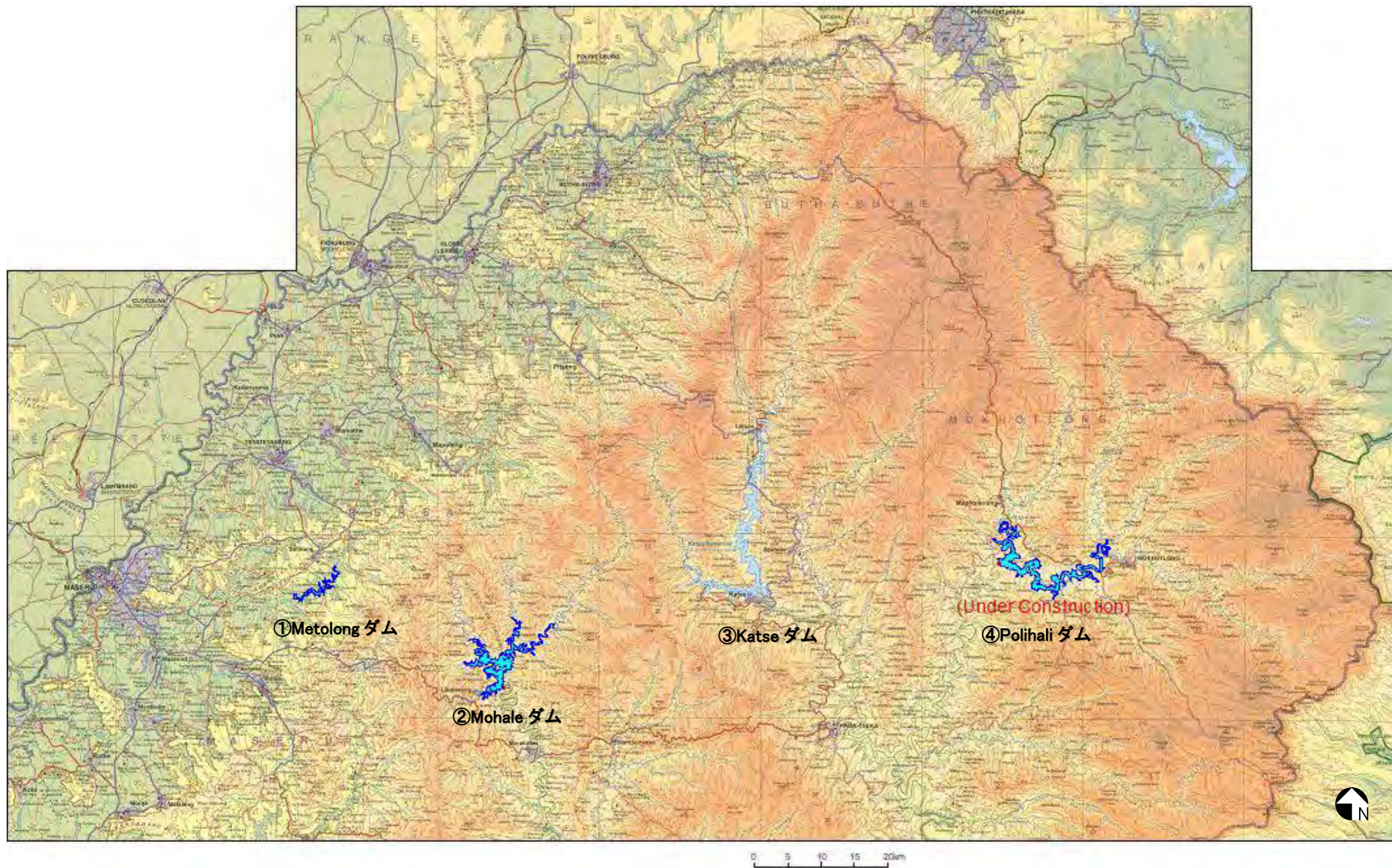
Metolong Dam 維持放流量

Date	Valve Flow										Average	
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Jan	1	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.288	0.030
	2	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.288	0.030
	3	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.288	0.030
	4	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.288	0.030
	5	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.288	0.030
	6	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.288	0.030
	7	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.288	0.030
	8	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.288	0.030
	9	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.288	0.030
	10	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.288	0.030
	11	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.288	0.030
	12	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.288	0.030
	13	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.288	0.030
	14	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.288	0.030
	15	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.288	0.030
	16	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.288	0.030
	17	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.061	0.007
	18	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.061	0.007
	19	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.061	0.007
	20	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.061	0.007
	21	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.061	0.007
	22	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.061	0.007
	23	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.061	0.007
	24	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.061	0.007
	25	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.000	0.001
	26	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.000	0.001
	27	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.121	0.013
	28	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.121	0.013
	29	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.121	0.013
	30	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.121	0.013
	31	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.121	0.013
Feb	1	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.298	0.031	
	2	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.298	0.031	
	3	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.298	0.031	
	4	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.298	0.031	
	5	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.298	0.031	
	6	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.298	0.031	
	7	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.298	0.031	
	8	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.298	0.031	
	9	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.298	0.031	
	10	—	—	—	—	—	—	0.000	0.280	0.298	0.058	
	11	—	—	—	—	—	—	0.000	0.280	0.298	0.058	
	12	—	—	—	—	—	—	0.000	0.320	0.298	0.062	
	13	—	—	—	—	—	—	0.000	0.330	0.298	0.063	
	14	—	—	—	—	—	—	0.000	0.011	0.298	0.031	
	15	—	—	—	—	—	—	0.000	0.315	0.298	0.061	
	16	—	—	—	—	—	—	0.000	0.315	0.298	0.061	
	17	—	—	—	—	—	—	0.000	0.315	0.298	0.061	
	18	—	—	—	—	—	—	0.000	0.315	0.298	0.061	
	19	—	—	—	—	—	—	0.000	0.315	0.298	0.061	
	20	—	—	—	—	—	—	0.000	0.315	0.298	0.061	
	21	—	—	—	—	—	—	0.000	0.315	0.298	0.061	
	22	—	—	—	—	—	—	0.000	0.315	0.298	0.061	
	23	—	—	—	—	—	—	0.000	0.315	0.298	0.061	
	24	—	—	—	—	—	—	0.000	0.315	0.298	0.061	
	25	—	—	—	—	—	—	0.000	0.315	0.298	0.061	
	26	—	—	—	—	—	—	0.000	0.315	0.298	0.061	
	27	—	—	—	—	—	—	0.000	0.315	0.298	0.061	
	28	—	—	—	—	—	—	0.000	0.315	0.298	0.061	

Date	Valve Flow										Average	
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Sep	1	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.000	0.071	0.007
	2	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.000	0.071	0.007
	3	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.000	0.071	0.007
	4	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.000	0.051	0.005
	5	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.000	0.051	0.005
	6	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.000	0.051	0.005
	7	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.000	0.051	0.005
	8	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.000	0.051	0.005
	9	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.022	0.051	0.007
	10	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.022	0.051	0.007
	11	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.022	0.051	0.007
	12	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.022	0.051	0.007
	13	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.022	0.051	0.007
	14	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.022	0.051	0.007
	15	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.022	0.051	0.007
	16	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.022	0.051	0.007
	17	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.022	0.051	0.007
	18	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.022	0.051	0.007
	19	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.022	0.051	0.007
	20	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.022	0.051	0.007
	21	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.022	0.051	0.007
	22	—	—	—	—	—	—	—	0.006	0.022	0.051	0.008
	23	—	—	—	—	—	—	—	0.006	0.022	0.051	0.008
	24	—	—	—	—	—	—	—	0.061	0.022	0.051	0.013
	25	—	—	—	—	—	—	—	0.061	0.022	0.051	0.013
	26	—	—	—	—	—	—	—	0.061	0.022	0.051	0.013
	27	—	—	—	—	—	—	—	0.063	0.022	0.051	0.014
	28	—	—	—	—	—	—	—	0.052	0.022	0.051	0.013
	29	—	—	—	—	—	—	—	0.055	0.022	0.051	0.013
	30	—	—	—	—	—	—	—	0.052	0.022	0.051	0.013
Oct	1	—	—	—	—	—	—	—	0.054	0.022	0.051	0.013
	2	—	—	—	—	—	—	—	0.052	0.022	0.064	0.014
	3	—	—	—	—	—	—	—	0.052	0.022	0.064	0.014
	4	—	—	—	—	—	—	—	0.053	0.044	0.064	0.016
	5	—	—	—	—	—	—	—	0.062	0.044	0.064	0.017
	6	—	—	—	—	—	—	—	0.065	0.044	0.064	0.017
	7	—	—	—	—	—	—	—	0.066	0.044	0.064	0.017
	8	—	—	—	—	—	—	—	0.063	0.022	0.064	0.015
	9	—	—	—	—	—	—	—	0.067	0.022	0.064	0.015
	10	—	—	—	—	—	—	—	0.064	0.022	0.064	0.015
	11	—	—	—	—	—	—	—	0.060	0.022	0.064	0.015
	12	—	—	—	—	—	—	—	0.060	0.022	0.064	0.015
	13	—	—	—	—	—	—	—	0.064	0.022	0.064	0.015
	14	—	—	—	—	—	—	—	0.062	0.022	0.064	0.015
	15	—	—	—	—	—	—	—	0.059	0.022	0.000	0.008
	16	—	—	—	—	—	—	—	0.061	0.022	0.000	0.008
	17	—	—	—	—	—	—	—	0.063	0.022	0.000	0.009
	18	—	—	—	—	—	—	—	0.060	0.022	0.000	0.008
	19	—	—	—	—	—	—	—	0.062	0.022	0.000	0.008
	20	—	—	—	—	—	—	—	0.060	0.022	0.000	0.008
	21	—	—	—	—	—	—	—	0.060	0.022	0.000	0.008
	22	—	—	—	—	—	—	—	0.059	0.022	0.000	0.008
	23	—	—	—	—	—	—	—	0.063	0.022	0.000	0.009
	24	—	—	—	—	—	—	—	0.060	0.022	0.000	0.008
	25	—	—	—	—	—	—	—	0.060	0.022	0.000	0.008
	26	—	—	—	—	—	—	—	0.061	0.022	0.064	0.015
	27	—	—	—	—	—	—	—	0.058	0.022	0.064	0.014
	28	—	—	—	—	—	—	—	0.060	0.022	0.064	0.015
	29	—	—	—	—	—	—	—	0.059	0.022	0.064	0.015
	30	—	—	—	—	—	—	—	0.061	0.022	0.064	0.015
	31	—	—	—	—	—	—	—	0.059	0.022	0.064	0.015

Date	Valve Flow										Average	
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Nov	1	—	—	—	—	—	—	—	0.031	0.022	0.064	0.012
	2	—	—	—	—	—	—	—	0.030	0.022	0.064	0.012
	3	—	—	—	—	—	—	—	0.030	0.022	0.064	0.012
	4	—	—	—	—	—	—	—	0.010	0.022	0.064	0.010
	5	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.022	0.064	0.010
	6	—	—	—	—	—	—	—	0.010	0.022	0.120	0.015
	7	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.022	0.120	0.015
	8	—	—	—	—	—	—	—	0.010	0.022	0.120	0.015
	9	—	—	—	—	—	—	—	0.012	0.022	0.120	0.015
	10	—	—	—	—	—	—	—	0.015	0.022	0.120	0.016
	11	—	—	—	—	—	—	—	0.012	0.022	0.120	0.015
	12	—	—	—	—	—	—	—	0.016	0.022	0.120	0.016
	13	—	—	—	—	—	—	—	0.012	0.022	0.120	0.015
	14	—	—	—	—	—	—	—	0.014	0.040	0.120	0.017
	15	—	—	—	—	—	—	—	0.015	0.148	0.120	0.028
	16	—	—	—	—	—	—	—	0.016	0.148	0.120	0.028
	17	—	—	—	—	—	—	—	0.018	0.148	0.120	0.029
	18	—	—	—	—	—	—	—	0.018	0.148	0.120	0.029
	19	—	—	—	—	—	—	—	0.021	0.148	0.000	0.017
	20	—	—	—	—	—	—	—	0.020	0.148	0.000	0.017
	21	—	—	—	—	—	—	—	0.023	0.148	0.131	0.030
	22	—	—	—	—	—	—	—	0.019	0.148	0.131	0.030
	23	—	—	—	—	—	—	—	0.021	0.148	0.131	0.030
	24	—	—	—	—	—	—	—	0.022	0.148	0.131	0.030
	25	—	—	—	—	—	—	—	0.019	0.148	0.131	0.030
	26	—	—	—	—	—	—	—	0.020	0.148	0.131	0.030
	27	—	—	—	—	—	—	—	0.018	0.148	0.131	0.030
	28	—	—	—	—	—	—	—	0.019	0.148	0.131	0.030
	29	—	—	—	—	—	—	—	0.023	0.148	0.131	0.030
	30	—	—	—	—	—	—	—	0.010	0.246	0.131	0.039
Dec	1	—	—	—	—	—	—	—	0.010	0.246	0.131	0.039
	2	—	—	—	—	—	—	—	0.010	0.246	0.131	0.039
	3	—	—	—	—	—	—	—	0.010	0.246	0.208	0.046
	4	—	—	—	—	—	—	—	0.035	0.246	0.208	0.049
	5	—	—	—	—	—	—	—	0.015	0.246	0.208	0.047
	6	—	—	—	—	—	—	—	0.014	0.246	0.208	0.047
	7	—	—	—	—	—	—	—	0.014	0.246	0.208	0.047
	8	—	—	—	—	—	—	—	0.015	0.246	0.208	0.047
	9	—	—	—	—	—	—	—	0.014	0.246	0.208	0.047
	10	—	—	—	—	—	—	—	0.012	0.246	0.208	0.047
	11	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	12	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	13	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	14	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	15	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	16	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	17	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	18	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	19	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	20	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	21	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	22	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	23	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	24	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	25	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	26	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	27	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	28	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	29	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	30	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
	31	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.246	0.208	0.047
Max	—	—	—	—	—	—	—	0.067	0.330	0.300	0.063	
Min	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.000	0.000	0.000	

資料-11 プロジェクト候補地地図



プロジェクト候補地位置図

