

独立行政法人  
国際協力機構  
スリランカ国  
セイロン電力庁

スリランカ国  
水力発電最適化計画調査

ファイナル・レポート

Vol. II

付録I

2004年2月

電源開発株式会社  
日本工営株式会社

## 目 次

I-A 水文解析

I-B Broadlands 水力発電計画のプロジェクト・デザイン・ドキュメント

I-C 周波数調整システムの改善

## I-A 水文解析

# 水 文 解 析

## 目 次

<b>1.</b>	<b>はじめに</b> .....	<b>1</b>
<b>2.</b>	<b>気象及び水文資料の収集と検証</b> .....	<b>1</b>
2.1	主な水文資料の項目と使用目的 .....	1
2.2	水文資料の収集・整理 .....	2
2.3	降雨データ解析 .....	2
2.4	水系運用解析流量データの検証 .....	5
2.5	Broadlands 地点低水流量データの検証 .....	6
<b>3.</b>	<b>低水解析</b> .....	<b>8</b>
3.1	水系運用解析データの推定 .....	8
3.2	Broadlands 計画地点の低水解析 .....	13
<b>4.</b>	<b>Broadlands 計画地点の洪水解析</b> .....	<b>17</b>
4.1	検討方針 .....	17
4.2	洪水流出解析 .....	17
4.3	工事期間中の確率洪水流量 .....	24
<b>5.</b>	<b>Broadlands 計画地点の堆砂</b> .....	<b>24</b>
5.1	流入土砂量の実績・設計事例 .....	24
5.2	実測値からの推定 .....	25
5.3	経験式による推定 .....	25
5.4	計画流入土砂量の決定 .....	26

## 1. はじめに

水文解析の目的は以下のとおりである。

- 気象および水文資料の収集と検証
- 水系運用解析に用いる低水流量の推定
- Broadlands 発電所計画地点の低水流量の推定
- Broadlands 発電所地点における設計洪水量の決定
- Broadlands 発電所計画地点における設計堆砂量の推定

## 2. 気象及び水文資料の収集と検証

### 2.1 主な水文資料の項目と使用目的

主な水文基礎データとその使用目的を以下に示す。

#### (1) 降雨記録

降雨記録には月間降雨記録、日間降雨記録および時間降雨記録があり、それぞれ使用目的が異なる。以下に各降雨記録の使用目的を述べる。

##### 1) 月間降雨録

月間降雨記録は、主に解析対象地域の季節的な降雨特性の把握と、流量（日、月平均）データの検証および流域換算法による低水解析（Broadlands 地点）の基礎資料として用いる。

##### 2) 日間降雨記録

日間降雨記録は Broadlands 地点の低水降雨流出解析および洪水流出解析の基礎資料として用いる。洪水流出解析は基本的に時間降雨記録を用いて行われるが、一般に、時間降雨記録は乏しく、Broadlands 地点においても流域内にて時間降雨記録を測定している雨量観測所はなく、当該流域近傍の Ratnapura 雨量観測所の降雨記録を基に洪水降雨波形を推定した。

##### 3) 時間降雨記録

前述の通り、時間降雨記録は洪水流出解析の際の洪水波形推定の際の基礎資料として利用される。

#### (2) 流量記録

流量記録には月平均流量記録、日流量記録および日ピーク流量記録があり、それぞれ以下の利用目的を持つ。

##### 1) 月平均流量記録

月平均流量記録も月間降雨記録同様、解析対象地域の季節的な流量特性の把握を

目的として収集される。

日流量記録が残っていない場合には月平均流量記録を基に水系運用および発電電力量の検討を行う。但し、これはデータが収集不可能な場合の暫定措置で、前述の低水解析には日流量に基づく検討を原則とする。

2) 日流量記録

水系運用ならびに発電電力量等の低水解析の基礎資料として用いられる。

3) 日ピーク流量記録

日ピーク流量記録は主に確率洪水流量解析の基礎資料として用いられる。

(3) 月平均気温

流域の気象特性の把握および施工計画等の基礎資料として用いられる。

## 2.2 水文資料の収集・整理

スリランカ全域の雨量および流量資料は、1989年に行われた「Master Plan for the Electricity Supply of Sri Lanka」の調査報告書に取りまとめられている。今回の調査では、調査対象範囲である Mahaweli 川流域、Kelani 川流域および Walawe 川流域を網羅する雨量資料と各流域の流量資料を同報告書から収集し、さらに 1985 年 10 月から 2001 年 9 月までのデータを追加し整理した。Figure 1 に観測所位置図を、Table 1 に雨量資料および流量資料の一覧を示す。

## 2.3 降雨データ解析

降雨データ解析の検討項目は以下に示すとおりである。検討結果は、流域降雨特性の把握、流量データの信頼性の検証、欠測値の補完、低水解析および高水解析に活用される。

なお、これらの検証は日間降雨記録および月間降雨記録に適用される。

- 降雨データの検証
- 欠測データの補完
- 流域平均降雨量の算定

(1) 降雨データの検証

1) ダブルマスカーブ解析

降雨データの信頼性は、ダブルマスカーブ解析と相関解析により検証する。

ダブルマスカーブは、X 軸を検討対象とする観測地点、Y 軸をその他の観測地点とし、それぞれの累加雨量を年又は月単位でプロットしたもので、互いのデータに問題なければグラフは正比例の関係を示す。途中で大きく折れ曲がっていたり、

ギャップが発生している場合には、いずれかのデータの信頼性が低いものと判断される。ただし、流域の気象的な変化に伴い、折れ曲がったり緩やかに傾きが変化したりすることも多々あるが、その度合いは一般的に小さい。流域を網羅する観測所について総当りでグラフを作成することにより、信頼性の低い観測所のデータを特定し排除する。

## 2) 相関解析

ダブルマスカーブ法により信頼性が検証された観測所データについて、総当りで相関解析を行う。2つの観測所の相関係数は(1)式で求められ、(2)式にてその有意性が確認される。仮に(1)式により大きい相関係数が得られたとしても、(2)式により相関の有意性が認められなかった場合は、両者の相関はないものと判断される。

$$r = \frac{\sum x_i \cdot y_i - \sum x_i \cdot \sum y_i / N}{\sqrt{[\sum x_i^2 - (\sum x_i)^2 / N] \cdot [\sum y_i^2 - (\sum y_i)^2 / N]}} \quad (1) \text{ 式}$$

$$|r| \geq \frac{1}{\sqrt{\frac{N-2}{t^2(N-2, \alpha)} + 1}} \quad (2) \text{ 式}$$

ここに、

- $r$  : 相関係数
- $x_i, y_i$  : データ
- $N$  : データ数
- $\alpha$  : 危険率 (通常 0.05)
- $t(N-2, \alpha)$  : 自由度  $N-2$ 、危険率  $\alpha$  の両側確率に対する  $t$  分布の  $t$  値

以上の解析により信頼性の高い雨量観測所を選定した。選定された雨量観測所の一覧を Table 2 に示す。

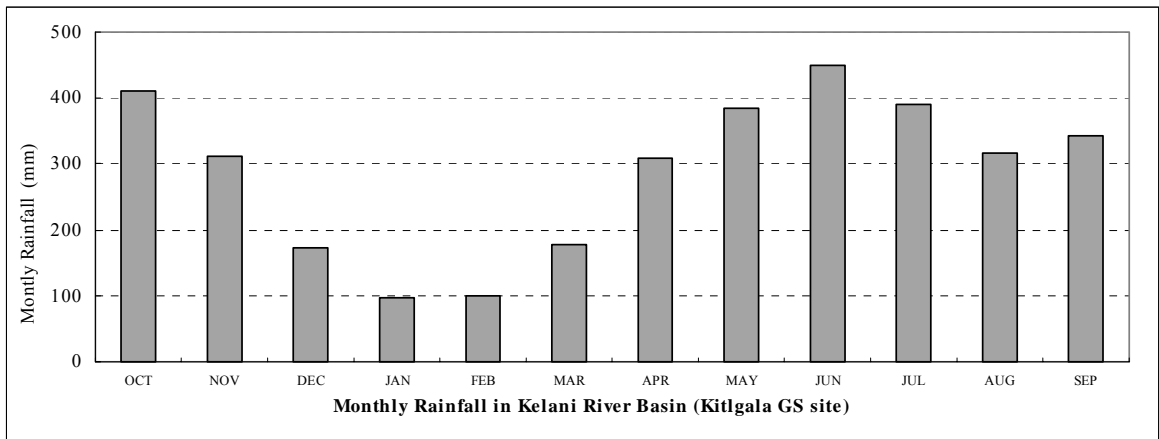
### (2) 欠測データの補完

データ検証により信頼性が確認された観測所の降雨データの中に欠測期間がある場合には、相関性の高い他の観測所のデータを用い、直線回帰式により欠測データを補完する。

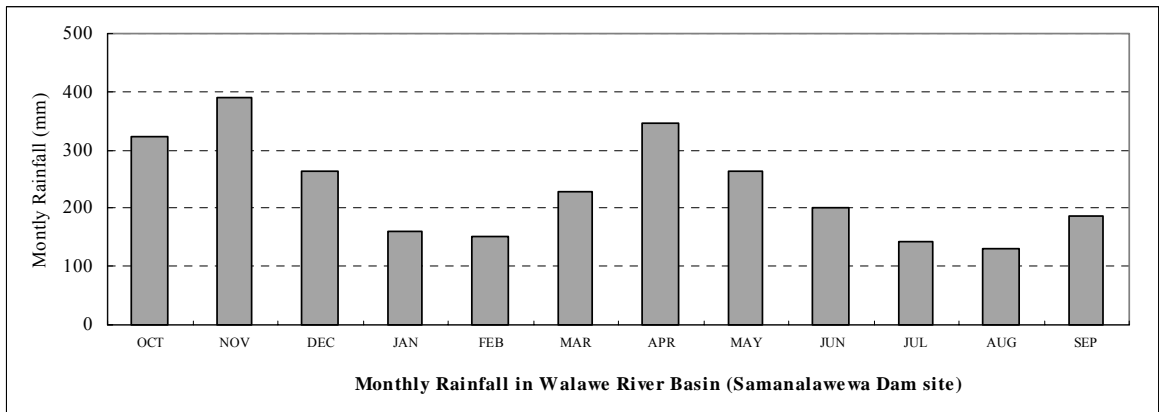
### (3) 流域平均降雨量の算定

以上の検討により検証、補完された降雨データを用いて、ティーセン法により流域平均降雨量を推定した。結果を以下に示す。また、各地点のティーセン分割図を Figure 2~3 に示す。

1) Kelani 川水系流域平均降雨量 (Kitulgala 流量観測所流域)

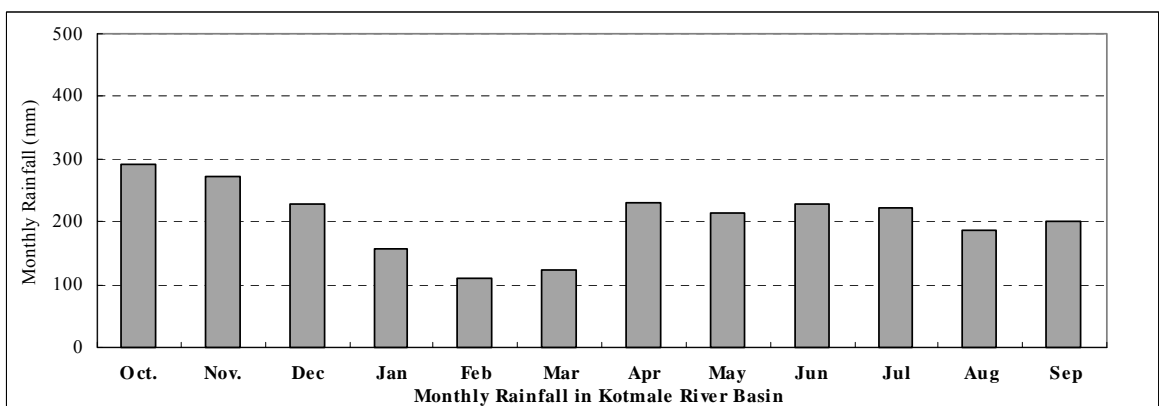


2) Walawe 川水系流域平均降雨量 (Samanalawewa Dam Site 流域)



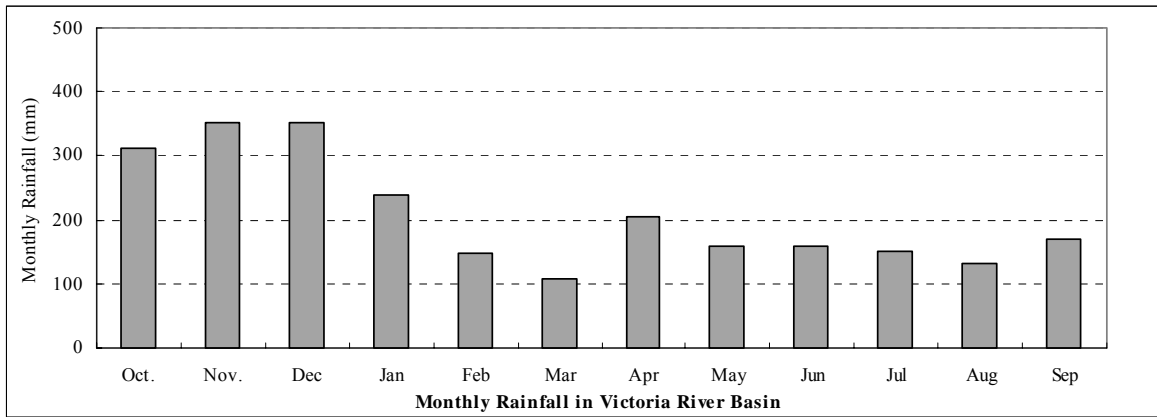
3) Mahaweli 川水系

- Kotmale ダム流域平均降雨量

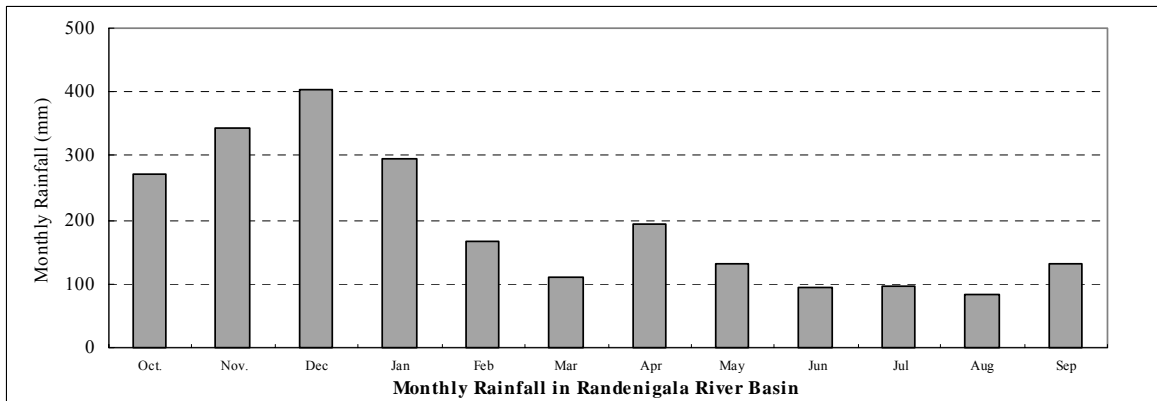




- Victoria ダム流域流域平均降雨量 ( Polgolla Diversion Weir 流域を除く残流域 )



- Randenigala ダム流域流域平均降雨量 ( Victoria ダム流域を除く残流域 )



## 2.4 水系運用解析流量データの検証

既設水力発電所の効率的運用検討の際用いられる水系運用解析プログラム SYSIM では月平均流量を基に計算が行われており、これらのデータ検証の信頼性について解析を実施した。

### (1) 解析データ

以下の主要貯水池における流入量について流量解析を実施した。

#### 1) Mahaweli 川流域

- Kotmale ダム地点流入量
- Kotmale ダム下流 ~ Polgolla 取水堰地点流入量
- Polgolla 取水堰下流 ~ Victoria ダム地点流入量
- Victoria 貯水池下流 ~ Randenigala ダム地点流入量

#### 2) Kelani 川流域

- Mousakelle ダム地点流入量

- Castlereigh ダム地点流入量

3) Walawe 川流域

- Samanalawewa ダム地点流入量

(2) 解析項目

以下の項目について、流量解析を行った。

なお、ダブルマスカーブおよび相関解析は、対象とする流域の平均降雨量と対象流量との比較を行った。

- ダブルマスカーブ解析
- 相関解析
- 流況図の作成

(3) 解析結果

Figure 4～7 に Kelani および Walawe 川流域の流量データ検証結果を、Figure 8～11 に Mahaweli 川流域の流量データ検証結果を示す。

検討の結果、いずれの流量データにも異常は認められず、データの信頼性は高いものと判断される。

## 2.5 Broadlands 地点低水流量データの検証

(1) 検証データ

Broadlands 地点の発電電力量算定は、近傍の Kitulgala 流量観測所における日流量データを基に推定する。Kitulgala 流量観測所のデータの検証と同観測所のデータの補完、および他流域への同観測所データの適用の目的から、近傍の Mousakelle 流量観測所および Deraniyagala 流量観測所の流量データについてもデータ解析を行なった。

**Selected Runoff Data in Kelani River Basin**

Station Code	Station Name	Latitude	Longitude	Elevation	Catchment Area
0105	Deraniyagala	06-55-30N	80-20-15E	82m	152km <sup>2</sup>
0106	Kitulgala	06-59-30N	80-24-45E	56m	388km <sup>2</sup>
0107	Mousakelle	06-50-15N	80-33-00E	1,158m	122km <sup>2</sup>

(2) 検証項目

以下の項目について、流量データの検証を行った。

なお、ダブルマスカーブおよび相関解析は、対象とする流域の平均降雨量と対象流量との比較および対象流量間の比較を行った。

- ダブルマスカーブ解析
- 相関解析
- 流況図の作成

(3) 検証結果

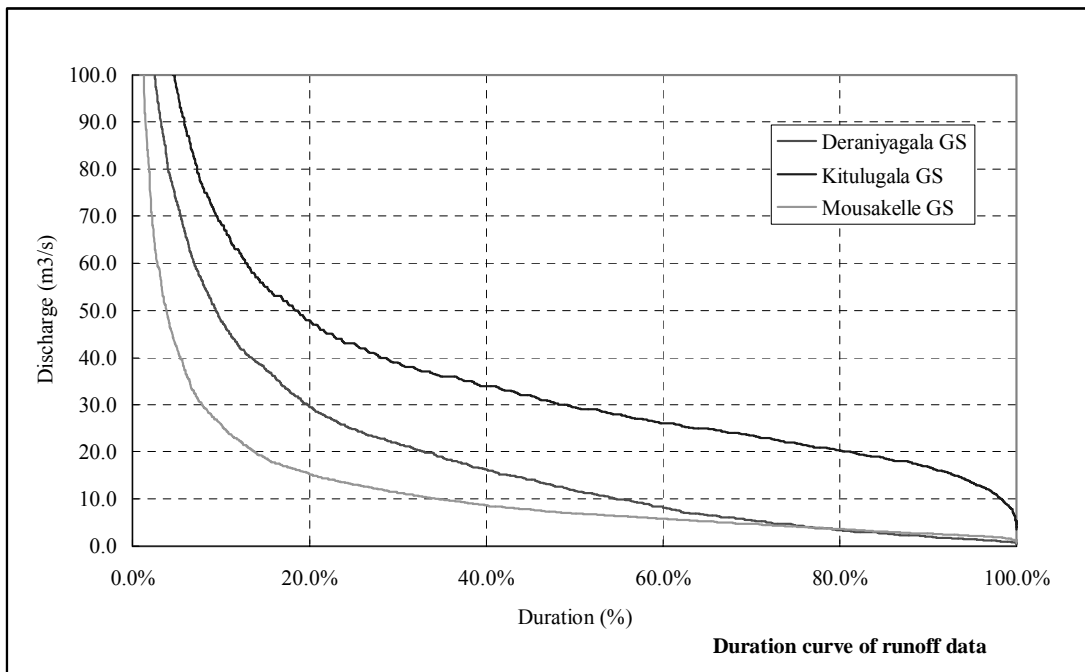
Figure 12 ~ 13 に検証結果を示す。

ダブルマスカーブ解析の結果、Mousakelle 流量観測所における 1967 年 7 月以降のデータおよび Deraniyagala 流量観測所における 1885 年 1 月以降でのデータは、これまでの期間と傾向が異なっていること、および変動の度合いが大きいことから、当該期間のデータを棄却した。また、Kitulgala 流量観測所は 1969 年に湛水を開始した Mousakelle 貯水池の影響を受けているはずであるが、解析結果からはその影響は確認されず、無視できるものと判断される。

相関解析の結果、流域平均降雨量と各流量観測所および各流量観測間の相関性は高く、データの信頼性は高いものと判断される。

以上から、流量データの信頼度が高いこと、データの観測期間が長いこと、Broadlands 地点の近傍であること、および近傍流域との相関性が高い等の理由から、Broadlands 地点の低水流量は Kitulgala 流量観測所地点の流量データを基に推定する。

以下に各流量データの流況曲線を示す。



**Kelani 川流域主要流量観測地点における流量観測記録の流況曲線図**

### 3 低水解析

#### 3.1 水系運用解析データの推定

##### (1) 検討条件

Kelani 川、Mahaweli 川および Walawe 川の各流域の流量データは、計測された貯水池水位を基に月単位で推定されている。一方、水系運用解析では季節的な流量変動に基づく長期運用に加え、日々の流量変動を考慮した短期運用についても検討する必要がある。

本検討では、各貯水池近傍の日雨量データと各貯水池にて計測された貯水池地点月平均流入量を基に低水流出解析を行い、各貯水池の流入量を推定する。推定された貯水池流入量は、既設貯水池の運用の影響を排除した自然流入量として取り扱う。

##### (2) 解析モデル

低水降雨流出解析モデルは日本で一般に用いられているタンクモデルを適用する。

タンクモデルは雨季、乾季の明瞭な海外用に拡張した 4 段 4 列モデルを用いた。概要図を Figure 14 に、1 段あたりの計算式を以下に示す。

$$\begin{aligned} X_n &= I_n - E_n \\ y_n &= 0 && (X_n \leq h_1) \\ y_n &= \alpha_1 \cdot (X_n - h_1) && (h_1 < X_n \leq h_2) \\ y_n &= \alpha_2 \cdot (X_n - h_2) + \alpha_1 \cdot (X_n - h_1) && (h_2 < X_n) \\ z_n &= \beta \cdot X_n \\ X_n' &= X_n - y_n - z_n \end{aligned}$$

ここに、 $X_n$  : 或るタンクの当日貯留高 (mm)

$X_n'$  : 或るタンクの翌日貯留高 (mm)

$I_n$  : 上段タンクからの流入量高(mm),  
(最上段は降雨高,それ以外は  $I_n = z_{n-1}$ )

$E_n$  : 上段タンクへの蒸発散補給高(mm)

$y_n$  : 横穴からの流出高 (mm)

$z_n$  : 底穴からの流出高 (mm)

$\alpha_1, \alpha_2$  : 横穴 1, 2 の流出係数

$\beta$  : 底穴の流出係数

### (3) 流出解析結果

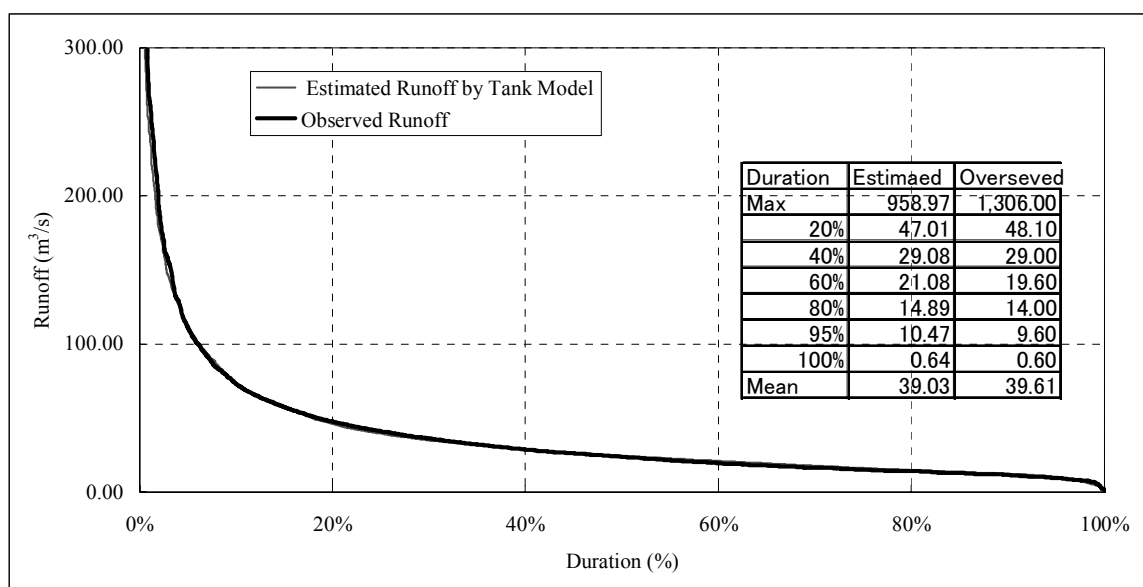
各流域の流域平均降雨量（前述）を用いて流出解析を行った。流出解析のパラメータは、Kelani 川流域については貯水池建設前の日流量データを、Mahaweli 川及び Walawe 川流域については貯水池月平均流入量を用いて同定した。

パラメータ同定のポイントは、実測値と解析値の平均流量がほぼ等しいこと、洪水を除くハイドロの波形が近似していること、流況曲線図のピーク付近を除くその他の部分が近似していることである。

以下に、解析結果の要約を示す。

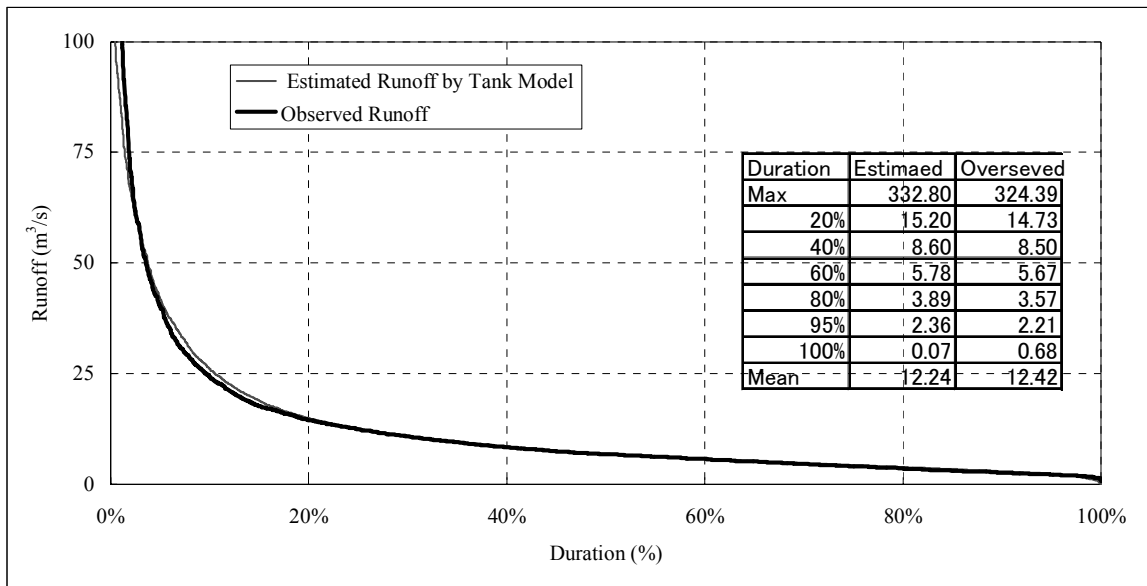
#### 1) Kelani 川水系

##### a) Kitulgala 測水所地点



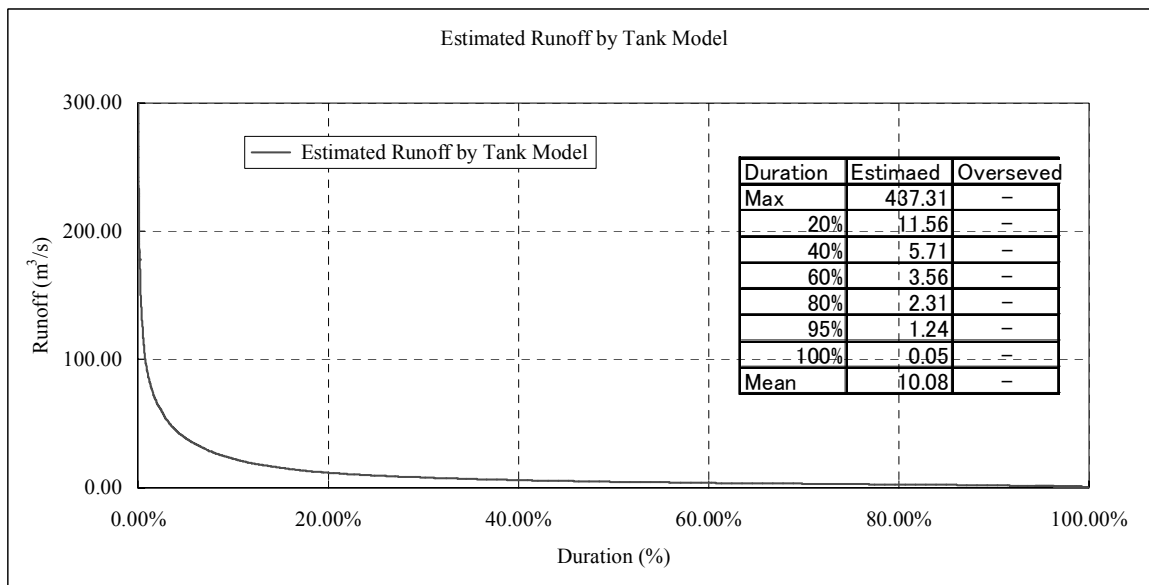
タンクモデルによる流出解析結果（Kitulgala GS 地点）

b) Mousakelle 測水所地点



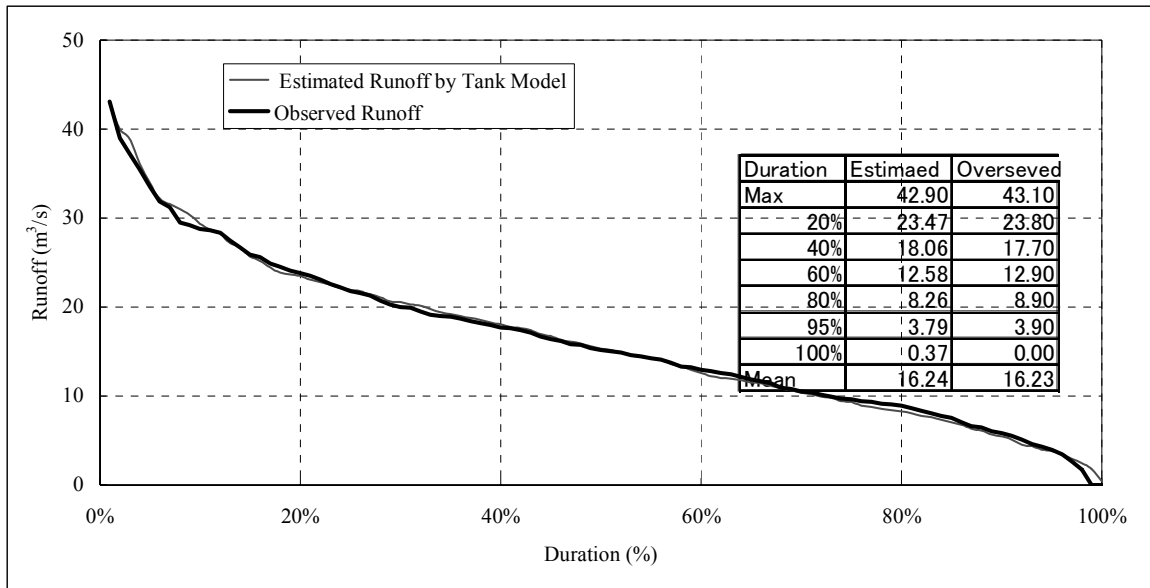
タンクモデルによる流出解析結果 (Mousakelle GS 地点)

c) Castlereigh 貯水池地点 (パラメータは Mousakelle と同様のものを使用)



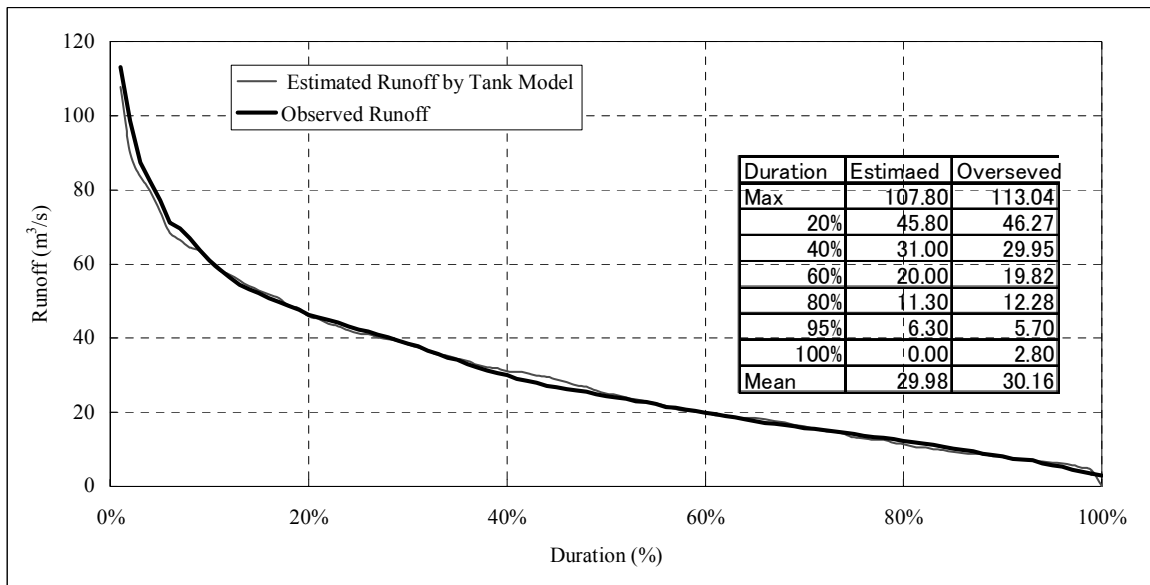
タンクモデルによる流出解析結果 (Castlereigh 貯水池地点)

2) Walawe 川水系 (Samanalawewa 貯水池地点)

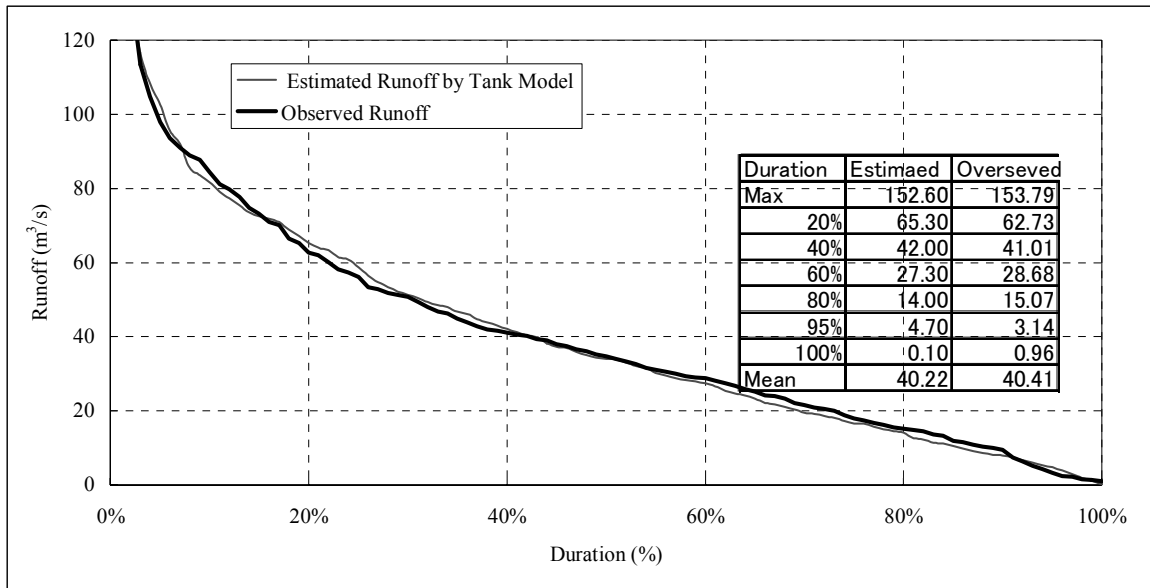


3) Mahaweli 川水系

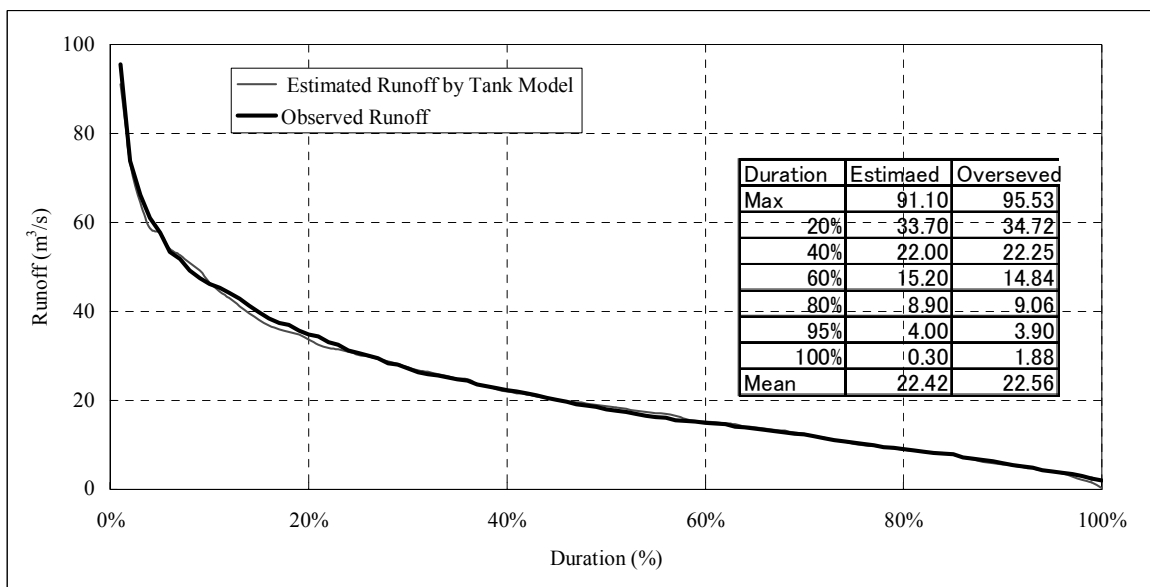
a) Kotmale 貯水池



b) Kotmale 貯水池下流 ~ Polgolla 取水堰

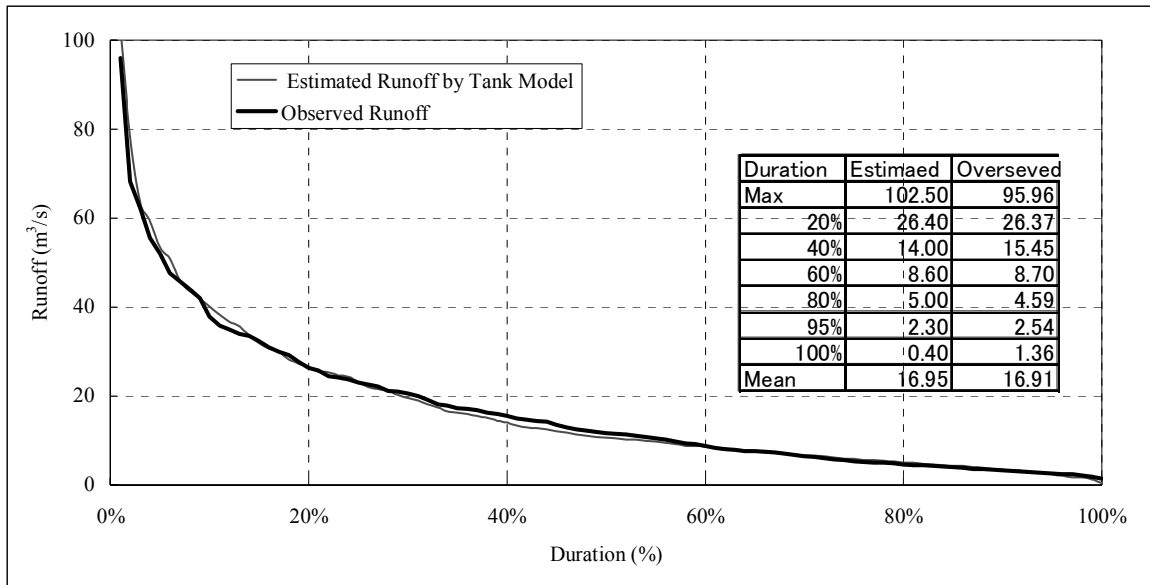


c) Polgolla 取水堰下流 ~ Victoria 貯水池

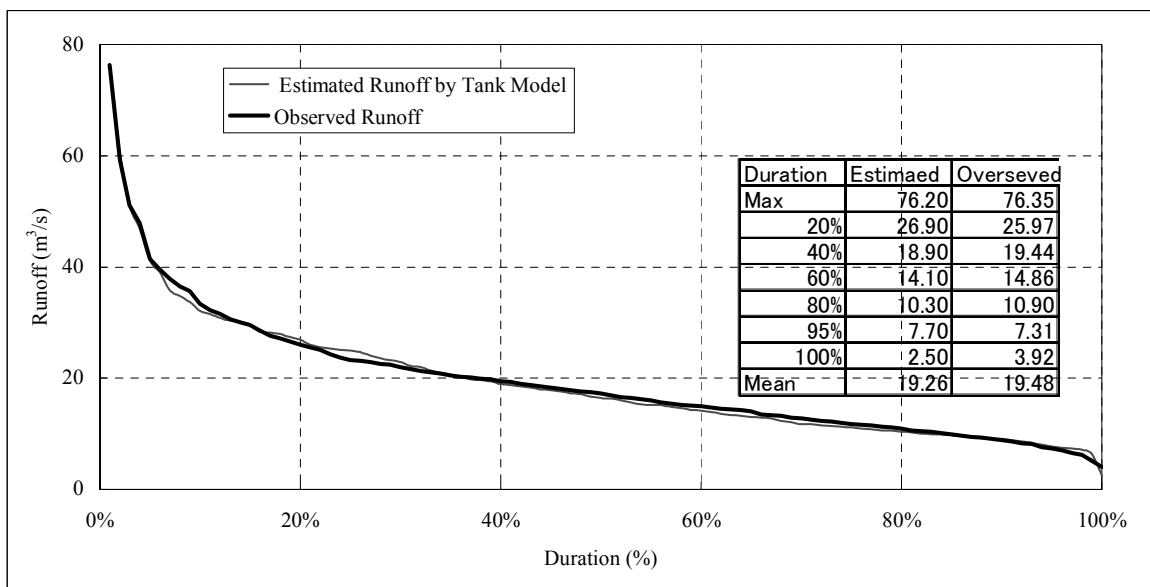




d) Victoria 貯水池 ~ Randenigala 貯水池



e) Randenigala 貯水池 ~ Rantembe 調整池



### 3.2 Broadlands 計画地点の低水解析

(1) 検討方針

Broadlands 地点の近傍にある Kitulgala 測水所の上流には Mousakelle 貯水池と Castlereigh 貯水池があり、1968 年の Mousakelle ダム建設後の同測水所における観測流量は Mousakelle 貯水池による人為的な運用の影響を受けている。更に、Castlereigh 貯水池の下流の Kehelgamu 川 Norton 調整池から Old Laxapana 発電所を経て Maskeliya 川へ毎秒 14.42 m<sup>3</sup>/s 導水されている。一方、Mousakelle、Castlereigh 両貯水

池および Kelani 川水系の各発電所の日流量記録は計測されていない。このような状況下で Maskeliya 川に計画されているダム候補地 ( Site E ) と Kehelgamu 川に計画されている取水堰候補地 ( Weir Site ) での河川流入量を推定する為には、Castlereigh 貯水池からの放流量を含む Kehelgamu 川の流量をシミュレーションにより求める必要がある。

上記事項を踏まえ、Broadlands 取水堰候補地点の流入量を推定する。

## (2) Broadlands 取水堰候補地点流入量算定方法

以下に取水堰候補地点の流入量算定方法を、Figure 2 に Kelani 川水系の流域分割図を、Figure 15 に Kelani 川水系の水系モデル図を示す。

注) 水系モデル図は水収支計算の流れに着目し作成しており、流域の水の運用に関する Old Laxapana 発電所のみを記載してある。

### 1) 自然流況の推定

タンクモデルによる低水流出解析により Castlereigh 貯水池流域 ( Figure15 の RB1 )、Castlereigh 貯水池下流から Norton 調整池流域 ( RB2 )、Norton 貯水池下流から Kehelgamu 川を Maskeliya 川の合流点に至る流域 ( RB3 ) および、合流点から Kitulgala 貯水池までの流域 ( RB8 ) ( Figure 2 および 15 に示すハッチングした流域 ) の自然流入量を推定する。

$$QB_i = F(Rf_i)$$

ここに、 F() : タンクモデル ( 前述 )

QB<sub>i</sub> : 流域 i における自然流入量 ( m<sup>3</sup>/s )

Rf<sub>i</sub> : 流域 i における流域平均降雨量 ( mm/day )

対象流域は、Figure 2 及び 15 に示すハッチングした流域 i = 1, 2, 3, 8 で

i = 1 : Castlereigh 貯水池流

i = 2 : Castlereigh 貯水池下流 ~ Norton 調整池流域

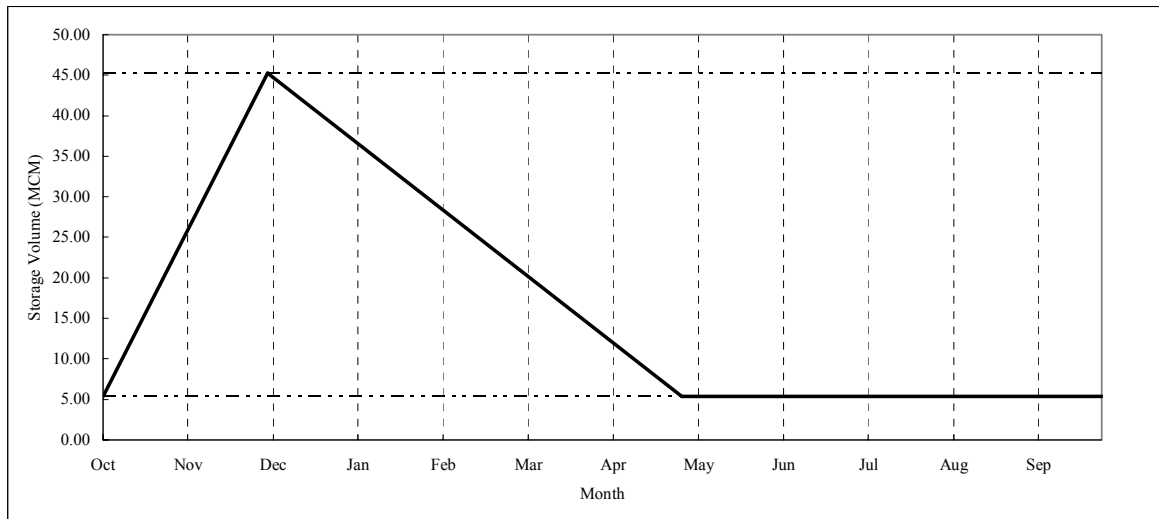
i = 3 : Norton 調整池下流 ~ Kehelgamu 川を Maskeliya 川の合流点流域

i = 8 : Kehelgamu 川を Maskeliya 川の合流点下流 ~ Kitulgala 測水所流域

である。

### 2) Castlereigh 貯水池放流量の推定

上記 1) で求めた Castlereigh 貯水池の自然流入量を用いて、現状の貯水池運用ルールカーブ ( 下図参照 ) に基づき、運用シミュレーションを行い、Castlereigh 貯水池からの放流量を推定する。



### Castlereigh 貯水池のルールカーブ

-  $V_e \geq \text{Rule}$  の場合

$$Q_{cas} = (V_e - \text{Rule}) / (24 \times 3600) \leq Q_{max}$$

-  $V_e < \text{Rule}$  の場合

$$Q_{out} = Q_{min}$$

ここに、 $Q_{cas}$  : Castlereigh 貯水池からの放流量 ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

$V_e$  : 当日の有効貯水容量 ( $\text{m}^3$ )

Rule : 当日のルールカーブ容量 ( $\text{m}^3$ )

$Q_{max}$  : 最大放流量 ( $29.5\text{m}^3/\text{s}$ )

$Q_{min}$  : 最小放流量 ( $4.75\text{m}^3/\text{s}$ )

### 3) 水収支計算による取水堰候補地点流量の推定

1)、2)の結果を用いて、Norton 調整池から Maskeliya 川へ毎秒  $14.42 \text{ m}^3/\text{s}$  導水を考慮した水収支計算を行い、Maskeliya 川に計画されているダム候補地 (Site E) と Kehelgamu 川計画されている取水堰候補地 (Weir Site)での河川流入量を推定する。

$$Q_{Weir} = Q_{Cas.} + Q_{B2} - Q_{OLx} + Q_{B3}$$

$$Q_{siteA, D} = Q_{Kltu.}$$

$$Q_{SiteE} = Q_{Kitu} - Q_{Weir} - Q_{B8}$$

ここに、 $Q_{weir}$  : 取水堰候補地点 (Weir Site) 流量 ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

$Q_{siteA, D}$  : 取水ダム候補地点 A, D の流量 ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

$Q_{siteE}$  : 取水ダム候補地点 E の流量 ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

$Q_{cas.}$  : Castlereigh 貯水池からの放流量 ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) (前述)

$Q_{Bi}$  : 流域 i の自然流入量 ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) (前述)

$Q_{OLx}$  : Norton 調整池から Old Laxapana 発電への導水量  
(最大 14.42m<sup>3</sup>/s)

$Q_{Kitu}$  : Kitulgala 地点流量観測記録 (m<sup>3</sup>/s)

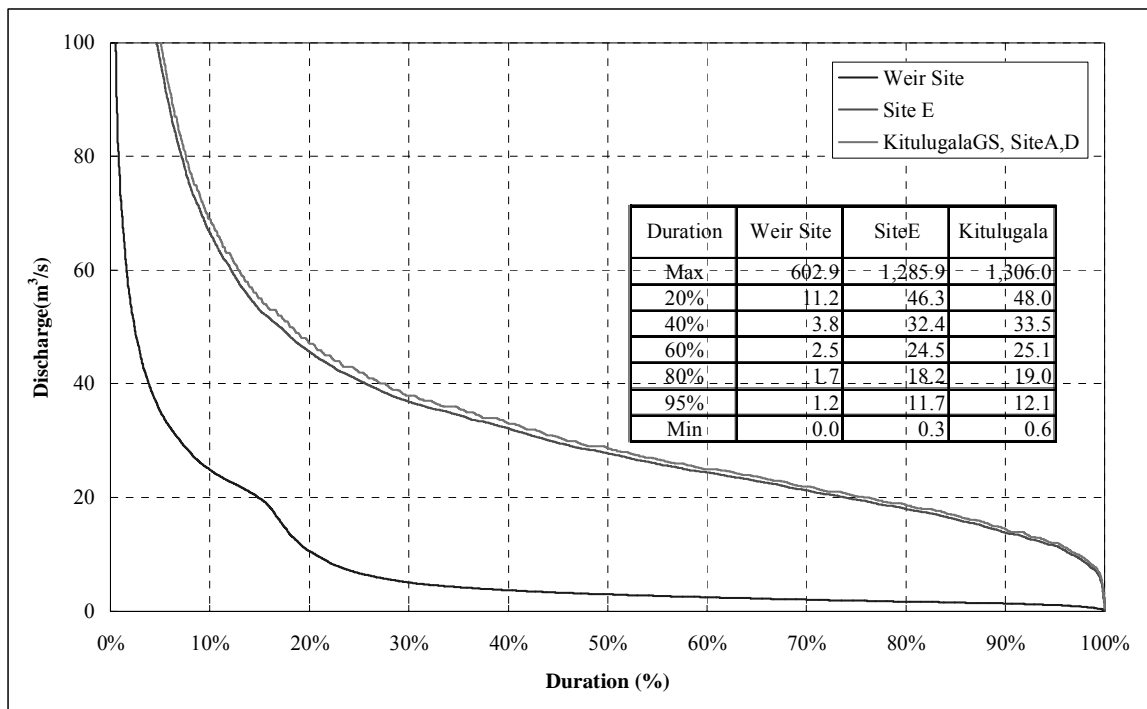
(2) 低水流量算定結果

以下に低水流量算定結果の要約を示す。

**Broadlands 取水地点候補地の月別平均流入量**

Site	CA (km <sup>2</sup> )	type	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep
Kitulgala GS Site	388	Rain (mm)	380	311	184	102	108	184	306	355	396	330	275	301
		Runoff (m <sup>3</sup> /s)	56.4	44.4	27.8	21.9	19.6	20.1	22.9	41.7	63.4	55.4	50.2	50.8
Dam Site A, D	388	Rain (mm)	380	311	184	102	108	184	306	355	396	330	275	301
		Runoff (m <sup>3</sup> /s)	56.4	44.4	27.8	21.9	19.6	20.1	22.9	41.7	63.4	55.4	50.2	50.8
Dam Site E	201	Rain (mm)	429	331	186	103	112	193	327	418	494	410	348	367
		Runoff (m <sup>3</sup> /s)	42.7	36.2	22.7	18.3	16.2	15.2	13.9	31.8	50.3	41.2	37.4	45.1
Weir Site	176	Rain (mm)	397	348	215	119	122	207	335	354	401	339	281	299
		Runoff (m <sup>3</sup> /s)	12.7	7.3	4.8	3.2	3.2	5.1	9.1	9.2	11.9	13.8	12.3	13.1

注) 1950年10月~1998年9月迄の48年間のKitulgala 流量観測所の流量資料に基づく。



**Broadlands 取水地点候補地点の流況曲線図**

## 4 Broadlands 計画地点の洪水解析

### 4.1 検討方針

取水ダム候補地の設計洪水量は、以下に示す計算により算定されたピーク流量の内、最大のものを採用する。また、取水堰候補地の設計洪水流量は、以下に示す、流出解析及び確率ピーク流量解析により算定されたピーク流量の内、最大のものを採用し、クリーガー比流量解析の結果は参考値とする。

- 洪水流出解析
- 確率ピーク流量解析
- クリーガー比流量解析

スリランカにおける建設中および計画中の水力開発プロジェクトでは、取水ダムの設計洪水量として 10,000 年確率ピーク量を、取水堰の設計洪水量として 1,000 年確率ピーク流量を採用している。本検討でもこれらの実績に従って、取水ダムの洪水規模を 10,000 年確率、取水堰地点の洪水規模を 1,000 年確率に設定する。

#### スリランカにおける水力地点の取水ダム設計洪水規模

プロジェクト名	取水ダム	取水堰	備考
Bowatenna	1,000 年確率洪水	該当なし	運用中
Kukule 水力発電所	10,000 年確率洪水	該当なし	建設中
Upper Kotmale 水力発電所	10,000 年確率洪水	1,000 年確率洪水	計画中
Broadlands 水力計画 (1986 年 FS)	10,000 年確率洪水	1,000 年確率洪水	計画中

### 4.2 洪水流出解析

洪水流出解析は、アメリカ陸軍工兵隊によって開発された流出解析プログラムである HEC-HMS を用いて計算を行う。HEC-HMS の流出モデルは単位図法と特選曲線法があり、多くのパラメータを必要とする特性曲線法は、今回の検討のように得られた洪水記録の少ない場合、パラメータの同定が難しく、不適と判断される。一方、単位図法は僅か 2 つのパラメータを必要とし、比較的容易にパラメータを同定もしくは推定できる。以上から、洪水流出モデルとして単位図法を採用し、今後の検討を進める。

#### (1) 降雨解析

##### 1) 日雨量

日雨量は対象流域内外の 11 ヲ所の観測所で観測されている。データを収集した期間は 1950 年 10 月から 2001 年 9 月までの 51 年間である。これらの日雨量観測記録を用いて流域平均確率降雨量を算定する。

##### 2) 時間雨量

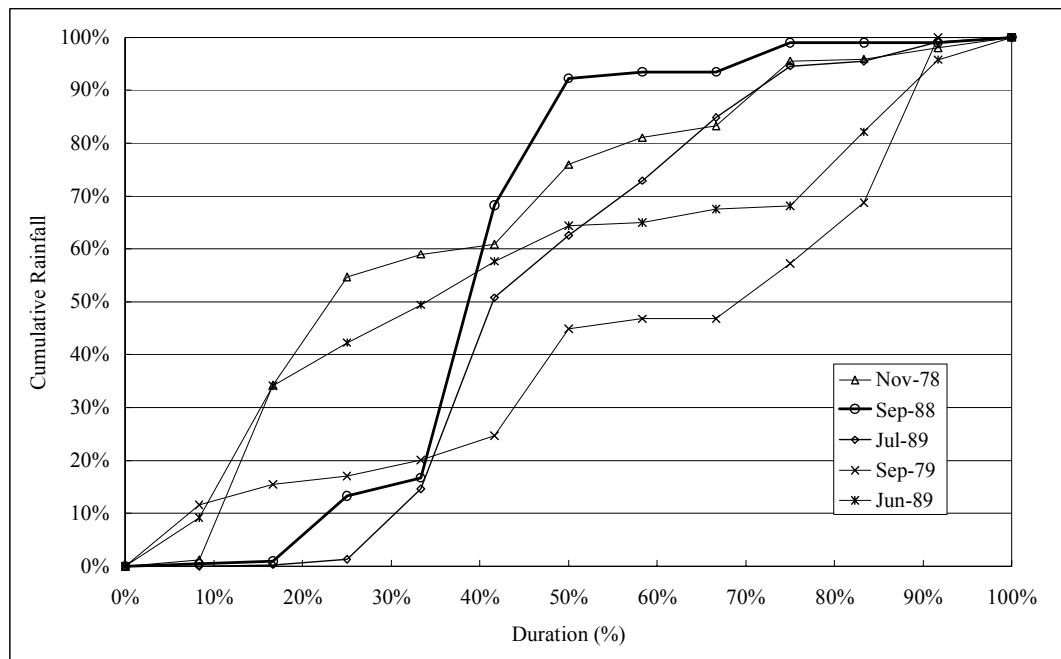
時間雨量は、対象流域近傍の Ratnapura 雨量観測所で観測されており、同雨量観測

所の時間雨量を解析し、設計ハイレイトグラフを作成する。

### 3) 設計ハイレイトグラフ

ハイレイトグラフ推定のために、Ratnapura 雨量観測所で観測された時間雨量データを入手した。降雨継続時間は 48 時間である。

以下に時間雨量累計曲線を示す。



時間雨量累計曲線図 (Ratnapura 雨量観測所)

上図から、平均的な形状は 1989 年 7 月か 1989 年 6 月の降雨パターンであると判断される。一方、1988 年 9 月の降雨パターンは中央集中型であり、洪水のピーク流量が大きくなる傾向にある。

本検討では、洪水のピーク値を重視し、1988 年 9 月の降雨パターンを設計ハイレイトグラフとして採用する。

### 4) 確率降雨量

計画ハイレイトグラフの継続時間が 48 時間であることから、流域平均の 2 日間継続降雨量について確率処理を行った。

確率処理は、Hazen 法、Log-Pearson III 法および Gumbel 法を適用した。

Table 3 ~ 4 および Figure 16 ~ 18 にその結果を示す。

これらの図によると、いずれの流域も Log-Pearson III 法の結果が適合しており、流域平均の確率降雨量としては Log-Pearson III 法による推定値を採用する。

(2) 単位図のパラメータ設定

単位図は最も簡易な Snyder の総合単位図を使用し、パラメータは降雨流出記録が乏しい理由から、一般的な値から推定することとした。

Snyder の総合単位図パラメータ

$C_p$ : 単位図ピーク係数 (0.4 ~ 0.8)

$t_p$ : 単位図のピーク遅れ時間 (hr)

$$t_p = 0.76 \cdot C_t \cdot (L \cdot L_c)^{0.3}$$

$C_t$ : 流域係数 (1.8 ~ 2.2)

L: 流域の主要河川の延長 (m)

$L_c$ : 流域の下流端から主要河川に沿って測った流域重心までの延長 (m)

パラメータ  $C_p$  は流域の地形を考慮しピーク流出の高くなる 0.7 ~ 0.8 を採用し、 $C_t$  は一般的に採り得る値である 1.8 ~ 2.2 の中央値 2.0 を採用した。

以下に  $t_p$  の算定結果を示す。

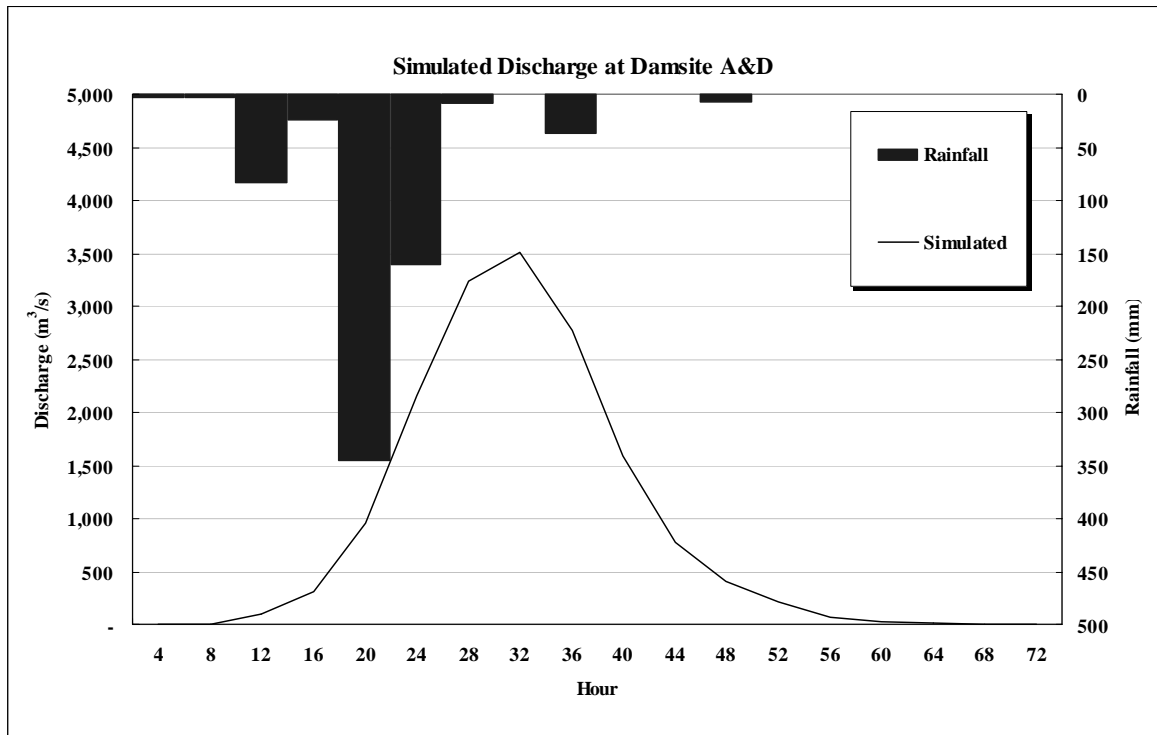
River Basin	CA (km <sup>2</sup> )	L (m)	Lc (m)	Ct	tp (hr)
Kitulgala GS	388	37	6	2.0	12
Maskeliya Oya	201	33	19	2.0	11
Kehelgamu Oya	176	40	17	2.0	11

(3) 単位図法による流出解析結果

以下に、各流域の流出解析結果の要約と一例を示す。

**単位図法による流出解析結果 (単位 : m<sup>3</sup>/sec)**

Return Period	Damsite A, D	Damsite E	Weir Site
50year	1,738	1,007	824
100year	1,960	1,095	929
200year	2,182	1,187	1,187
1,000year	2,682	1,397	1,297
10,000year	3,514	1,667	



流出解析結果 ( Damsite A and D )

(4) 確率ピーク流量解析

Kitulgala 流量観測所における 1948 年～1985 年までに年最大ピーク流量について、確率処理を行なった。確率処理は、Hazen 法、Log-Pearson III 法および Gumbel 法を適用した。結果を Table 5 および Figure 19 に示す。

これらの図によると、いずれの流域も Log-Pearson III 法の結果が適合しており、流域平均の確率降雨量としては Log-Pearson III 法による推定値を採用する。

また、Kitulgala 観測所地点における、確率ピーク流量を基に流域面積比および流域平均確率降雨量比で各地点における確率ピーク流量を算定した。

$$Q_{pi} = Q_{pk} \times \frac{CA_i \times Rf_i}{CA_k \times Rf_k}$$

- ここに、
- $Q_{pi}$  : 対象地点の確率ピーク流量 (m<sup>3</sup>/s)
  - $Q_{pk}$  : Kitulgala 流量観測所地点の確率ピーク流量 (m<sup>3</sup>/s)
  - $CA_i$  : 対象地点の流域面積 (km<sup>2</sup>)
  - $CA_k$  : Kitulgala 流量観測所地点の流域面積 (km<sup>2</sup>)
  - $Rf_i$  : 対象地点の年間降雨量 (mm)
  - $Rf_k$  : Kitulgala 流量観測所地点の年間降雨量 (mm)

結果を以下に示す。



**Kitulgala GS 及び取水設備候補地点の確率ピーク流量 (単位 : m<sup>3</sup>/sec)**

Return Period	Kitulgala GS	Damsites A and D	Damsite E	Weir Site
Catchment Area (km <sup>2</sup> )	388	388	201	176
Annual Rainfall (mm)	3,232.4	3,232.4	3717.4	3127.6
50year	1,810	1,810	964	774
100year	2,054	2,054	1,064	884
200year	2,307	2,307	1,167	998
1,000year	2,931	2,931	1,431	1,304
10,000year	3,927	3,927	1,761	

(5) クリーガー比流量解析

クリーガー式によるピーク流量は下式により算定される。

$$Q_p = (46 \times 0.02832) \times C \times (0.3861 \times A)^{(a-1)}$$

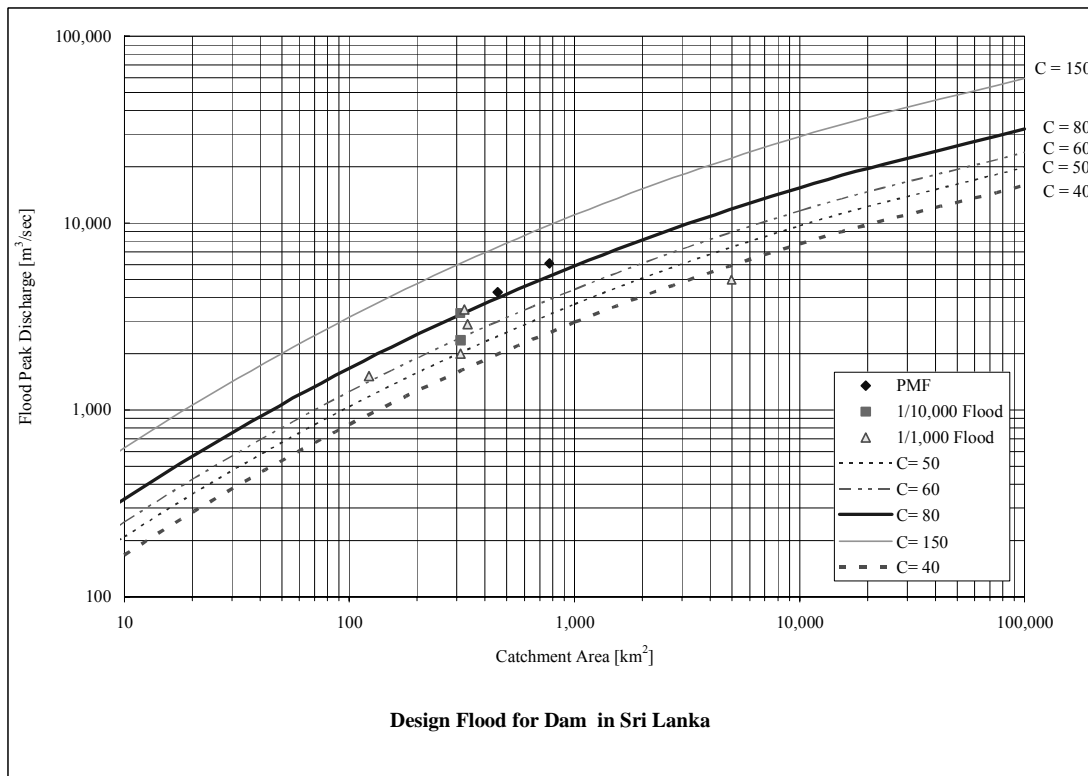
$$a = 0.894 \times (0.3861 \times A)^{-0.048}$$

ここに、 $Q_p$  : ピーク流量 (m<sup>3</sup>/sec)

$C$  : クリーガーの係数

$A$  : 流域面積 (km<sup>2</sup>)

クリーガー係数は一般に 30~100 の値を採り、以下に示すスリランカでの設計事例によると、流域面積 400km<sup>2</sup> で  $C = 80$ 、200km<sup>2</sup> で  $C = 60$  程度の値となっている。



### クリーガーピーク流量

項目	Damsite A, D	Damsite E	Weir Site
流域面積(km <sup>2</sup> )	388	201	176
クリーガー係数 C	80	60	60
ピーク流量 (m <sup>3</sup> /sec)	3,650	1,902	1,761

#### (6) 設計洪水量の決定

以下に各確率年におけるピーク流量を示す。

ダムサイト A および D の設計洪水量は、10,000 年確率ピーク流量解析の結果を採用し、3,930m<sup>3</sup>/s、ダムサイト E の設計洪水量はクリーガー比流量解析の結果を採用し、1,910m<sup>3</sup>/s を採用した。取水堰サイトの設計洪水量は 1,000 年確率ピーク流量の 1,310m<sup>3</sup>/s を採用した。

#### Flood Peak at Kitulgala GS site (Site A and D, CA = 388km<sup>2</sup>)

Return Period	50	100	200	1,000	10,000
by Unit Hydrograph	1,738	1,960	2,182	2,682	3,514
by Frequency analysis of Peak flow	1,810	2,054	2,307	2,931	3,927
by Creager's Equation	3,650				
Adopted	1,810	2,060	2,310	2,940	<b>3,930</b>

#### Flood Peak at Maskeliya Oya (Site E, CA = 201km<sup>2</sup>)

Return Period	50	100	200	1,000	10,000
by Unit Hydrograph	1,007	1,095	1,187	1,397	1,667
by Frequency analysis of Peak flow	964	1,064	1,167	1,431	1,761
by Creager's Equation	1,902				
Adopted	1,010	1,100	1,190	1,440	<b>1,910</b>

#### Flood Peak at Kehelgamu Oya (Site E, CA = 176km<sup>2</sup>)

Return Period	50	100	200	1,000
by Unit Hydrograph	824	929	1,187	1,297
by Frequency analysis of Peak flow	774	884	998	1,304
Adopted	830	930	1,190	<b>1,310</b>

#### (7) 設計洪水量の比較

1986 年に行われた Feasibility Study 結果との比較を以下に示す。

いずれの洪水量もほぼ同規模に設定されている。

## 設計洪水量の比較

	Damsite A and D	Damsite E	Weir Site
JICA Study	3,930	1,910	1,310
1986 FS	3,580	1,809	1,270

### 4.3 工事期間中の確率洪水流量

工事期間中の確率洪水流量は、一般的に確率洪水流量解析による。現時点で工事期間中の確率洪水規模確定していないが、概ね2年～50年確率の値を採る。

Kitulgala 流量観測所地点における確率洪水流量解結果は Table 5 に示すとおりであり、この結果に流域面積比、流域平均降雨量比を乗じて対象地点の確率洪水流量を算定した。算定方法は 4.2 (4)参照。

以下に計算結果を示す。

#### 工事期間中の確率洪水流量

Item	Kitulgala GS Site	Dam Site A & D	Dam Site E	Weir Site	
Catchment Area (km <sup>2</sup> )	388	388	201	176	
Annual Rainfall (mm)	3,232.4	3,232.4	3717.4	3127.6	
Return Period	2	700	700	420	310
	5	1,030	1,030	620	460
	10	1,270	1,270	760	560
	20	1,500	1,500	900	660
	30	1,640	1,640	980	720
	50	1,810	1,810	1,080	800

尚、今後の施工計画策定にあたり、乾期等の一定の期間の洪水流量を推定する場合がある。検討期間が決定していない本調査では、今後の検討に備え Kitulgala 地点の月別ピーク流量を添付する。( Table 6 参照 )

## 5 Broadlands 計画地点の堆砂

### 5.1 流入土砂量の実績・設計事例

以下に、スリランカ国の年流入土砂量の実測・設計事例を示す。

本計画地点と同様に調整池を有す Upper Kotmale、Kukule 発電所ではそれぞれ 180、320m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>/year を計画流入土砂量としている。

また、計画流入土砂量の実測値は 182 ~ 320m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>/year である。

## 流入土砂量の実測・設計事例

Location	River Basin	Catchment Area (km <sup>2</sup> )	Sediment Yield m <sup>3</sup> /km <sup>2</sup> /year	Note
Peradeiya	Mahaweli	1167	320	measured
Kirindi Oya		-	182	experimental value
Upper Kotmale Canyon	Mahaweli	310.6	180	design
Mousakelle	Kelani	20	218	design
Kukule	Kelani	130	1028	design
Samanalawewa	Karu	312	320	design
	Walawe	431.7	1750	design

### 5.2 実測値からの推定

1988年に行われた「Master Plan for the Electricity supply of Sri Lanka」(February 1988) では、先に述べた Peradeniya 地点の実測値を基に、以下に示す換算式を算定している。

$$S = \left( \frac{Pm^2}{P} \right)^b \cdot (H50 \cdot G)^c \cdot \frac{1}{a} \leq 500 \text{ m}^3 / \text{ km}^2 / \text{ Year}$$

- ここに、
- S : 年流入土砂量 (m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>/year)
  - Pm : 最降雨月の平均降雨量 (mm)
  - P : 平均降雨量 (mm)
  - H50 : 流域の平均標高 (m)
  - G : スロープインデックス
- a = 317, b = 2.65, c = 0.46

### 実測値からの推定

Item	Mark	Site A, D	Site E	Weir Site
Catchment area (km <sup>2</sup> )	CA	388	212	176
Mean rainfall in wettest month (mm)	Pm	396	494	401
Mean annual rainfall (mm)	P	3,232	3,717	3,417
Mean elevation of catchment area (m)	H50	1310	1350	1370
Slope index	G	0.035	0.035	0.035
Sediment yield (m <sup>3</sup> /km <sup>2</sup> )	S	500	500	500

### 5.3 経験式による推定

Kelani 川流域の流入土砂に関する調査は皆無であることから、流入土砂量の推定式は簡易なパラメータを用いたものを使用する。以下に示す石外式は日本国の小規模流域で適用されており、流域地形、流域降雨量及び流域の地質状況をパラメータとしている。Kelani 川流域の地質は先カンブリア代の片麻岩で、石外の地質分類によると花崗岩類を含む B 群に分類される。

$$\log S = 1.6 \log(Rf \cdot P) - 9.52 \pm 1.16 \sqrt{0.05 + (\log(Rf \cdot P) - 5.47)^2}$$

..... Ishigai Formula Category B

- ここに、
- $S$  : 年流入土砂量( $m^3/km^2/year$ )
  - $Rf$  : 流域の平均起伏量 (m)
  - $P$  : 100mm 以上の降雨累計の年平均量 (mm)

上式に算定した  $P=590mm$ ,  $Rf = 590m$  を代入すると

$$S = 176 \text{ or } 598 \text{ (} m^3/km^2/year \text{)}$$

を得る。

#### 5.4 計画流入土砂量の決定

以下にこれまでの検討結果を示す。

Broadlands 地点 の年流入土砂量の推定値は約  $200 \sim 600 m^3/km^2/year$  の範囲にある。一方、Upper Kotmale、Kukule 等の調整池では計画流入土砂量としてそれぞれ、 $180, 320 m^3/km^2/year$  を採用している。

一般に、流入土砂量は実績値ベースで決定されており、経験式はその範囲を確認する目的で利用されている。本検討に於いてもこれに習い、計画流入土砂量として Kukule 発電所の調整池計画流入土砂量に多少の余裕を見込み  $350 m^3/km^2/year$  を採用した。

#### 計画流入土砂量

項目	値 ( $m^3/km^2/year$ )	備考
既往の実測・設計事例	180, 320	Upper Kotmale & Kukule
実測値からの推定	500	$500 m^3/km^2/year$ を上限とする。
経験式による推定	176 to 598	
推奨値	350	

Table 1 List of Rainfall and Runoff Data in Gauging Stations (1 / 3)

Sta. No.	Station No.	Latitude		Longitude		Elevation	River Basin	40/41	41/42	42/43	43/44	44/45	45/46	46/47	47/48	48/49	49/50	50/51	51/52	52/53	53/54	54/55	55/56	56/57	57/58	58/59	59/60	60/61	61/62	62/63	63/64	65/66	66/67	67/68			
M001	ABERGELDIE	06	55	06	80	33	49	1,097.0	Mahaweli							12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12			
M008	ALUPOTA	06	41	53	80	35	00	543.0	Kalu								12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12			
M015	AMBAWELA	06	53	29	80	47	47	1,828.0	Mahaweli											12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12		
M021	ANGAMEDILLA	07	51	33	80	54	15	70.0	Mahaweli																												
M023	ANNRFIELD	06	52	27	80	37	59	1,311.0	Kelani																												
M031	ARLENEA	06	57	25	80	29	21	457.0	Kelani																												
M038	BADULLA	06	59	27	81	03	15	677.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12		
M040	BAKAMUNA	07	46	54	80	48	27	137.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12		
M041	BALANGODA	06	39	08	80	41	46	549.0	Walawe																												
M059	BLACKWATER	07	00	13	80	29	42	671.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12		
M060	BLACKWOOD ESTATE	06	45	41	80	55	33	1,158.0	Walawe				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12		
M068	CALEDONIA	06	54	04	80	42	25	1,301.0	Mahaweli																												
M069	CAMPION	06	46	48	80	41	47	1,524.0	Kelani																												
M096	DELWITA ESTATE	07	31	37	80	31	12	149.0	Deduru																												
M100	DETANAGALA	06	44	29	80	41	04	1,024.0	Walawe																												
M103	DIGALLE ESTATE	06	57	31	80	17	46	122.0	Kelani																												
M107	DIYATALAWA	06	49	07	80	57	29	1,256.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12		
M115	DUNEDIN	07	02	32	80	16	07	122.0	Kelani																												
M117	DYRAABE ESTATE	06	53	36	80	56	22	1,219.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12		
M120	EHELIYAGODA	06	51	12	80	16	35	225.0	Kalu																												
M126	ELKADUWA	07	25	14	80	41	09	853.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12		
M146	GALPHELA	07	21	13	80	42	14	701.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M174	HAPUGASTENNA	06	43	36	80	30	22	594.0	Kalu																												
M180	HELBODA NORTH	07	05	49	80	40	48	1,494.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M186	HINGURAKODA AGR.	08	03	13	80	56	57	70.0	Mahaweli				10	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M190	HOLMWOOD ESTATE	06	51	15	80	42	37	1,585.0	Mahaweli																												
M191	HOPE ESTATE	07	06	31	80	44	20	1,356.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M205	JLUKKUMBURA	07	31	41	80	45	00	1,219.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M209	JNGOYA ESTATE	07	00	35	80	25	51	305.0	Kelani																												
M219	KADUGANNAWA	07	15	26	80	20	58	518.0	Maha				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M223	KAL BAR	08	16	04	81	16	04	12.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M238	KANDAKETIYA	07	10	20	81	00	25	122.0	Mahaweli																												
M263	KEENAKELLE	07	03	10	81	00	52	1,177.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M270	KRNILWORTH	06	59	37	80	28	30	762.0	Mahaweli																												
M280	KIRIKLEES ESTATE	06	59	13	80	56	03	1,433.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M283	KOBANELLA	07	21	15	80	50	21	1,372.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
M309	LEGERWATTA ESTATE	07	01	49	80	00	38	1,219.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
M313	LIDDESLE ESTATE	07	01	47	80	51	12	509.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
M314	LIMYAGALA ESTATE	06	55	57	80	21	41	259.0	Kelani																												
M317	LOWER SPRING VALLEY	06	55	21	81	05	51	1,113.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
M328	MAHADOWA ESTATE	07	03	37	80	38	34	1,390.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
M337	MAHAWELATENNA	06	35	31	80	44	44	549.0	Walawe				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
M377	MILLAWANA	07	39	44	80	33	08	183.0	Deduru				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
M382	MINNERIYA TANK	08	02	33	80	53	36	95.0	Mahaweli				11	9	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
M410	NANU OYA	06	56	35	80	44	25	1,628.0	Mahaweli																												
M419	NAWALAPITIYA	07	03	48	80	31	31	1,158.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
M423	NEW FOREST	07	08	53	80	40	34	1,067.0	Mahaweli				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
M430	NORTON BRIDGE	06	54	56	80	31	06	893.0	Kelani																												
M431	NORWOOD	06	50	38	80	35	59	1,122.0	Kelani				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
M433	NUWARA ERIYA MET STATION	06	58	31	80	46	10	1,895.0	Mahaweli																												
M435	OHIYA FOREST	06	49	12	80	50	22	1,774.0	Mahaweli																												
M440	OONAGALLA ESTATE	07	02	15	80	35	49	1,219.0	Mahaweli				12	12	12																						

Table 1 List of Rainfall and Runoff Data in Gauging Stations (2 / 3)

Sta. No.	Station No.	Latitude	Longitude	Elevation	River Basin	68/69	69/70	70/71	71/72	72/73	73/74	74/75	75/76	76/77	77/78	78/79	79/80	80/81	81/82	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95
M001	ABERGELDIE	06 55 06	80 33 49	1,097.0	Mahaweli	12	12	12	11	6	0	0	9	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	12	10	12	12	11	12	12	11	11
M008	ALUPOTA	06 41 53	80 35 00	543.0	Kalu	12	11	12	12	12	12	12	12	12	12	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
M015	AMBAWELA	06 53 29	80 47 47	1,828.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	9	0	10	
M021	ANGAMEDILLA	07 51 33	80 54 15	70.0	Mahaweli	11	12	12	12	12	12	12	9	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	12	
M023	ANNRFIELD	06 52 27	80 37 59	1,311.0	Kelani	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M031	ARLENEA	06 57 25	80 29 21	457.0	Kelani	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M038	BADULLA	06 59 27	81 03 15	677.0	Mahaweli	12	12	11	12	12	12	12	12	12	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	11	12	12	12	12	12	
M040	BAKAMUNA	07 46 54	80 48 27	137.0	Mahaweli	6	12	11	12	11	12	12	12	12	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	12	0	
M041	BALANGODA	06 39 08	80 41 46	549.0	Walawe	3	1	11	7	12	12	12	11	7	10	12	12	9	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	10		
M059	BLACKWATER	07 00 13	80 29 42	671.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	10	
M060	BLACKWOOD ESTATE	06 45 41	80 55 33	1,158.0	Walawe	12	12	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M068	CALEDONIA	06 54 04	80 42 25	1,301.0	Mahaweli	12	2																									
M069	CAMPION	06 46 48	80 41 47	1,524.0	Kelani	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	10	12	12	12	11	12	12	
M096	DELWITA ESTATE	07 31 37	80 31 12	149.0	Deduru	12	12	9	12	12	12	12	12	12	12	12	11	12	12	12	12	12	10	9	9	11	12	12	11	12	12	
M100	DETANAGALA	06 44 29	80 41 04	1,024.0	Walawe	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	12	12	12	8	12	12	12	12	12	12	12	12	12	10	12	12	
M103	DIGALLE ESTATE	06 57 31	80 17 46	122.0	Kelani	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	4	12	12	11	12	11	12	12	12	12	
M107	DIYATALAWA	06 49 07	80 57 29	1,256.0	Mahaweli	9	12	12	12	12	11	11	12	12	12	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12	9	10	8	8	12	10	
M115	DUNEDIN	07 02 32	80 16 07	122.0	Kelani	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M117	DYRAABE ESTATE	06 53 36	80 56 22	1,219.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	12	12	12	12	11	12	12	12	12	12	12	12	
M120	EHELIYAGODA	06 51 12	80 16 35	225.0	Kalu	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M126	ELKADUWA	07 25 14	80 41 09	853.0	Mahaweli	12	12	11	12	12	12	12	11	12	9	12	12	11	10	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	11	
M146	GALPHELA	07 21 13	80 42 14	701.0	Mahaweli	12	12	12	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	12	12	12	
M174	HAPUGASTENNA	06 43 36	80 30 22	594.0	Kalu	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M180	HELBODA NORTH	07 05 49	80 40 48	1,494.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	10	12	12	11	12	
M186	HINGURAKODA AGR.	08 03 13	80 56 57	70.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	12	12	12	12	11	11	12	10	11	12	11	12	12	12	11	12	
M190	HOLMWOOD ESTATE	06 51 15	80 42 37	1,585.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	12	12	12	12	11	12	12	12	12	12	12	12	12	
M191	HOPE ESTATE	07 06 31	80 44 20	1,356.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M205	JLLUKKUMBURA	07 31 41	80 45 00	1,219.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	8	12	
M209	JNGOYA ESTATE	07 00 35	80 25 51	305.0	Kelani	12	12	12	12	12	12	12	12	11	11	12	12	11	12	12	12	12	12	12	12	3	9					
M219	KADUGANNAWA	07 15 26	80 20 58	518.0	Maha	12	4	10	12	12	12	2																				
M223	KAL BAR	08 16 04	81 16 04	12.0	Mahaweli	10	12	12	12	12	12	12	4	4	11	12					12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M238	KANDAKETIYA	07 10 20	81 00 25	122.0	Mahaweli	12	9	4	11	12	9	8	3			6	5	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M263	KEENAKELLE	07 03 10	81 00 52	1,177.0	Mahaweli	12	8	9	12	12	12	12	12	12	12	11	12	12	12	12	12	11	12	12	12	11	10	12	12	12	12	
M270	KRNILWORTH	06 59 37	80 28 30	762.0	Mahaweli	12	12	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M280	KIRIKLEES ESTATE	06 59 13	80 56 03	1,433.0	Mahaweli	12	12	11	12	11	12	12	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	11	12	12	12	12	12	
M283	KOBANELLA	07 21 15	80 50 21	1,372.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12
M309	LEGERWATTA ESTATE	07 01 49	80 00 38	1,219.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	12	12	
M313	LIDDESLE ESTATE	07 01 47	80 51 12	509.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12	11	10	11	12	12	12	12	12	11	12	12	12	12	12	12	11	12	12	12	12	
M314	LIMYAGALA ESTATE	06 55 57	80 21 41	259.0	Kelani	0	9	12	12	12	11	12	11	12	12	9	12	12	12	12	12	12	12	11	11	11	12	5	8	7		
M317	LOWER SPRING VALLEY	06 55 21	81 05 51	1,113.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12	12	11	12	12	12	11				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
M328	MAHADOWA ESTATE	07 03 37	80 38 34	1,390.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	10	12	12	12	11	12	12	12	11	12	12	12	12	
M337	MAHAWELATENNA	06 35 31	80 44 44	549.0	Walawe	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	10	6	12												
M377	MILLAWANA	07 39 44	80 33 08	183.0	Deduru	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	12	12	12	12	12	10	12	12	12	12	12	12	
M382	MINNERIYA TANK	08 02 33	80 53 36	95.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	12	12	12	12	12	12	12	12	11	12	12	12	10	12	11	12
M410	NANU OYA	06 56 35	80 44 25	1,628.0	Mahaweli	9	7	12	12	12	12	7	7																			
M419	NAWALAPITIYA	07 03 48	80 31 31	1,158.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	12	12	12	11	12	12	9	12	12	12	12	12	
M423	NEW FOREST	07 08 53	80 40 34	1,067.0	Mahaweli	12	11	12	12	12	9	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	10	12	12	12	12	
M430	NORTON BRIDGE	06 54 56	80 31 06	893.0	Kelani																	12	12	12	11	11	12	12	12	12	12	
M431	NORWOOD	06 50 38	80 35 59	1,122.0	Kelani	12	0	2	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	9	11	12	12	12	12	12	12	12	
M433	NUWARA ERIYA MET STATION	06 58 31	80 46 10	1,895.0	Mahaweli	11	12	12																								

Table 1 List of Rainfall and Runoff Data in Gauging Stations (3 / 3)

Sta. No.	Station No.	Latitude			Longitude			Elevation	River Basin	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01
M001	ABERGELDIE	06	55	06	80	33	49	1,097.0	Mahaweli	10	11	12	12	12	12
M008	ALUPOTA	06	41	53	80	35	00	543.0	Kalu	12	12	12	12	12	12
M015	AMBAWELA	06	53	29	80	47	47	1,828.0	Mahaweli	11	11	12	12		
M021	ANGAMEDILLA	07	51	33	80	54	15	70.0	Mahaweli	12	11	12	12	12	12
M023	ANNRFIELD	06	52	27	80	37	59	1,311.0	Kelani	12	10	12	12	12	
M031	ARDLENEA	06	57	25	80	29	21	457.0	Kelani						
M038	BADULLA	06	59	27	81	03	15	677.0	Mahaweli	12	11	12	12	12	12
M040	BAKAMUNA	07	46	54	80	48	27	137.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12
M041	BALANGODA	06	39	08	80	41	46	549.0	Walawe	12	11	12	12	12	12
M059	BLACKWATER	07	00	13	80	29	42	671.0	Mahaweli						
M060	BLACKWOOD ESTATE	06	45	41	80	55	33	1,158.0	Walawe						
M068	CALEDONIA	06	54	04	80	42	25	1,301.0	Mahaweli						
M069	CAMPION	06	46	48	80	41	47	1,524.0	Kelani	12	12	12	12	12	
M096	DELWITA ESTATE	07	31	37	80	31	12	149.0	Deduru	12	12	12	12	12	12
M100	DETANAGALA	06	44	29	80	41	04	1,024.0	Walawe	12	12	12	12	11	12
M103	DIGALLE ESTATE	06	57	31	80	17	46	122.0	Kelani	4	0	11	12	12	12
M107	DIYATALAWA	06	49	07	80	57	29	1,256.0	Mahaweli	12	12	11	11	8	12
M115	DUNEDIN	07	02	32	80	16	07	122.0	Kelani	11	12	12	12	12	12
M117	DYRAABE ESTATE	06	53	36	80	56	22	1,219.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12
M120	EHELIYAGODA	06	51	12	80	16	35	225.0	Kalu	12	12	12	12	12	12
M126	ELKADUWA	07	25	14	80	41	09	853.0	Mahaweli	12	11	11	9	12	12
M146	GALPHELA	07	21	13	80	42	14	701.0	Mahaweli	12	12	11	10	10	11
M174	HAPUGASTENNA	06	43	36	80	30	22	594.0	Kalu	12	12	12	12	12	12
M180	HELBODA NORTH	07	05	49	80	40	48	1,494.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	4
M186	HINGURAKODA AGR.	08	03	13	80	56	57	70.0	Mahaweli	12	12	12	5	9	12
M190	HOLMWOOD ESTATE	06	51	15	80	42	37	1,585.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	
M191	HOPE ESTATE	07	06	31	80	44	20	1,356.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	11
M205	JLLUKKUMBURA	07	31	41	80	45	00	1,219.0	Mahaweli	12	10	12	12	12	12
M209	INGOYA ESTATE	07	00	35	80	25	51	305.0	Kelani						
M219	KADUGANNAWA	07	15	26	80	20	58	518.0	Maha						
M223	KAL BAR	08	16	04	81	16	04	12.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12
M238	KANDAKETIYA	07	10	20	81	00	25	122.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12
M263	KEENAKELLE	07	03	10	81	00	52	1,177.0	Mahaweli	9	12	12	12	12	12
M270	KRNILWORTH	06	59	37	80	28	30	762.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12
M280	KIRIKLEES ESTATE	06	59	13	80	56	03	1,433.0	Mahaweli	11	11	12	12	12	12
M283	KOBANELLA	07	21	15	80	50	21	1,372.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12
M309	LEGERWATTA ESTATE	07	01	49	80	00	38	1,219.0	Mahaweli	12	11	12	12	12	12
M313	LIDDESLE ESTATE	07	01	47	80	51	12	509.0	Mahaweli	12	12	12	12	11	12
M314	LIMYAGALA ESTATE	06	55	57	80	21	41	259.0	Kelani	12	9	8			
M317	LOWER SPRING VALLEY	06	55	21	81	05	51	1,113.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12
M328	MAHADOWA ESTATE	07	03	37	80	38	34	1,390.0	Mahaweli	12	11	10	12	12	12
M337	MAHAWELATENNA	06	35	31	80	44	44	549.0	Walawe						
M377	MILLAWANA	07	39	44	80	33	08	183.0	Deduru	12	12	12	12	12	12
M382	MINNERIYA TANK	08	02	33	80	53	36	95.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12
M410	NANU OYA	06	56	35	80	44	25	1,628.0	Mahaweli						
M419	NAWALAPITIYA	07	03	48	80	31	31	1,158.0	Mahaweli	11	12	12	10	12	12
M423	NEW FOREST	07	08	53	80	40	34	1,067.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12
M430	NORTON BRIDGE	06	54	56	80	31	06	893.0	Kelani	12	12	12	12	12	12
M431	NORWOOD	06	50	38	80	35	59	1,122.0	Kelani						
M433	NUWARA ERIYA MET STATION	06	58	31	80	46	10	1,895.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	
M435	OHIYA FOREST	06	49	12	80	50	22	1,774.0	Mahaweli						
M440	OONAGALLA ESTATE	07	02	15	80	35	49	1,219.0	Mahaweli						
M470	PATHIGAMA ESTATE	07	10	04	80	41	52	1,067.0	Mahaweli						
M475	PERADENIYA GARDENS	07	16	15	80	35	28	469.0	Mahaweli	11	12	2	12	10	12
M610	WRIYAPOLA	07	27	47	80	37	37	365.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12
M612	WATAGODG	06	58	01	80	38	57	1,910.0	Mahaweli						
M614	WATAWALA	06	57	43	80	31	22	960.0	Mahaweli	9					
M620	WELIMADA GROUP	06	54	26	80	53	48	1,155.0	Mahaweli	12	11	12	12	12	12
M626	WEWLITALAWA	07	03	14	80	22	57		Kelani	12	12	12	12	12	12
M627	WEWESSE ESTATE	06	58	08	81	06	18	914.0	Mahaweli	12	12	12	12	11	12
M628	WIHARAGAMA ESTATE	07	29	48	80	38	31	1,067.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12
M631	WOODSIDE ESTATE	07	15	52	80	49	39	1,067.0	Mahaweli	12	12	12	12	12	12
0105	DERANIYAGALA	06	55	30	80	20	15	82.0	Kelani	12	12	12			
0106	KITULUGALA	06	59	30	80	24	45	56.0	Kelani	12	12	12			
0107	MOUSAKELLE	06	50	15	80	33	00	1,158.0	Kelani						

[Note] 12: Complete months of records 1 to 11: Number (1 to 11) of comp



**Table 2 Selected Gauging Stations in and around the Target River Basin**

Station Code	Station Name	Latitude	Longitude	Elevation	River Basin
<b>Kelani and Walawe River Basin</b>					
M008	ALUPOTA	06-41-53N	80-35-00E	543	Kalu
M023	ANNEFIELD	06-52-27N	80-37-59E	1,311	Kelani
M031	ARDLENEA	06-57-25N	80-29-21E	457	Kelani
M041	BALANGODA	06-39-08N	80-41-46E	549	Walawe
M069	CAMPION	06-46-48N	80-41-47E	1,524	Kelani
M100	DETANAGALA	06-44-29N	80-41-04E	1,024	Walawe
M103	DIGALLE ESTATE	06-57-31N	80-17-46E	122	Kelani
M115	DUNEDIN	07-02-32N	80-16-07E	122	Kelani
M174	HAPUGASTENNA	06-43-36N	80-30-22E	594	Kalu
M209	INGOYA ESTATE	07-00-35N	80-25-51E	305	Kelani
M430	NORTON BRIDGE	06-54-56N	80-31-06E	803	Kelani
M431	NORWOOD	06-50-38N	80-35-59E	1,122	Kelani
M626	WEWLITALAWA	07-03-14N	80-22-57E	-	Kelani
<b>Mahaweli River Basin</b>					
M001	ABERGELDIE	06-55-06N	80-33-49E	1,097	Mahaweli
M015	AMBAWELA	06-53-29N	80-47-47E	1,828	Mahaweli
M180	HELBODA NORTH	07-05-49N	80-40-48E	1,494	Mahaweli
M190	HOLMWOOD ESTATE	06-51-15N	80-42-37E	1,585	Mahaweli
M191	HOPE ESTATE	07-06-31N	80-44-20E	1,356	Mahaweli
M433	NUWARA ELIYA	06-58-51N	80-46-10E	1,895	Mahaweli
M470	PATHIGAMA ESTATE	07-10-04N	80-41-52E	1,067	Mahaweli
M475	PERADENIYA GARDENS	07-16-15N	80-35-28E	465	Mahaweli
M614	WATAWLA	06-57-43N	80-31-22E	960	Mahaweli
M631	WOODSUDE ESTATE	07-15-52N	80-49-39E	1,067	Mahaweli
M038	BADULLA	06-59-27N	81-03-15E	677	Mahaweli
M107	DIYATALAWA	06-49-07N	80-57-29E	1,256	Mahaweli
M238	KANDAKETIYA	07-10-20N	81-00-25E	122	Mahaweli
M263	KEENAKELLE	07-03-10N	81-00-52	1,177	Mahaweli
M280	KIRKLESS ESTATE	06-59-13N	80-56-03E	1,433	Mahaweli
M313	LIDDESLE	07-01-47N	80-51-12E	509	Mahaweli
M317	LOWER SPRING VALLEY	06-55-21N	81-05-51E	1,113	Mahaweli
M328	MAHADOWA ESTATE	07-03-37N	80-38-34E	1,390	Mahaweli
M620	WELIMADA GROUP	06-54-26N	80-53-48E	1,155	Mahaweli
M021	ANGAMEDILLA	07-51-33N	80-54-15E	70	Mahaweli
M040	BAKAMUNA	07-46-54N	80-48-27E	137	Mahaweli
M096	DELWITA ESTATE	07-31-37N	80-31-12E	149	Deduru
M146	GALPHELA	07-21-13N	80-42-14E	701	Mahaweli
M186	HINGURAKGODA	08-03-13N	80-56-57E	70	Mahaweli
M205	ILLUKKUMBURA	07-31-41N	80-45-00E	1,219	Mahaweli
M283	KOBANELLA	07-21-15N	80-50-21E	1,372	Mahaweli
M377	MILLAWANA	07-39-44N	80-33-08E	183	Deduru
M382	MINNERIYA TANK	08-02-33N	80-02-36E	95	Mahaweli
M628	WIHARAGAMA ESTATE	07-29-48N	80-38-31E	1,067	Mahaweli

**Table 3 Results of Frequency Analysis of 2-days Rainfall (1/2)**

Data Type : 2-days Toatal Rainfall

STATION : Intake Site D

STREAM : Kelani Ganga

RIVER SYSTEM : Kelani RS

KIND OF RECORD : PEAK DISCHRG IN EACH YEAR

PERIOD : Oct.1950 to Sep.2001

RETURN PERIOD	PROBABILITY	HAZEN	Log-Pearson III	GUMBEL
1.01	0.9901	59	60	49
1.5	0.6667	130	127	128
2	0.5000	154	151	153
5	0.2000	212	211	215
10	0.1000	250	252	256
20	0.0500	284	291	296
30	0.0333	304	314	319
40	0.0250	318	330	335
50	0.0200	328	342	347
80	0.0125	350	369	373
100	0.0100	360	382	385
200	0.0050	392	422	423
1000	0.0010	465	518	512
10000	0.0001	568	666	638

Data Type : 2-days Toatal Rainfall

STATION : Intake Site E

STREAM : Maskeli Oya

RIVER SYSTEM : Kelani RS

KIND OF RECORD : PEAK DISCHRG IN EACH YEAR

PERIOD : Oct.1950 to Sep.2001

RETURN PERIOD	PROBABILITY	HAZEN	Log-Pearson III	GUMBEL
1.01	0.9901	69	70	61
1.5	0.6667	148	143	144
2	0.5000	173	169	170
5	0.2000	234	232	236
10	0.1000	272	274	279
20	0.0500	306	315	321
30	0.0333	326	338	344
40	0.0250	339	355	361
50	0.0200	350	367	374
80	0.0125	371	395	402
100	0.0100	381	408	415
200	0.0050	412	448	455
1000	0.0010	481	544	548
10000	0.0001	577	691	681

**Table 4 Results of Frequency Analysis of 2-days Rainfall (2/2)**

Data Type : 2-days Toatal Rainfall

STATION : Weir Site

STREAM : Kehelgamu Oya

RIVER SYSTEM : Kelani RS

KIND OF RECORD : PEAK DISCHRG IN EACH YEAR

PERIOD : Oct.1950 to Sep.2001

RETURN PERIOD	PROBABILITY	HAZEN	Log-Pearson III	GUMBEL
1.01	0.9901	57	59	45
1.5	0.6667	120	120	120
2	0.5000	143	141	144
5	0.2000	199	197	203
10	0.1000	237	236	243
20	0.0500	274	274	280
30	0.0333	295	296	302
40	0.0250	310	312	317
50	0.0200	322	324	329
80	0.0125	346	351	354
100	0.0100	358	363	366
200	0.0050	395	404	402
1000	0.0010	484	503	486
10000	0.0001	621	660	607

**Table 5 Results of Frequency Analysis of Peak Discharge**

Data Type : Runoff Discharge

STATION : Kitukugala GS

STREAM : Kelani Ganga

RIVER SYSTEM : Kelani RS

DRAINAGE AREA : 388km<sup>2</sup>

KIND OF RECORD : PEAK DISCHARGE IN EACH YEAR

PERIOD : Oct.1950 to Sep.1985

RETURN PERIOD	PROBABILITY	HAZEN	Log-Pearson III	GUMBEL
1.01	0.9901	235	235	119
1.5	0.6667	592	570	572
2	0.5000	720	696	718
5	0.2000	1,039	1,030	1,075
10	0.1000	1,249	1,263	1,312
20	0.0500	1,449	1,496	1,540
30	0.0333	1,563	1,634	1,671
40	0.0250	1,643	1,732	1,763
50	0.0200	1,704	1,810	1,834
80	0.0125	1,833	1,975	1,984
100	0.0100	1,894	2,054	2,055
200	0.0050	2,083	2,307	2,274
1000	0.0010	2,520	2,931	2,783
10000	0.0001	3,150	3,927	3,510

**Table 6 Monthly Flood Peaks in Kelani Ganga at Kitulugala Gauging Station**

<b>Year</b>	<b>Jan</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Apr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Aug</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dec</b>
1985	41	41	43	66	880	844	925	210	210	306	470	181
1986	78	180	35	52	53	142	113	264	188	268	70	36
1987	29	29	41	40	47	171	51	211	57	105	100	66
1988	33	27	34	130	565	174	481	808	105	68	116	36
1989	32	32	34	52	1,936	1,646	727	251	226	169	186	123
1990	50	37	46	41	704	127	113	158	25	54	247	45
1991	47	59	57	47	37	122	158	105	84	278	96	46
1992	50	39	41	41	57	886	832	398	158	626	374	113
1993	43	45	44	42	247	853	234	142	68	577	101	71
1994	33	41	31	31	75	77	413	240	165	268	288	59
1995	48	41	47	68	174	704	139	136	260	727	195	44
1996	44	43	41	96	45	247	384	168	429	264	139	45
1997	43	46	51	92	57	70	310	67	337	192	195	101
1998	49	45	46	44	108	168	104	113	406	202	119	115
1999	61	34	34	150	762	441	55	100	113	139	47	37
2000	53	53	36	33	289	94	94	98	113	217	36	36
2001	36	70	17	30	63	47	228	56	142	94	59	37
2002	37	34	18	41	61	365	183	276	36	94	142	43

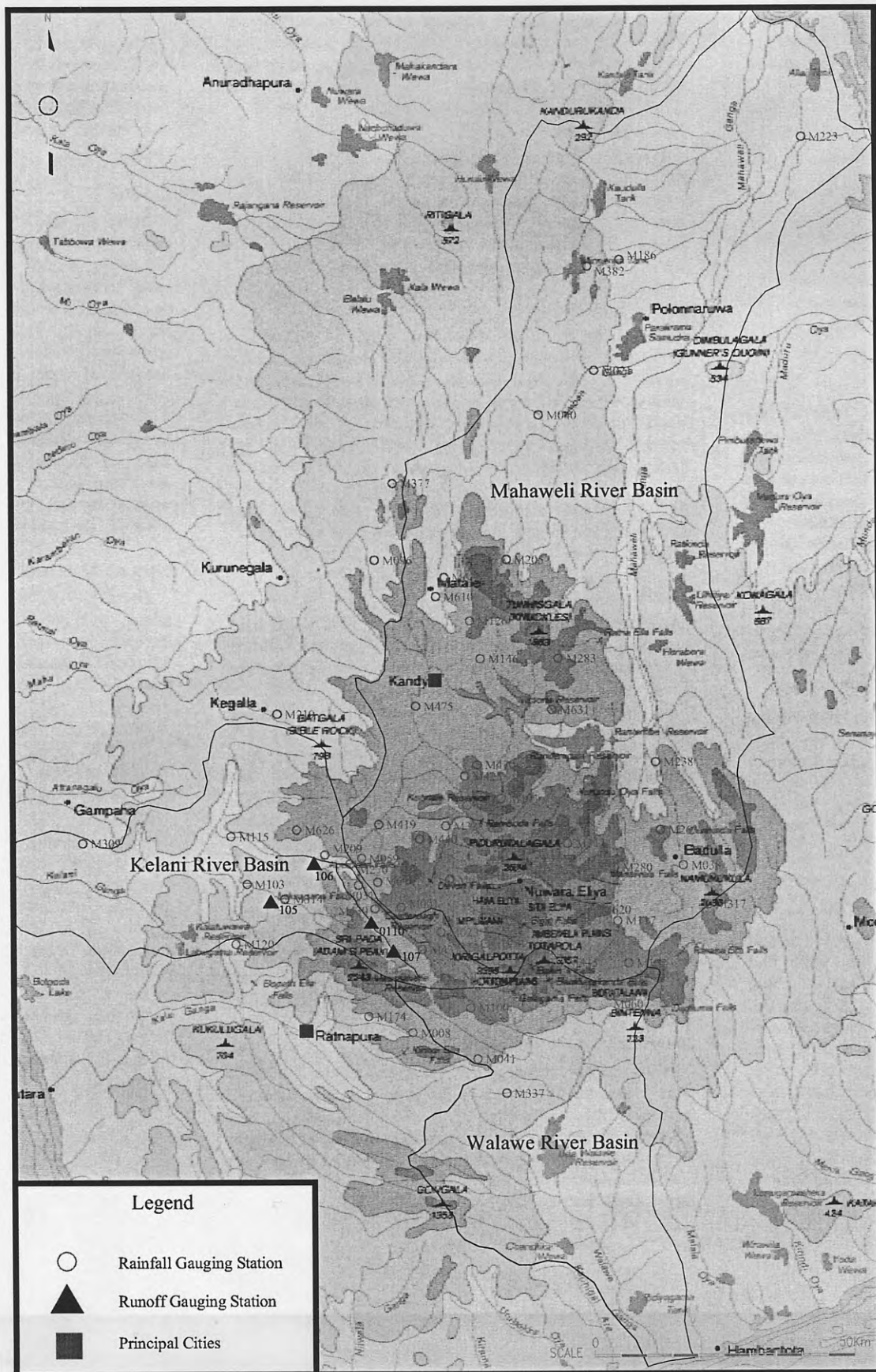


Figure 1 Location Map of Gauging Station

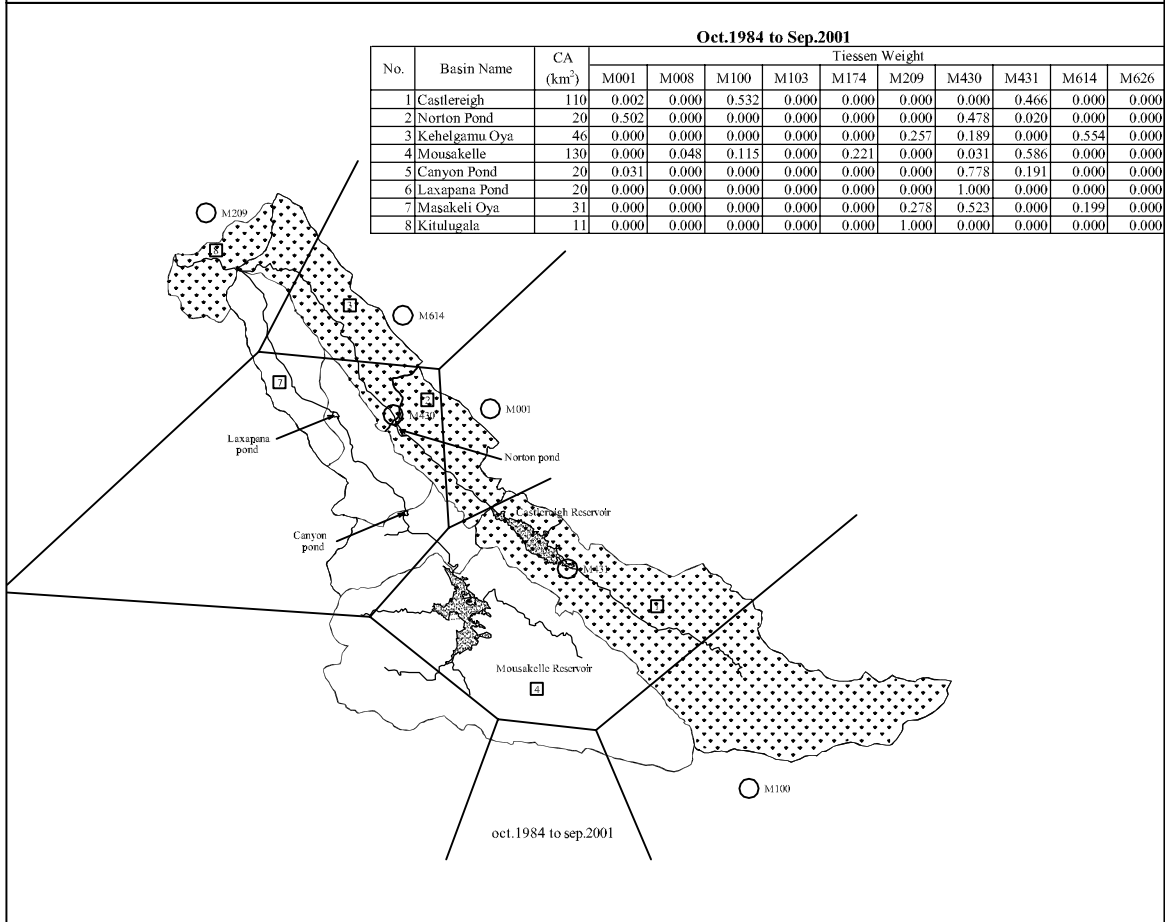
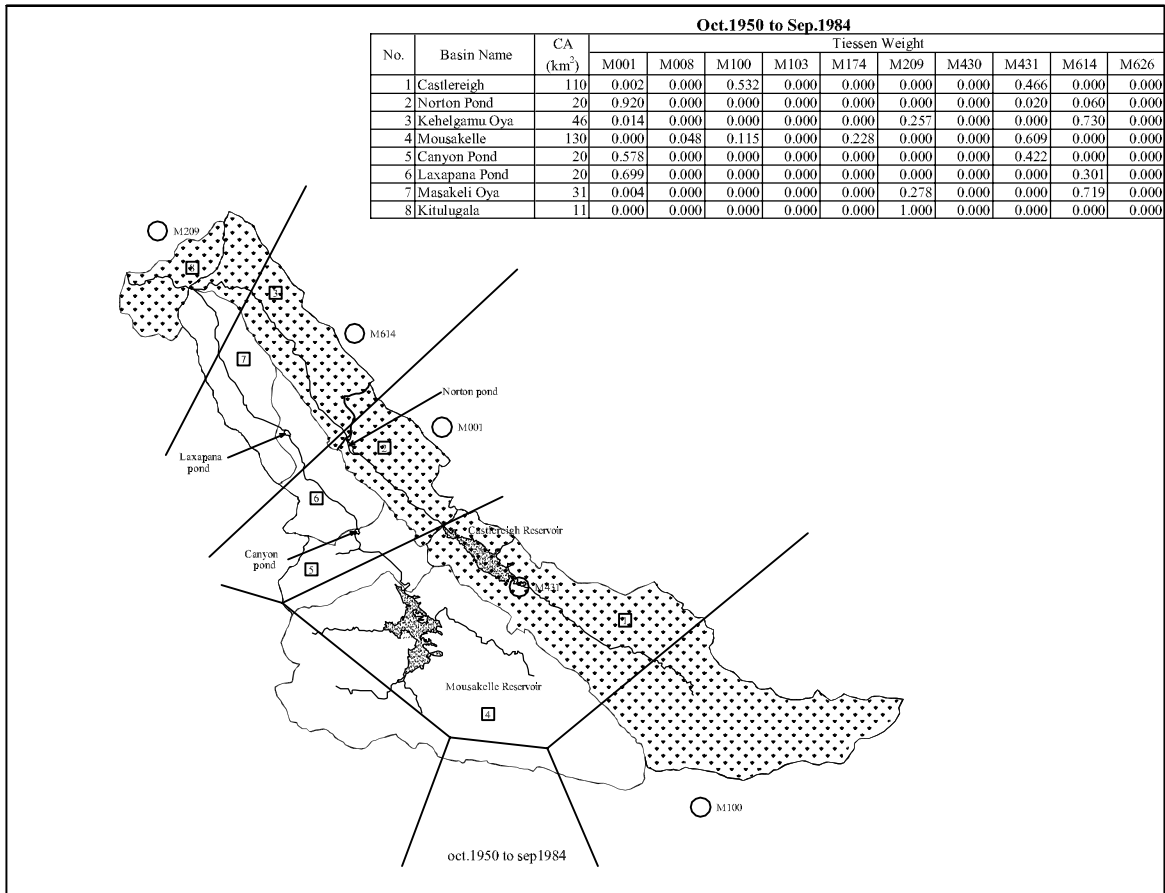


Figure 2 Thiessen Polygon in Kelani River Basin

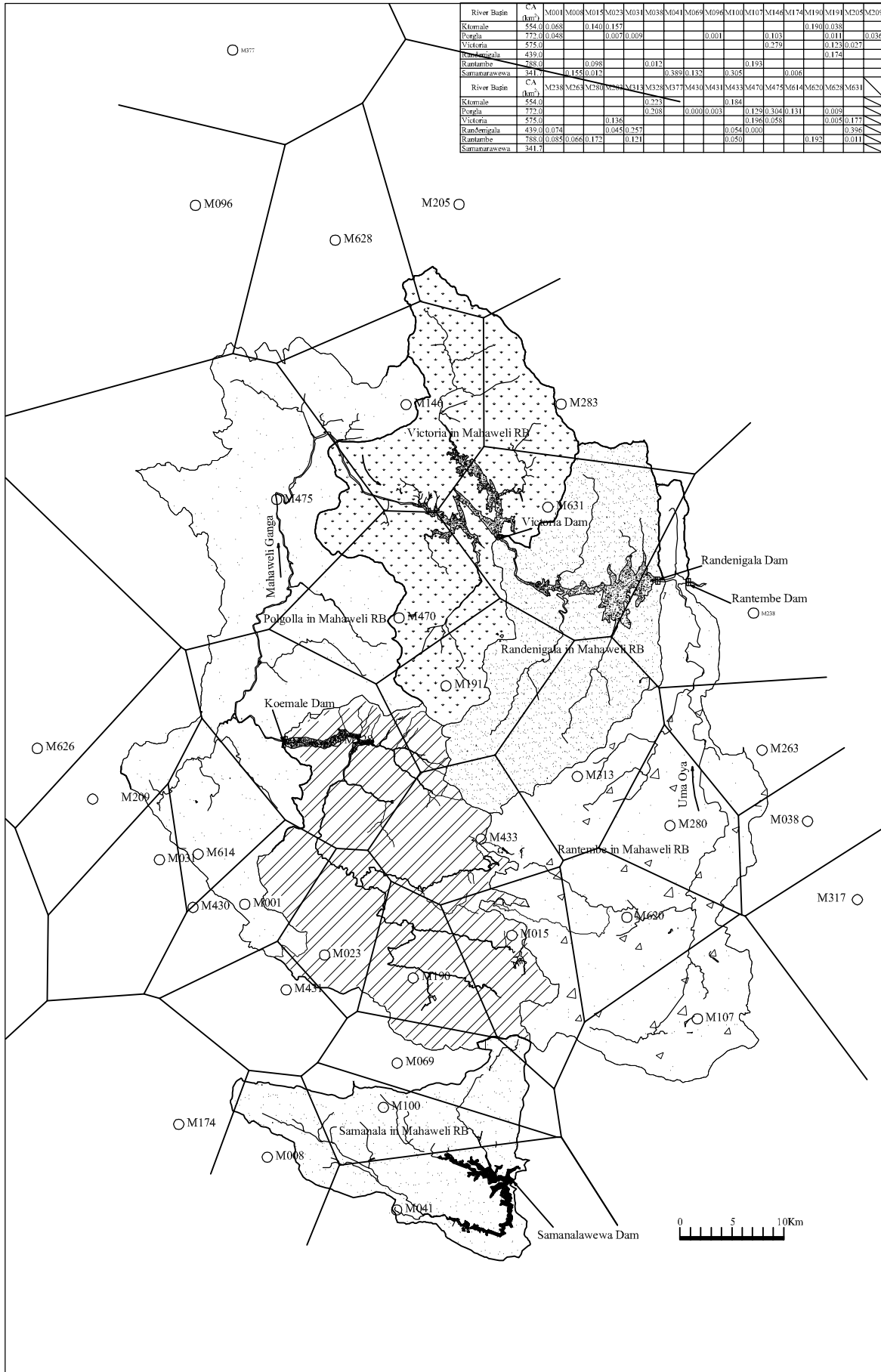
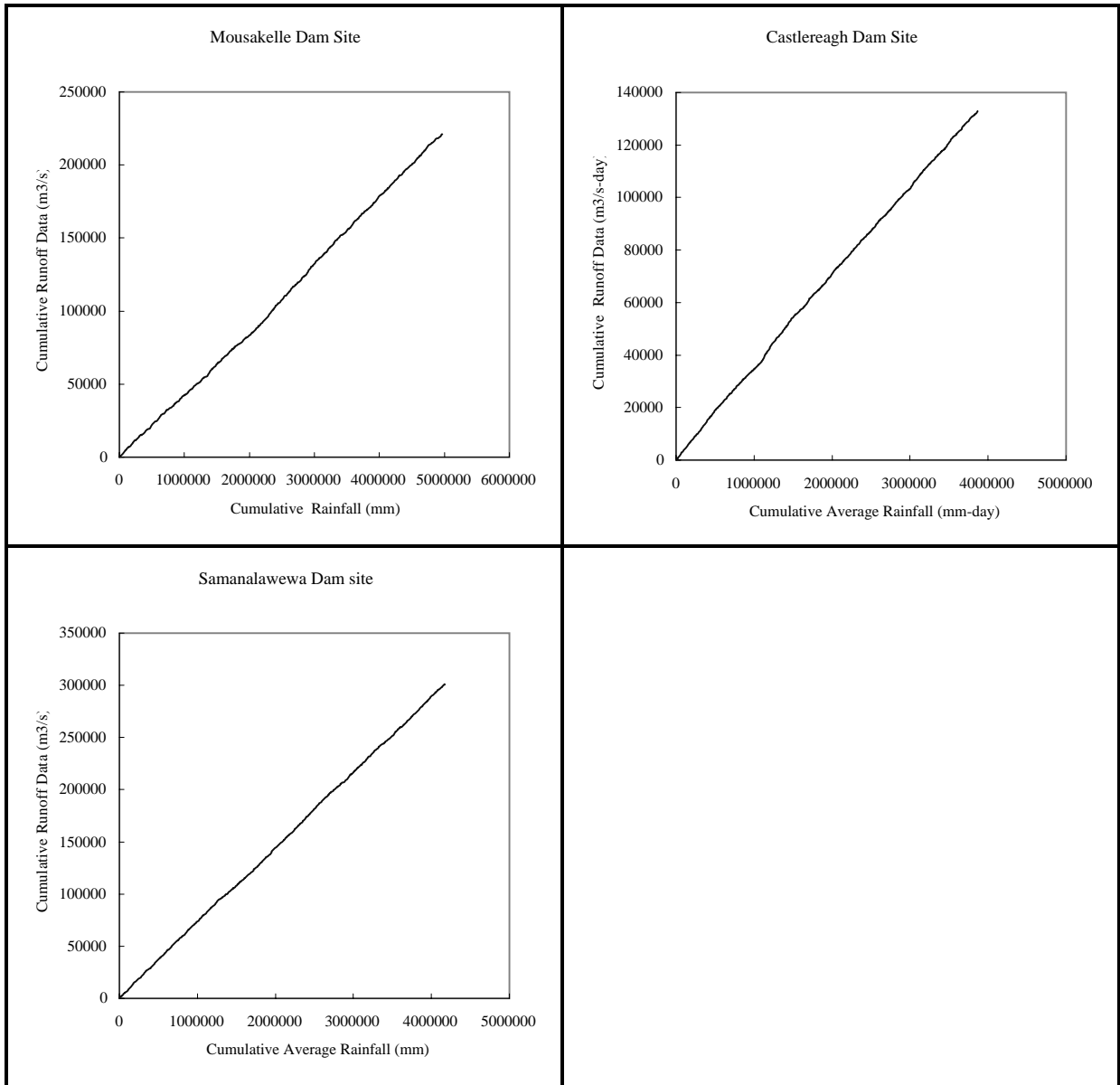
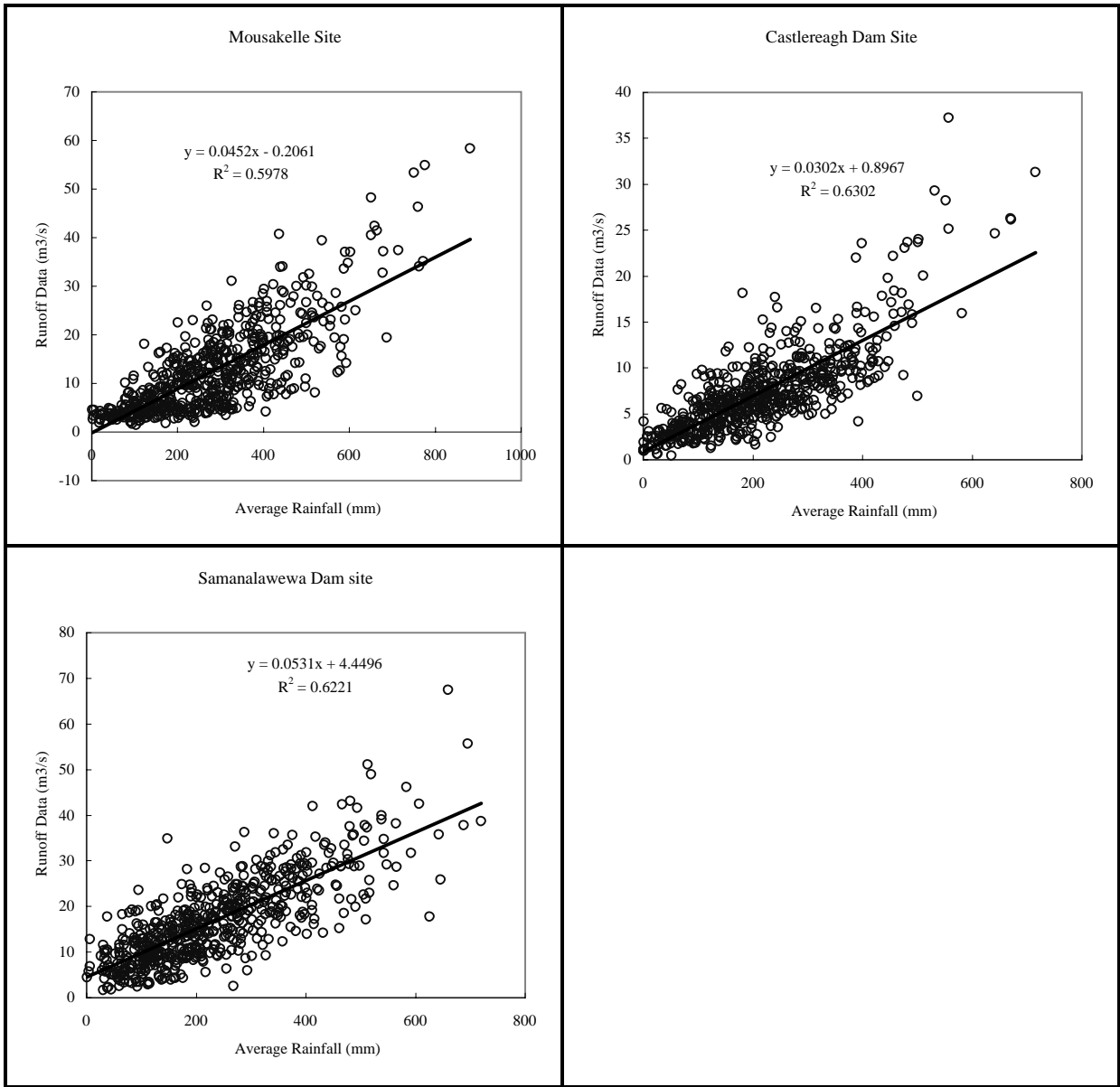


Figure 3 Tiessen Polygon in Mahaweli and Walawe River Basin





**Figure 4 Double Mass Curve Analysis in Kelani and Walawe River Basins**



**Figure 5 Correlation Analysis in Kelani and Walawe River Basins**

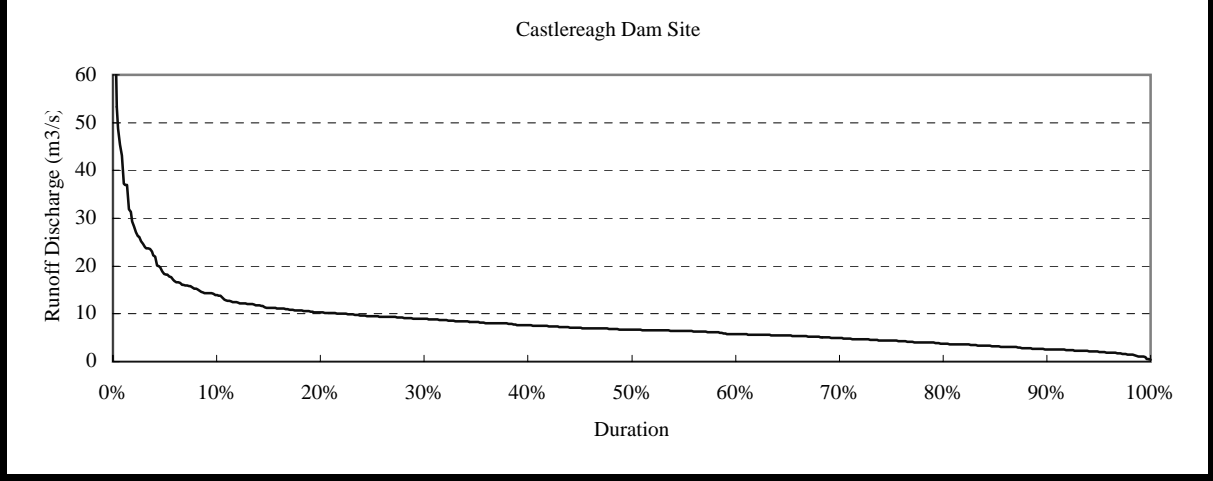
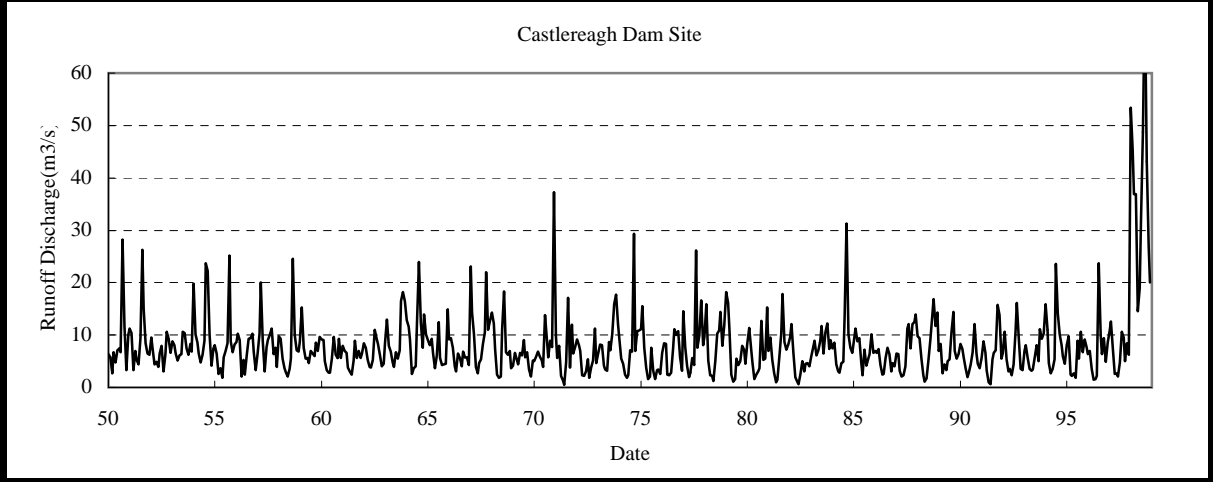
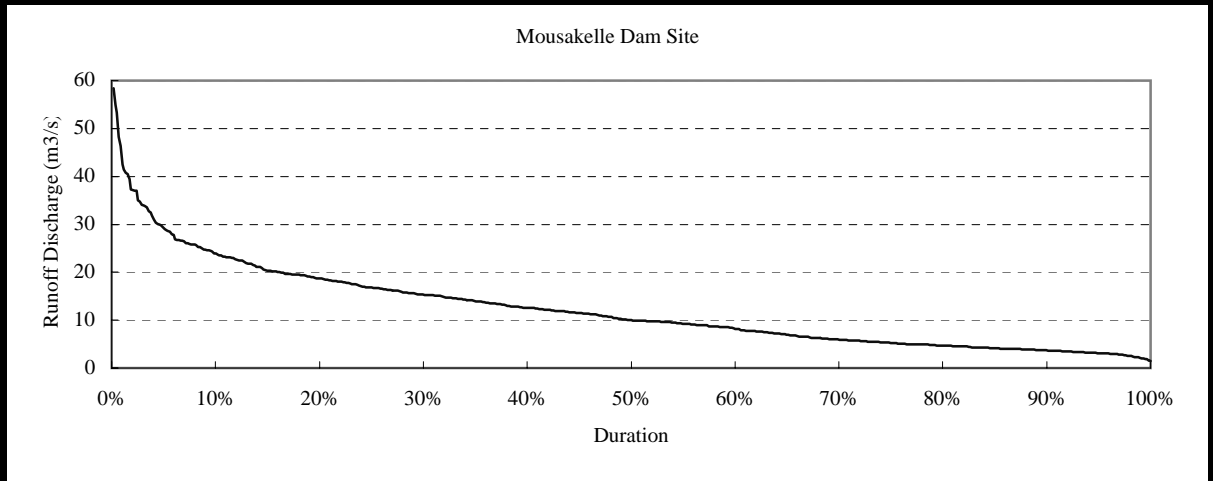
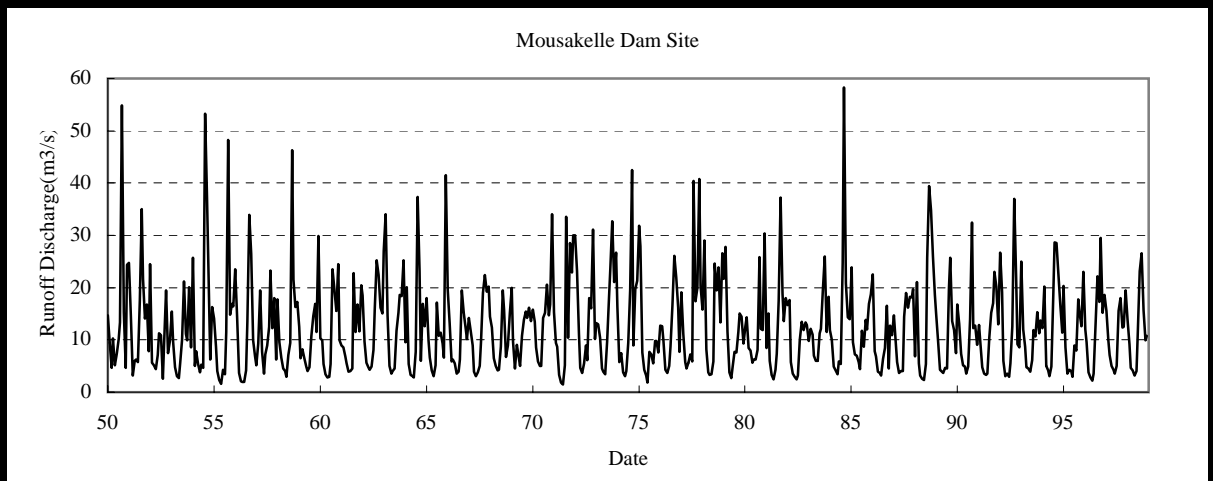
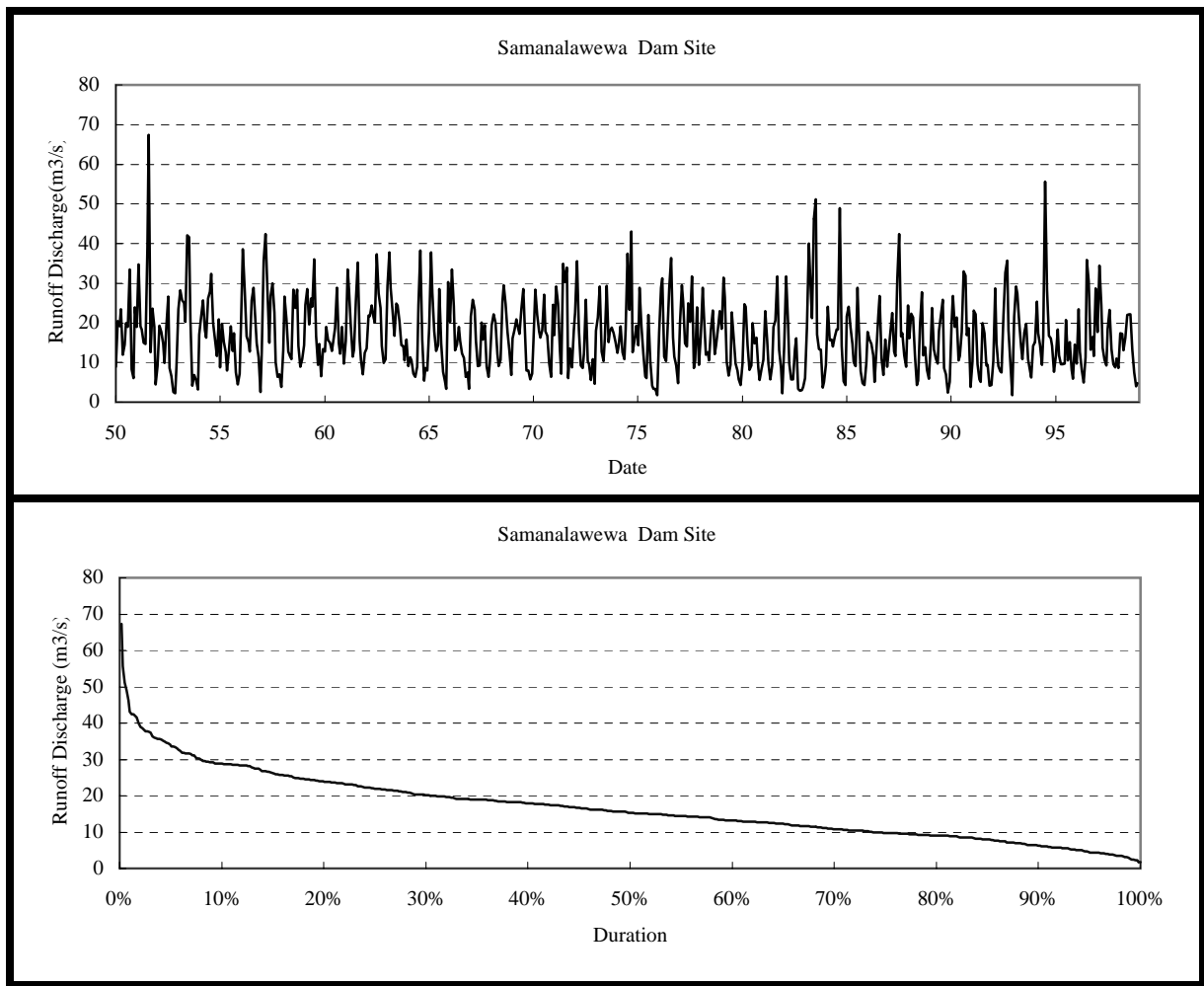
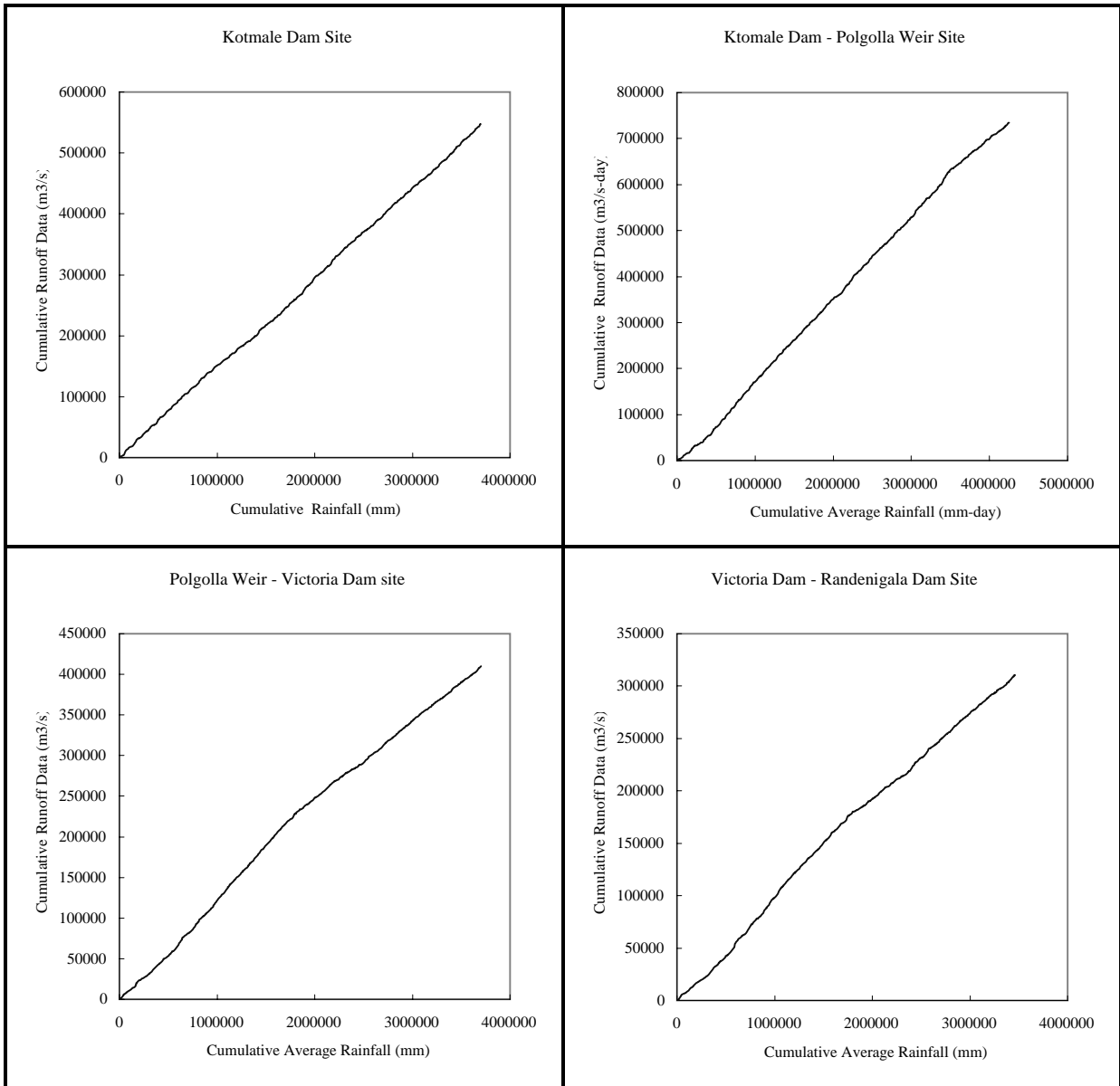


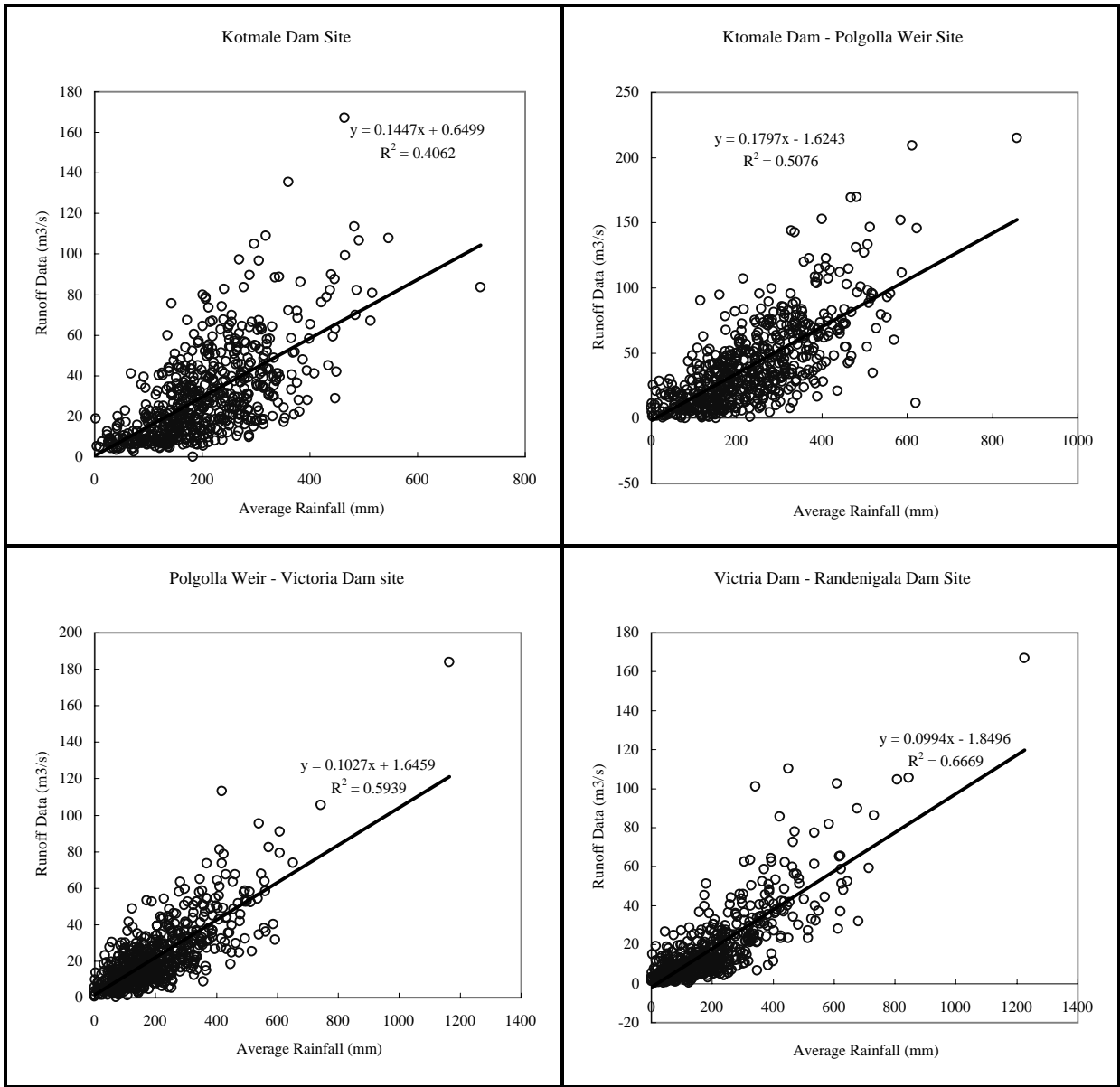
Figure 6 Hydrograph and Duration Curve in Kelan and Walale River Basins (1/2)



**Figure 7 Hydrograph and Duration Curve in Kelani and Walawe River Basins (2/2)**



**Figure 8 Double Mass Curve Analysis in Mahaweli River Basin**



**Figure 9 Correlation Analysis in Mahaweli River Basin**

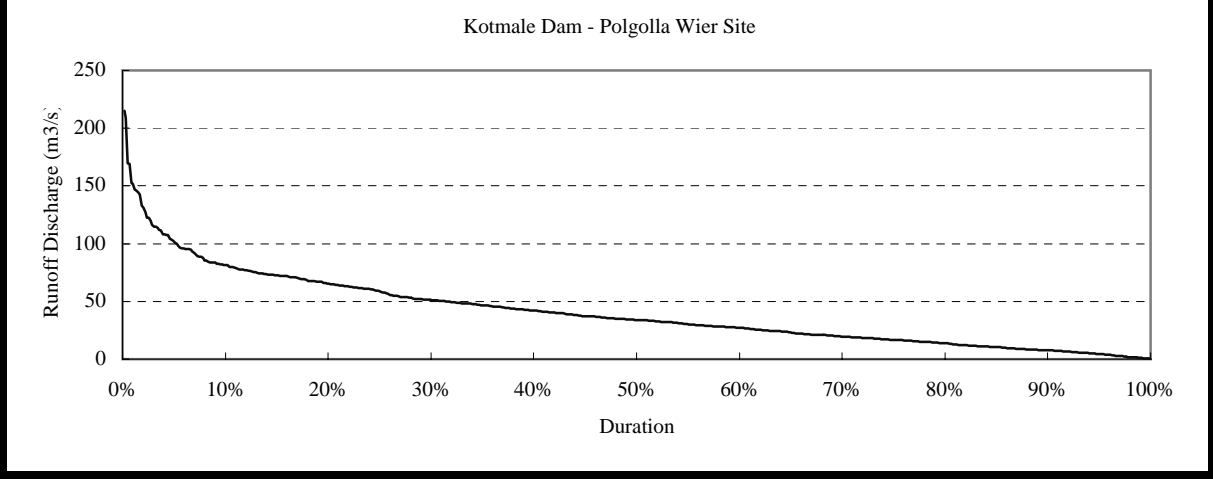
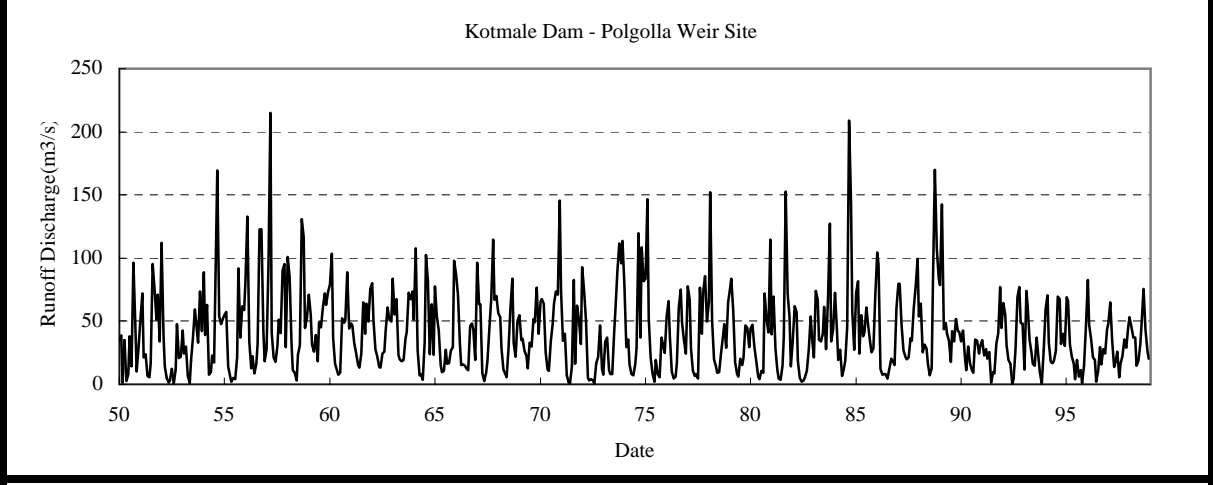
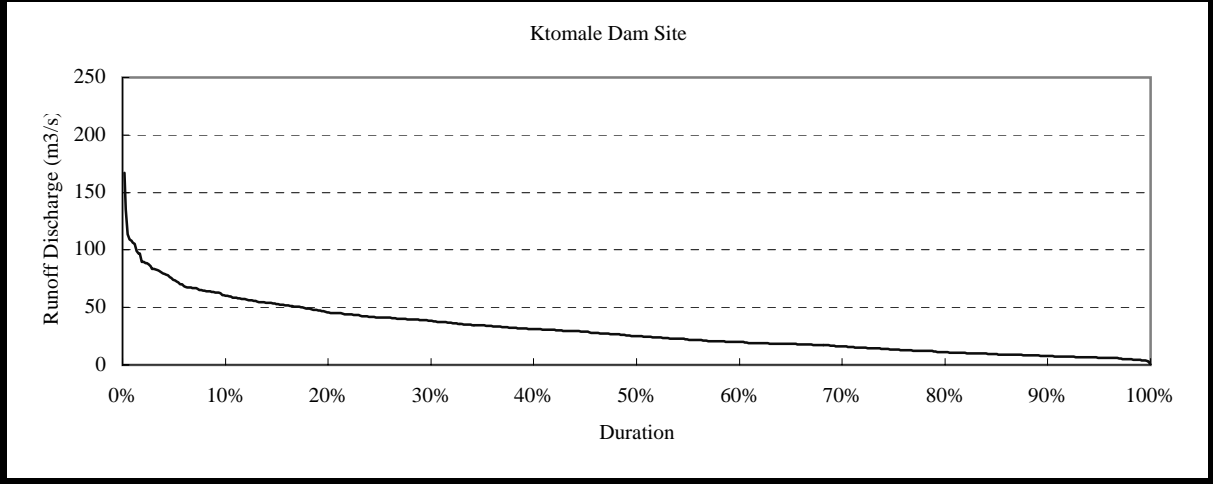
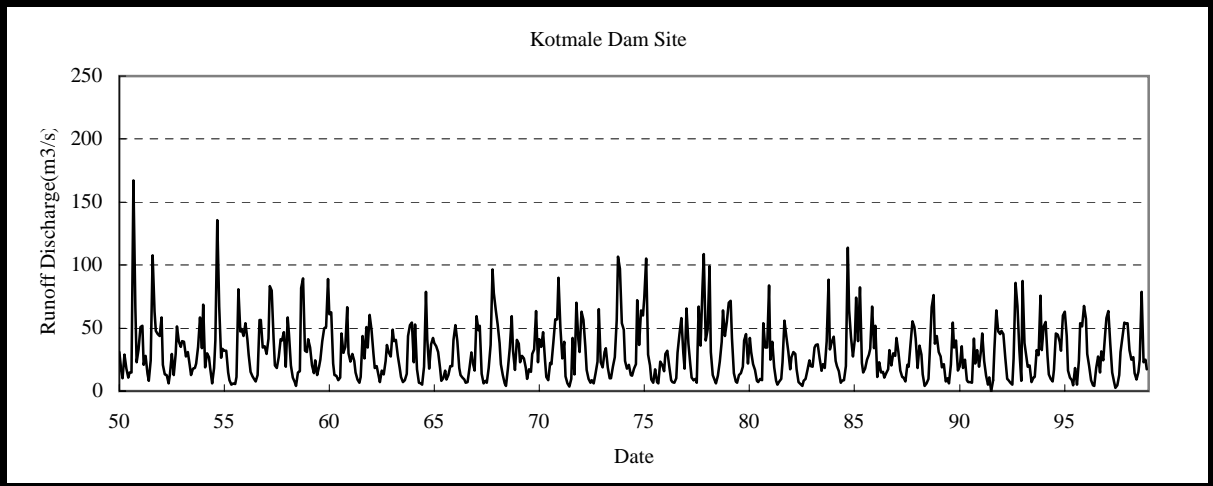
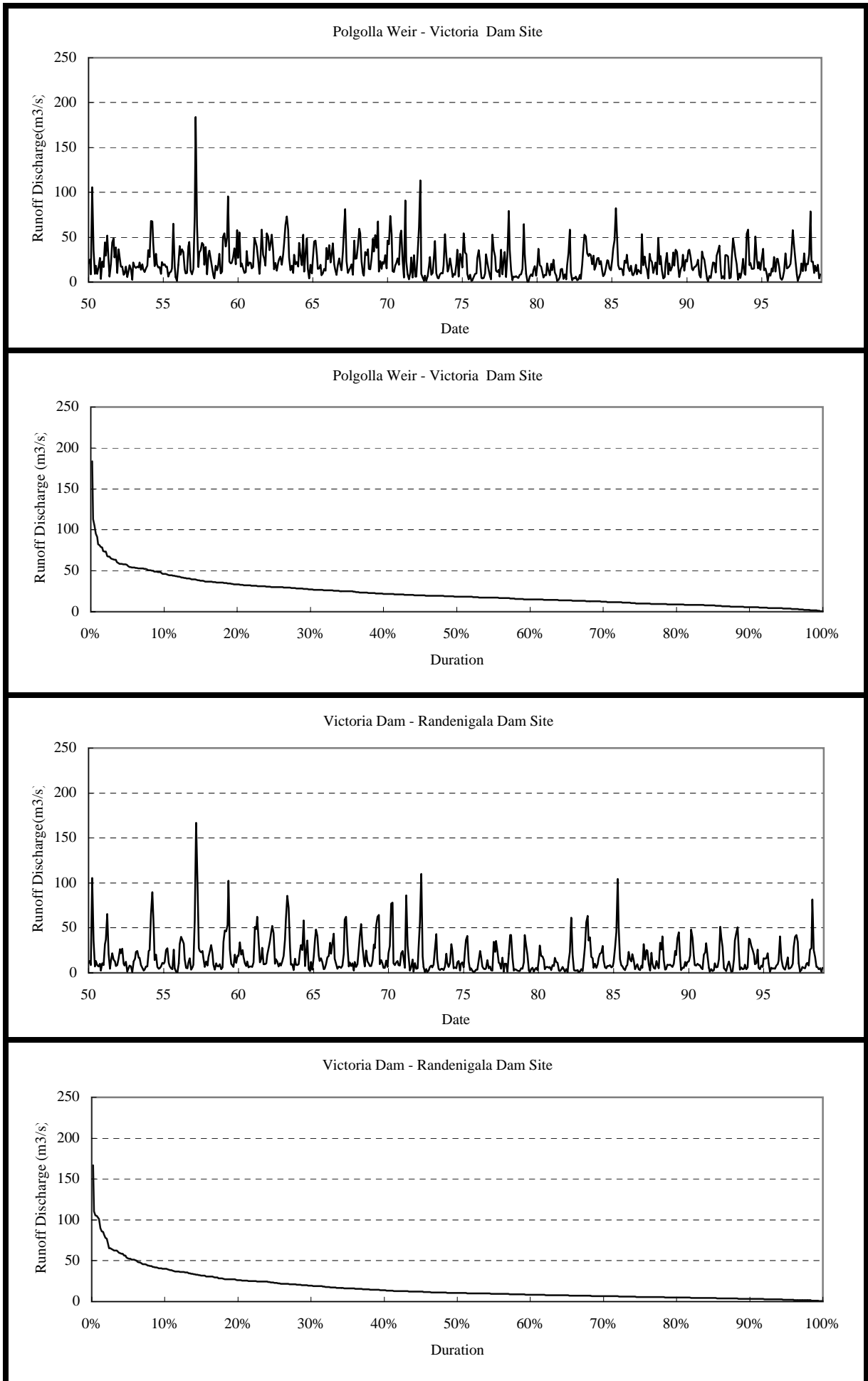


Figure 10 Hydrograph and Duration Curve in Mahaweli River Basin (1/2)



**Figure 11 Hydrograph and Duration Curve in Mahaweli River Basin (2/2)**



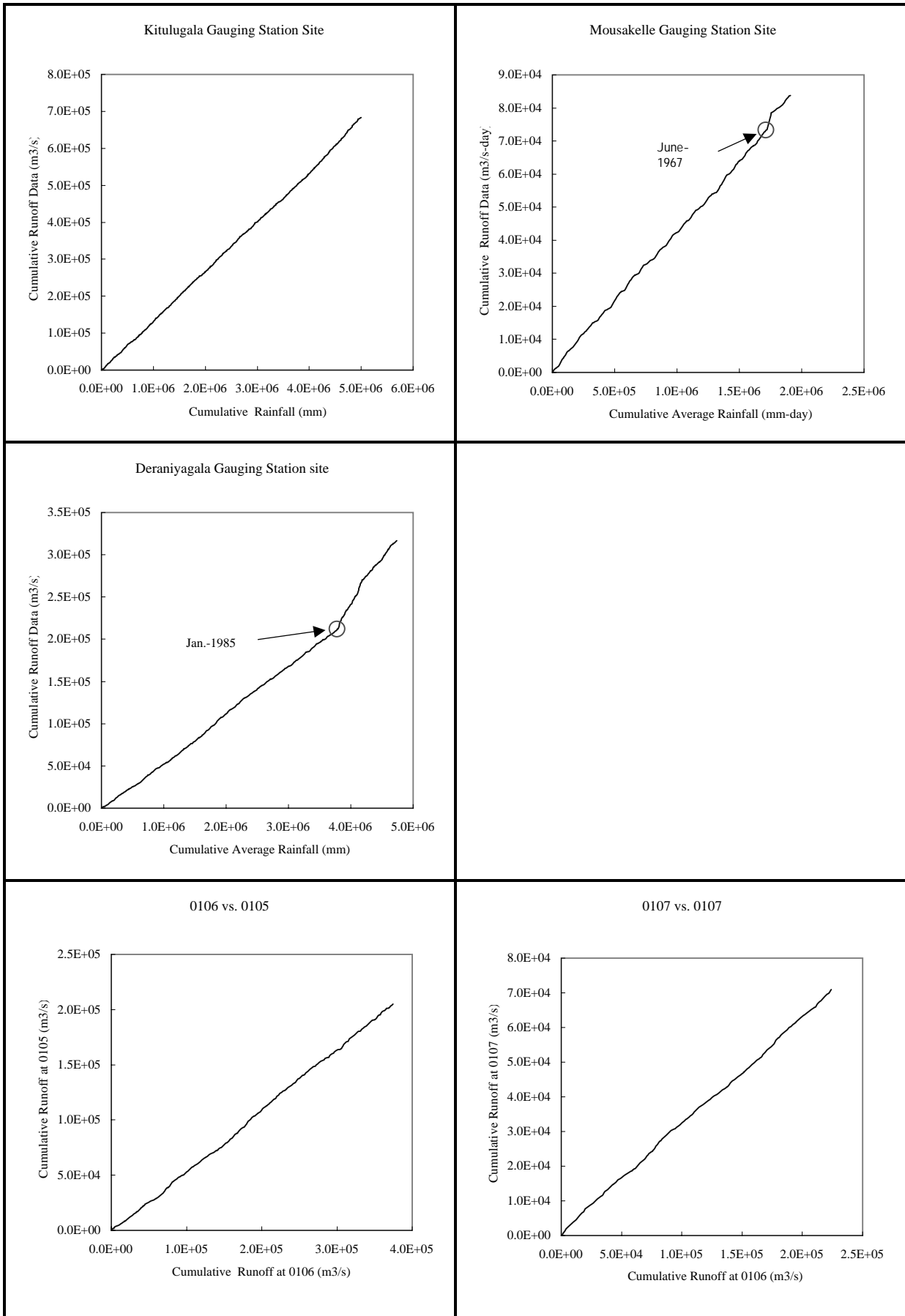


Figure 12 Double Mass Curve Analysis for Runoff Records in Kelani River Basin

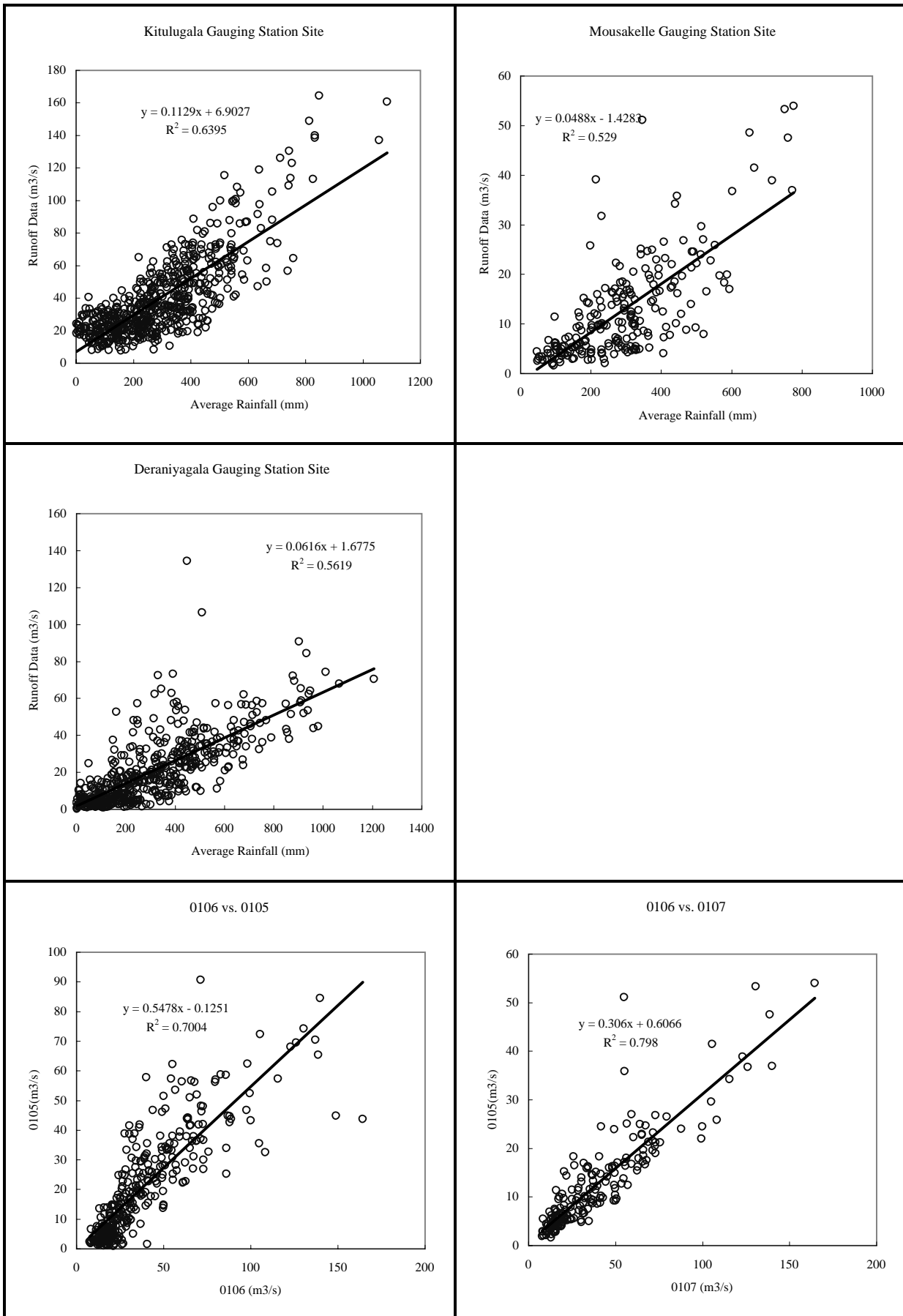
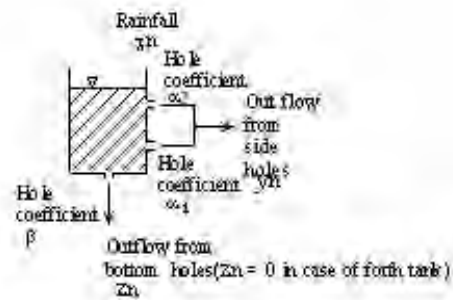
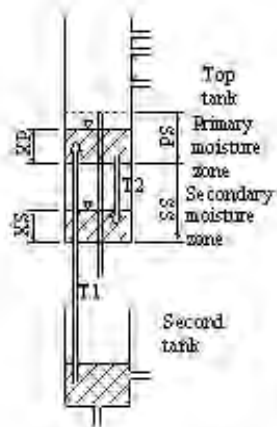


Figure 13 Correlation Analysis for Runoff Records in Kelani River Basin



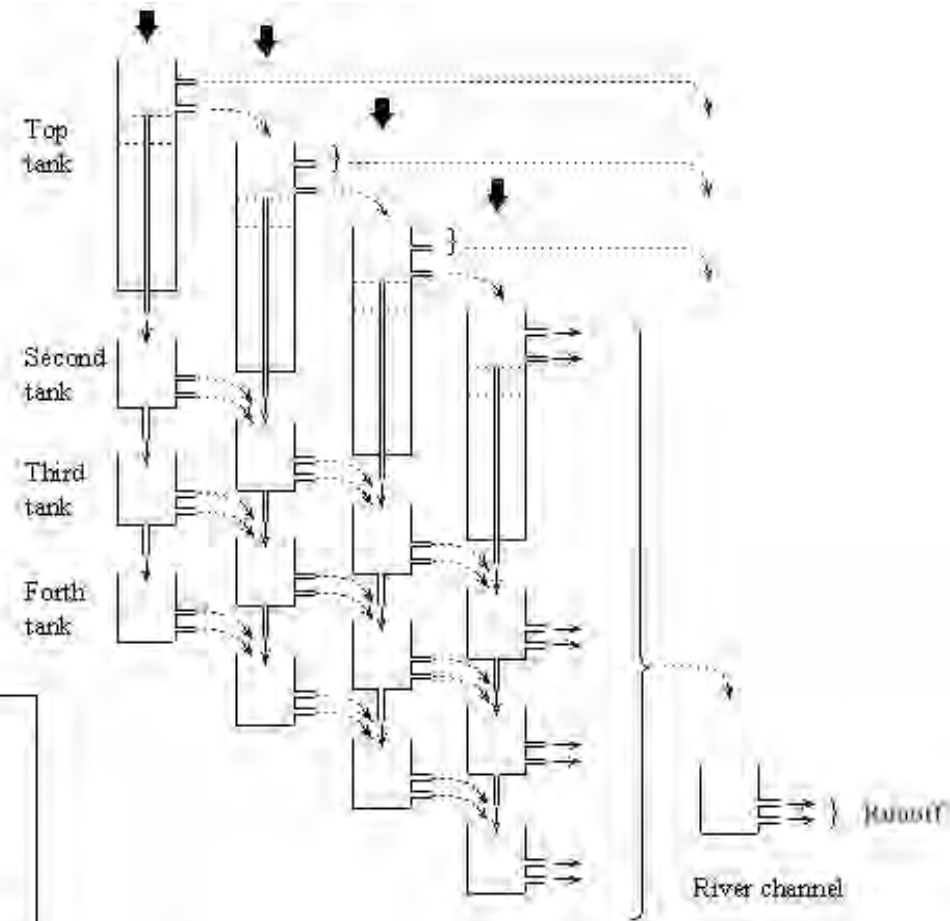
Tank model for Secondary to Forth Tanks



Parameters for Soil Moisture Model

- PS : Primary soil moisture capacity (= 150 mm)
- SS : Secondary soil moisture capacity (= 500 mm)
- XP : Primary soil moisture depth
- XS : Secondary soil moisture depth
- T1 : Transfer by capillary action from lower tanks  
 $T1 = TB \times (1 - \frac{XP}{PS})$  : TB = constant
- T2 : Transfer of moisture between primary and secondary zones  
 $T2 = TC \times (\frac{XP}{PS} - \frac{XS}{SS})$  : TC = constant

Soil Moisture Model for Top Tank



Structure of Composite Tank Model

**Figure 14 Outline of Tank Model Analysis**

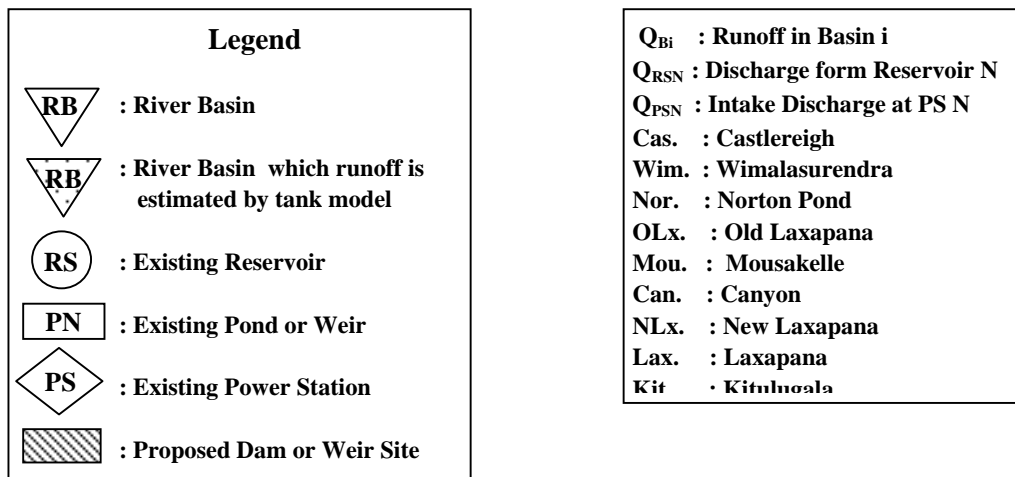
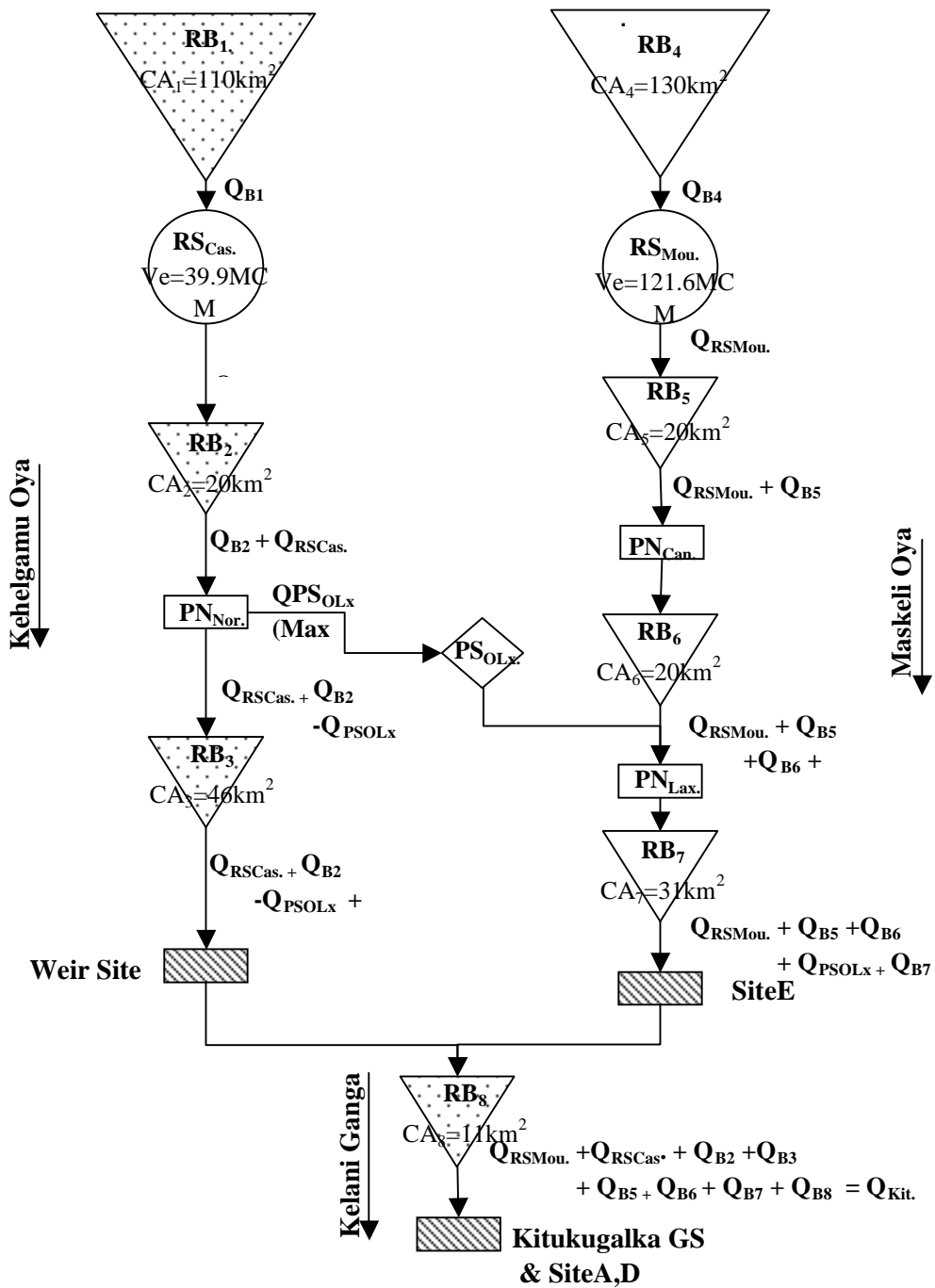
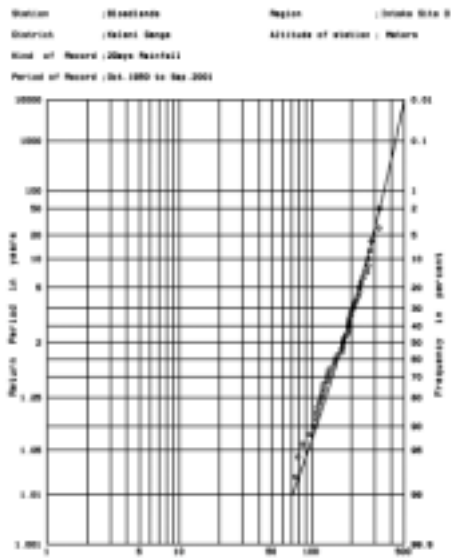
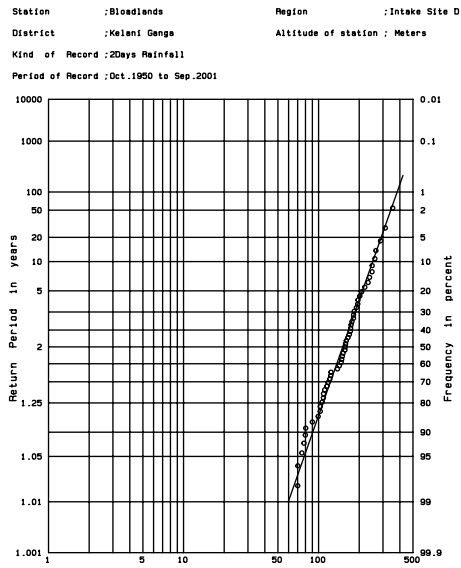


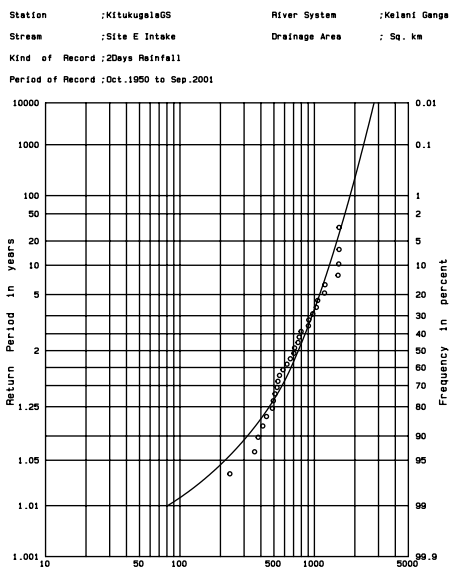
Figure 15 Schematic Diagram of Waterbalance Model in Kelani River Basin



**Hasen**



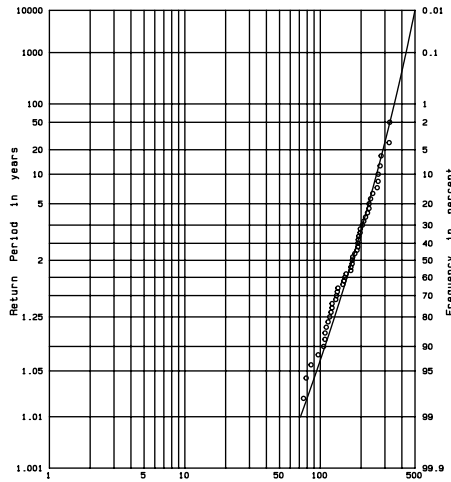
**Third Type of Pearson**



**Gumbel**

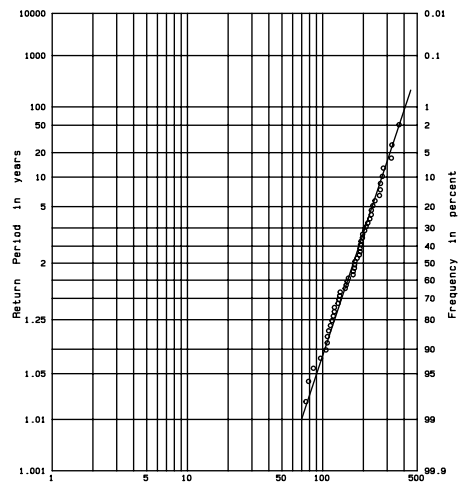
**Figure 16 Frequency Analysis of Historical Rainfall in damsite A, D**

Station :Bloodlands Region :Site E Intake  
 District :Masekeli Dya Altitude of station : Meters  
 Kind of Record :2Day RAINFALL  
 Period of Record :Oct.1950 to Sep.2001



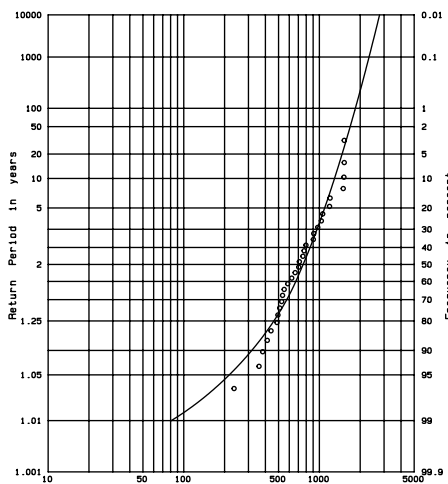
**Hasen**

Station :Bloodlands Region :Intake Site D  
 District :Kelani Ganga Altitude of station : Meters  
 Kind of Record :2Days RAINFALL  
 Period of Record :Oct.1950 to Sep.2001



**Third Type of Pearson**

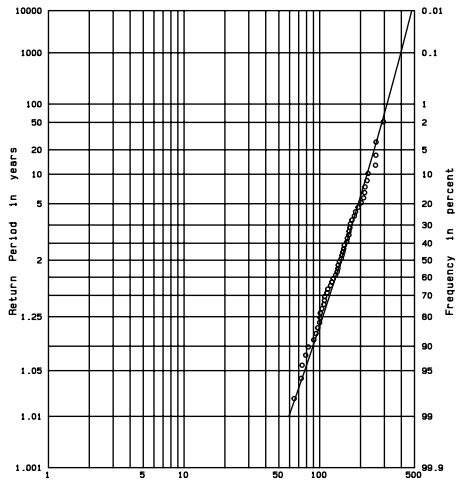
Station :KitukugaleGS River System :Kelani Ganga  
 Stream :Site E Intake Drainage Area : Sq. km  
 Kind of Record :2Days RAINFALL  
 Period of Record :Oct.1950 to Sep.2001



**Gumbel**

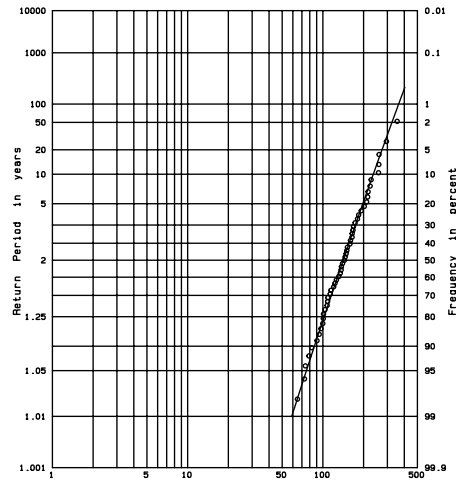
**Figure 17 Frequency Analysis of Historical Rainfall in damsite E**

Station :Bloodlands Region :Weir Site  
 District : Kehelgamu Oya Altitude of station : Meters  
 Kind of Record :2Days Rainfall  
 Period of Record :Oct.1950 to Sep.2001



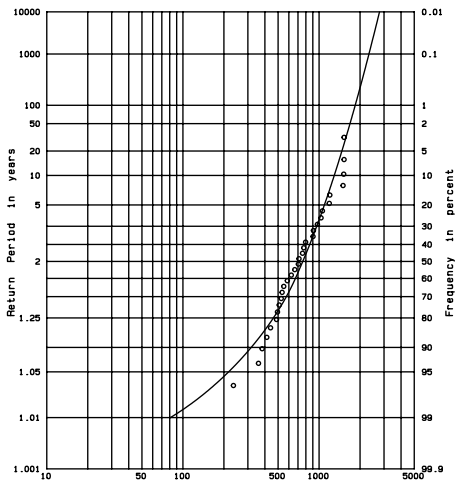
**Hasen**

Station :Bloodlands Region :Weir Site  
 District : Kehelgamu Oya Altitude of station : Meters  
 Kind of Record :2Days Rainfall  
 Period of Record :Oct.1950 to Sep.2001



**Third Type of Pearson**

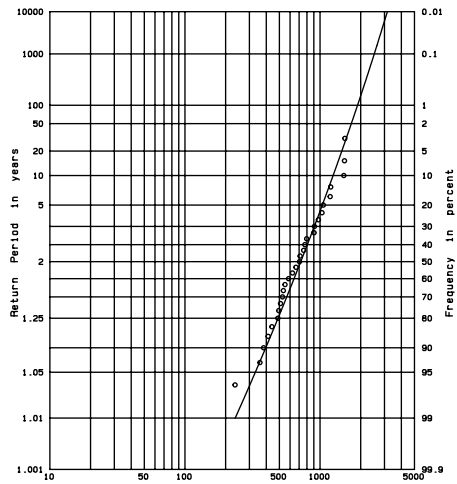
Station :Kitukugala65 River System :Kelani Ganga  
 Stream :Site E Intake Drainage Area : Sq. km  
 Kind of Record :2Days Rrainfall  
 Period of Record :Oct.1950 to Sep.2001



**Gumbel**

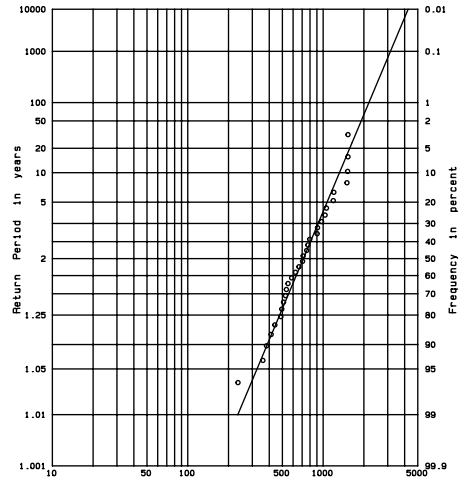
**Figure 18 Frequency Analysis of Historical Rainfall in Weir Site**

Station :KitukugalaGS River System :Kelaní RB  
 Stream :Kelaní Ganga Drainage Area :388km2 Sq. km  
 Kind of Record :Daily Rainfall  
 Period of Record :Oct.1950 to Sep.1985



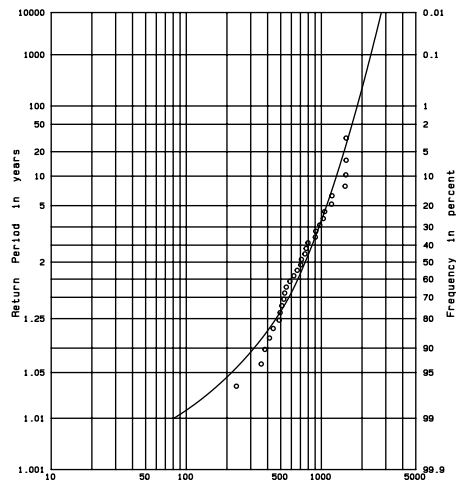
**Hasen**

Station :KitukugalaGS River System :Kelaní RB  
 Stream :Kelaní Ganga Drainage Area :388km2 Sq. km  
 Kind of Record :Daily Rainfall  
 Period of Record :Oct.1950 to Sep.1985



**Third Type of Pearson**

Station :KitukugalaGS River System :Kelaní Ganga  
 Stream :Site E Intake Drainage Area : Sq. km  
 Kind of Record :2Days Rainfall  
 Period of Record :Oct.1950 to Sep.2001



**Gumbel**

**Figure 19 Frequency Analysis of Historical Flood in Kitulugala GS Site**



# **I-B Broadlands 水力発電計画の プロジェクト・デザイン・ドキュメント**

**PROJECT DESIGN DOCUMENT**

**FOR**

**BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT**

## **A. General description of project activity**

### **A.1. Title of the project activity**

Broadlands Hydropower Project

### **A.2. Description of the project activity**

The objective of the project activity is to generate clean electricity using hydroelectric resources and provide and sell it to the national grid. The reduction of emissions of CO<sub>2</sub> through renewable electricity generation will prevent emissions that would result from fossil fuel-fired power generation.

Broadlands will generate clean electricity in Sri Lanka, increasing employment opportunities in the area.

The project is expected to have an installed capacity of 35 MW.

The plant will deliver electricity to the Sri Lanka National Electric Grid.

### **A.3. Project participants**

#### **1. Ceylon Electricity Board (Generation Planning Branch)**

The CEB is a state-owned vertically-integrated organization having generation, transmission and distribution functions. The CEB has seven divisions, which are the generation, transmission, distribution and operation, distribution development, commercial, human resources, and finance manager divisions, under the Chairman, General Manager and other board members. Though the CEB has been established as an independent body, executives are to be assigned by the Ministry of Power and Energy, and approval by the Government is required for investments and setting tariffs.

#### **2. JICA (Annex Country participant)**

See contact information for Annex I.

### **A.4. Technical description of the project activity**

#### **A.4.1. Location of the project activity**

##### **A.4.1.1 Host country**

Host country: Sri Lanka

Country that acquires CER: Japan

#### **A.4.1.2. Region/State/Province etc.**

Dam and weir: Central Province

Power house: Sabaragamuwa Province

#### **A.4.1.3. City/Town/Community etc.**

Dam and weir: Polpitiya, Pitawala

Power house: Parawalatenna, Kitulgala

#### **A.4.1.4. Detail on physical location, including information allowing the unique identification of this project activity**

The Broadlands Hydropower Project is located in the Kelani River basin, close to the township of Kitulgala, in the wet zone of Sri Lanka. It will be the last of the major hydropower schemes cascaded along the two tributaries of the Kelani River, namely Kehelgamu Oya and Maskeliya Oya.

In this project, a diversion weir will be erected in Kehelgamu Oya to divert its water to the Maskeliya Oya via an approximately 1-km ring tunnel. This weir is located approximately 1 km above the confluence of two streams.

The other diversion, which is the main dam of the project, will be erected in Maskeliya Oya. The purpose of this dam is to divert water collected from both streams to the proposed powerhouse. The dam will be located downstream of the said tunnel; this location will be about 0.5 km downstream of the existing Polpitiya Power Station.

Water from the said main dam will be conveyed to the proposed 35 MW powerhouse, first via an aqueduct and then through a tunnel. The combined length of the aqueduct and tunnel is approximately 3 km. The tailrace of the powerhouse will join the Kattaran Oya at a location close to its confluence with Maskeliya Oya. This location is situated approximately 3.5 km downstream of the confluence of Kehelgamu Oya and Maskeliya Oya. The 35 MW plant is expected to deliver an average annual power generation of 126.8 GWh. (See Fig. 1.)

#### **A.4.2. Category of project activity**

There is neither a list of categories of project activities nor a list of registered CDM project activities available yet on the UNFCCC web site.

#### **A.4.3. Technology to be employed by the project activity**

The main components of the project consist of:

- Work to divert Kehelgamu Oya
- Dam and spillway
- Intake structure
- Conduit, free-flow tunnel and penstock
- Powerhouse and switchyard

**Table 1 Characteristics of Technologies**

<b>Power plant characteristics</b>	
Installed capacity	35.0 MW
Full supply level	121.0m MSL
Normal tailwater level	56.9m MSL
Active storage	0.198 MCM
<b>Hydraulic turbine</b>	
Type	Francis, vertical shaft
Number of units	2
Rated power output	18.0MW
Rated speed	300rpm
Maximum discharge	70m <sup>3</sup> /s
Rated effective head	56.9m
<b>Generator</b>	
Type	Synchronous, vertical shaft
Number of unit	2
Rated power output	21,900kVA
Rated voltage	11kV
Frequency	50Hz
Power factor	0.8 (lagging)
Rated speed	300rpm

**A.4.4. Brief explanation of how the anthropogenic emissions of anthropogenic greenhouse gas (GHGs) by sources are to be reduced by the proposed CDM project activity, including why the emission reductions would not occur in the absence of the proposed project activity, taking into account national and/or sectoral policies and circumstances:**

The project activity will reduce CO<sub>2</sub> emissions in electricity generation through the use of a renewable energy resource. It is expected that the project activity will serve to displace fossil fuel-fired plants with clean energy provided by hydroelectricity.

The inclusion of the project in the interconnected grid will redistribute the dispatch of all the power plants giving rise to the most efficient electricity generation by the whole system. In the absence of the CDM project activity, no other project would have been implemented, so that emission reductions would not occur.

From a prospective dispatch analysis, it is estimated that the project has the potential to achieve a reduction of about 1.77 million tons CO<sub>2</sub>e over a period of 21 years.

### Generation Expansion Plan

To meet growing power demand in the future, the CEB has made efforts a) to promote a well-balanced combination of power sources without excessive dependence on hydropower, b) to encourage private investment in the power sector, c) to implement demand-side management under effective energy conservation programs, d) to establish investment plans in accordance with economic needs, and e) to reduce distribution line losses.

According to the latest LTGEP, the power development plan up to 2017 is as shown in Table 2. The plan calls for power generation facilities with a total capacity of 2,190 MW to be commissioned within 15 years. The total present value cost up to 2017 is estimated to be US\$3,015.5 million (Rs241,357.7 million).

**Table 2 Generation Expansion Plan Sequence**

Year	Hydro Additions	Thermal Additions	Thermal Retirements	Capacity (MW)
2003		20MW ACE power Horana Diesel Plant		20
2004	70MW Kukule	163 MW AES Combined Cycle Plant at Kelanitissa		70 163
2005		200MW Medium-term Diesel Power Plants		200
2006		2 × 150MW Combined Cycle Plant at Kerawarapitiya		300
2007				
2008		300MW Coal Steam	3 × 16MW Gas Turbine at Kelanitissa	300 -48
2009	150MW Upper Kotmale			150
2010				
2011		300MW Coal Steam		
2012		300MW Coal Steam	22.5 MW Lakdhanavi Plant 20 MW ACE Power Matara	300 -22.5 -20
2013		105 MW Gas Turbines	4 × 18 MW Sapugaskanda Diesel Plant 20 MW ACE Power Horana	105 -72 -20
2014		300 MW Coal Steam		
2015		300 MW Coal Steam 210 MW Gas Turbines	60MW Colombo Power Plant 200 MW Medium-term Diesel Power Plant	300 210 -60 -200
2016		300 MW Coal Steam		300
2017		210 MW Gas Turbine		210

Source: CEB Data

The present installed capacity of the system is 1,758.5 MW and it will be increased to 4,524 MW by 2017. Within the next 15 years, capacity of 3228 MW needs to be added to

the system, while 442.5 MW of thermal plant capacity will be retired. The present share of thermal capacity (37%) will be increased to 54% by 2010 and to 67% by 2017. New capacity added to the system is in the form of gas turbine, combined-cycle and coal-fired plants. The expansion plan shows that the consumption of fossil fuels in the power sector is rising considerably. Hence, thermal power plants that burn fossil fuels will play an important role in supplying the future electricity demand of Sri Lanka.

From the analysis above it is clear that the project itself is not an attractive option to be developed unless other incentives are involved. The low profitability of the project is an important barrier to going further with it. The CDM potential of the project is a crucial incentive to consideration of the opportunity to develop a project activity for registration under the CDM, based on the carbon credit revenues and the contribution to sustainable development in Sri Lanka.

#### **A.4.5. Public funding of the project activity**

## **B. Baseline methodology**

### **B.1. Title and reference of the methodology applied to the project activity**

### **B.2. Justification of the choice of the methodology and why it is applicable to the project activity**

The baseline for the proposed project activity corresponds to the scenario that would occur if the proposed project activity were not carried out and its corresponding availability to generate electricity were not included in the system dispatch.

The baseline considers the emissions coming from dispatching power plants, without and with the proposed project activity, according to market rules (least costs of generation). The baseline is considered the foreseen demand growth and the capacity expansion to satisfy such demand as it was officially analyzed by the CEB. The reason those emissions correspond to the baseline is that in the absence of the CDM registration opportunity, the project would not have been chosen to be developed by the project sponsor and no other foreseeable alternative project would have been developed in place of the proposed one, to be considered as the baseline. Therefore, the baseline considers emissions that would not have occurred in the absence of the project and are directly attributable to its absence, i.e., the part of the system emissions that would have been replaced by the presence of the proposed project activity. It includes emissions of all the power plants serving the national system, in the base year as well as in the future, excluding this project from and including the project in this system.

Summarizing, the main characteristics of the proposed project activity and the selected baseline for this case are:

- The Sri Lankan power system is presently hydro dominated. Hence, it is necessary to assess the energy-generating potential of the hydro power system. However, this assessment is difficult because of irrigation requirements, climatic conditions and so on.
- Emissions to be accounted for are those generated by all thermal plants serving the national grid according to "Long-term generation expansion plan".
- The Sri Lankan system is an interconnected hydrothermal grid.
- Power plants are dispatched based on economic pricing for investments and operations.

Taking these conditions into account, the best alternative is to consider a computational model able to simulate the dispatch under the constraints and characteristics of the interconnected system. Thus, a proven model was selected to estimate baseline emissions, according to its ability to deal with the features of the system. The model is able to handle power plants centrally dispatched in hydrothermal interconnected systems with a high



hydraulic component, based on least costs of generation, with the flexibility to incorporate the set of conditions and constraints determining the actual dispatch (hydrology, electricity demand, transmission constraints, generation costs, etc.).

However, confirmation is sufficient whether or not the methodology mentioned above allows conventional treatment of baseline emissions rather than considering that displaced power plants are those of lowest efficiency or taking the average of the thermal generation of the system.

### **B.3. Description of how the methodology is applied in the context of the project activity**

The project would displace energy produced by burning fossil fuels and substitute for it energy that would be generated from hydropower. As such, the generation of the interconnected national grid as a whole would result in the production of carbon dioxide emissions lower than the production that would occur if the proposed project were not implemented.

The methodology is based on a comparison of simulations of the centrally-planned dispatch of all the power plants serving the interconnected national system, without and with the proposed project activity and others.

The simulation method is applied to the current project activity in a straightforward manner, taking into account all relevant parameters and variables determining the dispatch decisions, as they are taken by the manager of the wholesale electricity market.

(\*) Emission reductions were also calculated using another methodology as a comparison. The methodology takes the average of the thermal generation of the system (average method). In the actual case, detailed analysis and comparison of methods are needed.

### **B.4. Description of how the anthropogenic emissions of GHG by sources are reduced below those that would have occurred in the absence of the registered CDM project activity (i.e. explanation of how and why this project is additional and therefore not the baseline scenario):**

As for the baseline, it must represent the situation that would occur if the project were not implemented. This is the scenario in which the whole national system, including the expected additions in the “Long-Term Generation Expansion Plan,” will manage to supply electricity in order to satisfy the demand (almost the part of the demand that could be supplied by the project). In this scenario, demand is met through the use of less-efficient power plants than those that would be dispatched if power generated by the project were available in the interconnected system. The project is relatively small and in this sense it is not necessarily true that another specific project would have been developed to cover the part of the generation provided by the project. If one could assure that, then such an alternative project

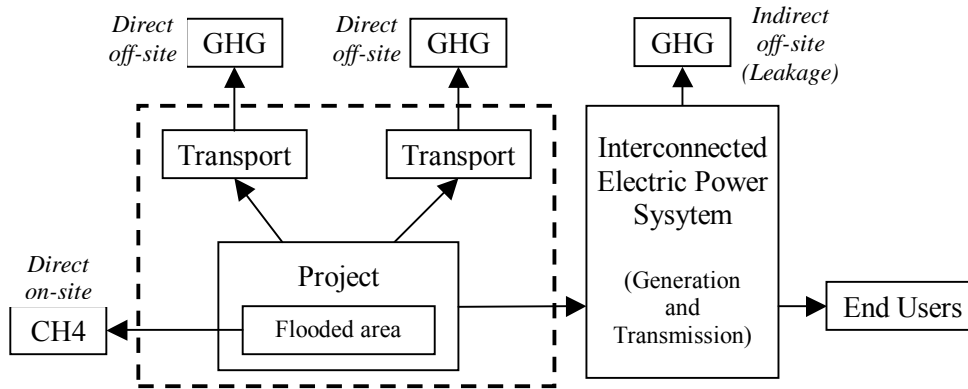
could have been considered as the baseline, but it is too difficult to demonstrate this fact. Moreover, there are enough reasons to argue that no particular project would have added new power plants by other companies, instead of this project. But any new capacity added by another project would be mainly thermal, thus contributing to GHG emissions to a greater extent than would the displaced power plants (since the most recent ones are a mixture of fossil-fuel based and hydro plants). Furthermore, the dispatch with these new plants would not differ significantly with respect to the one selected as the baseline.

The baseline chosen is more conservative than this hypothetical alternative option, since in the dispatch analysis under consideration the project is going to replace a combination of power plants. The conservative proposal selected here takes into account the inclusion of new plants, but only those discussed in the official "Long-Term Generation Expansion Plan". This is because, as was mentioned before, the proposed project is not strictly to cover the expected increase in electricity demand but was conceived to add efficiency to the system as a whole and to contribute to sustainable development.

The other important point to be handled in the baseline analysis is that emission reductions arising from the project implementation are real and measurable. This comes under Article 12 of the Kyoto Protocol. And this is the case for the proposed project activity, since emissions from the whole national system are avoided due to the project contribution to electricity dispatch, through clean energy without burning fossil fuels.

#### **B.5. Description of how the definition of the project boundary related to the baseline methodology is applied to the project activity**

This project boundary definition is the one that can be best identified with the concept "under the control of the project participants". The project boundary encompasses the physical, geographical site of the hydropower generation source, which is represented by the Kerani River basin close to the power plant facility. Fig.2 shows the project boundary in which all sources are included. The dashed line indicates the project boundary.



**Fig. 2 Project boundary**

*GHG emission sources of the project*

*Direct on-site emissions*

The project generates only a small amount of methane from the flooding of the areas during generation of electricity as direct on-site emissions.

*Direct off-site emissions*

There are anthropogenic GHG emissions in the upstream lifecycle stages of the electricity generation process. The stages with the most important sources of GHG emissions are materials processing, component manufacture and transportation of materials and fuel burning during the use of construction machinery.

Emissions by transport refers to emissions caused by the transportation of materials and people by trucks and vehicles and fuel consumption of machinery used. Default values are as provided by the Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

(\*) In this case, emissions by transport is not calculated because a detailed construction plan has not decided on yet.

Construction refers to emissions arising in the cement manufacturing industry that provides the concrete for the construction of the plants. These last emissions are relative to the volume of concrete used in the plant through a default emission factor also taken from the Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. They are considered emissions under the control of project participants since the participants decide on the amount of concrete to be used, but obviously they do not have any control over the manufacturing process.

*Indirect on-site and off-site emissions (Leakage)*

No other emissions beyond the ones reported in direct on-site emissions are seen to be included. Since methane emissions of hydro plants serving the system are at the same

level as avoided carbon dioxide emissions of thermal power plants, they are included in off-site emissions under the project boundary. Therefore, baseline emissions are going to be accounted as leakage. Since baseline emissions are almost emission reductions of the project (except for the small amount of direct emissions), all reductions are due to leakage effects.

**B.6. Details of baseline development**

**B.6.1. Date of completing the final draft of this baseline section (DD/MM/YYYY)**

DD/MM/YYYY

**B.6.2. Name of person/entity determining the baseline**

Name:

Entity:

Address:

Tel:

E-mail:

## **C. Duration of the project activity/Crediting period**

### **C.1. Duration of the project activity**

#### **C.1.1. Starting date of the project activity**

Construction is expected to begin in 20xx. Generation expected in early 20xx.

Time required before becoming operational:

20xx: Tunnel construction and civil works

20xx: Plant construction is expected to be completed and operations are expected to begin in XXXX, after proofs by YYYY

20xx:

(\*) In the tentative plan, it takes about four years to construct a power plant and generate electricity, and the starting year has not been decided yet.

Therefore, in this PDD it is assumed that commissioning will be started in 2007.

#### **C.1.2. Expected operational lifetime of the project activity**

50 years

### **C.2. Choice of the crediting period and related information**

#### **C.2.1. Renewable crediting period**

##### **C.2.1.1. Starting date of the first crediting period (DD/MM/YYYY)**

##### **C.2.1.2. Length of the first crediting period (DD/MM/YYYY)**

7 years

#### **C.2.2. Fixed crediting period: Not Selected**

##### **C.2.2.1. Starting date (DD/MM/YYYY)**

##### **C.2.2.2. Length**

## **D. Monitoring methodology and plan**

### **D.1. Name and reference of approved methodology applied to the project activity**

### **D.2. Justification of the choice of the methodology and why it is applicable to the project activity**

According to the baseline methodology applied to this project, the selection of the monitoring plan is quite straightforward. Thus the chosen monitoring methodology accounts for all data collection relevant to determine verifiable emission reductions achieved by the project. For this reason, the choice of the monitoring methodology is applicable for the project activity.

According to the monitoring methodology, the main data is divided into two categories, one related to specific GHG abatement matters and the other related to environmental, social and economic project performance.

GHG-related data:

- Monthly electricity generation of Broadlands hydroelectric plant, as routinely measured by the CEB.
- Annual electricity generation of all thermal plants serving the interconnected national system.

Non-GHG-related data:

- 
- 

While emissions factors remain unchanged, baseline emissions depend on electricity generation of the hydroelectric plant and electricity generation of all thermal plants and are determined in dynamic manner from data. The spreadsheet thus also determines emissions reductions as a result of project implementation.

### **D.3. Data to be collected in order to monitor emissions from the project activity and how this data will be archived**

There are no project emissions that require monitoring.

**D.4. Potential sources of emissions which are significant and reasonably attributable to the project activity, but which are not included in the project boundary and identification if and how data will be collected and archived on these emission sources**

As was explained in Section B.5, emissions of all thermal power plants serving the interconnected national system are not considered leakage but direct off-site emissions. So it was decided to include that relevant data in Section D.5. The following datum can be included in Section D.5. instead of Section D.4., but conceptually there is not any significant difference.

**Table 3 Information to be provided for monitoring data**

ID number	Date type	Date variable	Date unit	Measured (m) calculated (c) or estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived (electronic/paper)	For how long is archived data to be kept	Comment
1	Electricity generation of the Broadlands hydropower plant	$g_p$	MWh	m	monthly	All	Electronic (spreadsheet)	5 years	Provided by the CEB
2	Electricity generated by Thermal power plant $n$	$g_n$	MWh	m	monthly	All	Electronic (spreadsheet)	5 years	Provided by the CEB

**D.5. Relevant data necessary for determining the baseline of anthropogenic emissions by sources of GHG within the project boundary and identification if and how such data will be collected and archived**

There are no baseline emissions within the project boundary. All baseline emissions are at other power plants, outside the project boundary, and included in D.4, above.

**D.6. Quality control (QC) and quality assurance (QA) procedure are being undertaken for data monitored.**

The System Control Center (SCC) can monitor on line through SCADA and the data are recorded and printed at the SCC of both the generating and grid sub-stations. Monthly energy data are sent to the SCC.

(\*) SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition, which consists of two units to export the data from the power plant to the SCC.

On the other hand, grid consumption data is recorded by a meter.

**D.7. Name of person/entity determining the monitoring methodology**

Name:

Entity:

Address:

Tel.:

E-mail:

## E. Calculation of GHG emissions by sources

### E.1. Description of formulae used to estimate anthropogenic emissions

#### a) Methane emissions due to biomass decomposition in flooding areas by the project

Annual emissions of methane are calculated according to equation (E.1). The fact is that the flooded area does not give rise to organic matter decomposition, so a precautionary value is even reported.

$$\begin{aligned} & \text{Annual CH}_4 \text{ Emissions Produced (tCH}_4\text{/year)} \\ & = \text{Area of Flooded (m}^2\text{)} \times \text{Duration of Flooding (days /year)} \\ & \quad \times \text{Average Daily CH}_4 \text{ Emission Rate (mg CH}_4\text{-C/m}^2\text{-day)} \\ & \quad \times \text{Conversion Factor (t/mg)} \times \text{Molecular/Atomic Weight Ratio (tCH}_4\text{/tCH}_4\text{-C)} \end{aligned} \quad \text{----- (E.1)}$$

Where, Emission Rate: 75 mg CH<sub>4</sub>-C/m<sup>2</sup>-day (\*)

Area of Flooded Land: 38,000m<sup>2</sup>

Duration of Flooding: 365.25 days (assumed)

Conversion Factor: 10<sup>-9</sup>

Molecular/Atomic Weight Ratio: 16 tCH<sub>4</sub>/12 tCH<sub>4</sub>-C

(\*) Average value as proposed for floodplains in the Greenhouse Gas Emissions, Paper No. 064, Sept. 1998, World Bank

Applying equation (E.1) maximum project methane emissions are obtained: 29.15tonne CO<sub>2</sub>e/year.

#### b) Emissions due to the concrete used in the construction

Emissions attributed to the construction of the hydroelectric power plants can be estimated according to equation (E.2).

$$\begin{aligned} & \text{Emissions (tCO}_2\text{)} \\ & = \text{Concrete used (m}^3\text{)} \times \text{Concrete emission factor (tCO}_2\text{/t cement)} \\ & \quad \times \text{CF (t cement/m}^3\text{)} \end{aligned} \quad \text{----- (E.2)}$$

Where, Concrete used: 100,000m<sup>3</sup>

Concrete emission factor: 0.4985 tCO<sub>2</sub>/t cement (\*)

Conversion Factor: 0.3 t/m<sup>3</sup>



c) **Emissions from the transportation of materials and machinery used during the construction**

(\*) As was explained in Section B.5, emissions by transport is not calculated because a detailed construction plan has not been decided on yet.

**E.2. Description of formulae used to estimate leakage, defined as: the net change of anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases which occurs outside the project boundary, and that is measurable and attributable to the project activity: (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions in units of CO<sub>2</sub> equivalent)**

1. Estimation of the emission factor per unit of generated energy of the thermal power plant  $n$ ,  $ef_n$ , according to

$$ef_n (tCO_2e / GWh) = sc_n (ktfuel / GWh) \times EF_n (tCO_2e / TJ) \times LHV_f (TJ / ktfuel) \times OF_f \quad \text{----- (E.3)}$$

Where,  $sc_n$  : specific consumption of the plant  $n$

$EF_n$  : carbon dioxide equivalent emission factor of the fuel  $f$  including CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, and N<sub>2</sub>O

$$EF_f = CEF_f + MEF_f + NEF_f$$

$LHV_f$  : lower heating value of the fuel  $f$

$OF_f$  : combustion efficiency default values for the different fuels burned in thermal power plants

$$\tilde{e}_{n\pm} (tCO_2e / yr) = \tilde{g}_{n\pm} (GWh / yr) \times ef_n (tCO_2e / GWh) \quad \text{----- (E.4)}$$

Where,  $\tilde{g}_{n\pm}$  : electricity generated by the thermal power plant  $n$  in a year

(-): without the project

(+): with the project

$$\tilde{E}_{\pm}^{(th)} (tCO_2e / yr) = \sum_{n=1}^N \tilde{e}_{n\pm} (tCO_2e / yr) \quad \text{----- (E.5)}$$

Where,  $N$  : number of thermal plants in the system

$$\tilde{G}_{\pm}^{(th)} (GWh / t) = \sum_{n=1}^N \tilde{g}_{n\pm} (GWh / yr) \quad \text{----- (E.6)}$$

$$\langle \tilde{E} \rangle_{\pm} (tCO_2e / yr) = \tilde{E}_{\pm}^{(th)} (tCO_2e / GWh) / \tilde{G}_{\pm}^{(th)} (GWh / yr) \quad \text{----- (E.7)}$$

Where,  $\langle \tilde{E} \rangle_{\pm}$  : average CO<sub>2</sub>e emissions of the thermal plants serving the system

$$F = \frac{\tilde{G}_-^{(th)} - \tilde{G}_+^{(th)}}{\tilde{g}_p} \quad \text{----- (E.8)}$$

Where,  $F$  : the rate between the annual displaced thermal generation of the national grid and the annual generation of the project

$$\tilde{E}_B(tCO_2e) = \tilde{E}_-^{(th)}(tCO_2e/yr) - E_+^{(th)}(tCO_2e/yr) \quad \text{----- (E.9)}$$

Where, B: baseline emissions

$$E_B(tCO_2e/yr) = \left[ g_p(GWh/yr) \times F + G_+^{(th)}(GWh/yr) \right] \times \left( \tilde{E}_-^{(th)}(tCO_2e/GWh) - E_+^{(th)}(tCO_2e/yr) \right) \quad \text{----- (E.10)}$$

### E.3. The sum of E.1 and E.2 representing the project activity emissions

Emissions derived in section E.2 are not project emissions but baseline ones. These are considered leakage since they are reasonably attributable to the project activity that corresponds to avoided emissions by the project, which are accounted as baseline emissions, so Section E.3 does not apply as the title proposes in a direct way. Only E.1 is involved. Therefore, the sum accounts for emissions of methane from the reservoir (E.1.a), construction emissions (E.1.b), and transport emissions (E.1.c). It gives:

$$E_p(tCO_2e) = \left[ E_{reservoir} + E_{transport} + E_{construction} \right] (tCO_2e) \quad \text{----- (E.11)}$$

Where,  $E_p$  is project emissions. Applying the results obtained above, these emissions are:

$$E_p = [(a) + (b) + (c)](tCO_2e) = 14,984.15tCO_2e \quad \text{--- in the first year (2007)}$$

$$E_p = 29.15tCO_2e \quad \text{--- for the rest of the crediting period (2008-2017)}$$

### E.4. Description of formulae used to estimate the anthropogenic emissions by sources of greenhouse

Equation (E.10) represents baseline emissions as described in Section E.2.

### E.5. Difference between E4. and E3 representing the emission reductions of the project activity

Emission reductions are obtained as the difference between equation (E.10), representing baseline emissions, and emissions of equation (E.11), representing project emissions. Equation (E.12) shows emission reductions, ER, of the project activity:

$$ER(tCO_2e/yr) = E_B(tCO_2e/yr) - E_P(tCO_2e/yr) \quad \text{----- (E.12)}$$

**Table 4 Table providing values obtained when applying formulae above:**

year	E <sub>B</sub> (tCO <sub>2</sub> e)	E <sub>P</sub> (tCO <sub>2</sub> e)	ER (tCO <sub>2</sub> e)
2007	68,168.00	14,984.15	53,184.12
2008	62,300.81	29.15	62,271.66
2009	62,351.34	29.15	62,322.19
2010	67,529.11	29.15	67,499.97
2011	63,676.96	29.15	63,647.81
2012	63,222.19	29.15	63,193.04
2013	72,735.92	29.15	72,706.77
2014	69,431.00	29.15	69,401.86
2015	81,871.23	29.15	81,842.08
2016	79,666.15	29.15	79,637.01
2017	99,669.32	29.15	99,640.17
2018	99,669.32	29.15	99,640.17
2019	99,669.32	29.15	99,640.17
2020	99,669.32	29.15	99,640.17
2021	99,669.32	29.15	99,640.17
2022	99,669.32	29.15	99,640.17
2023	99,669.32	29.15	99,640.17
2024	99,669.32	29.15	99,640.17
2025	99,669.32	29.15	99,640.17
2026	99,669.32	29.15	99,640.17
2027	99,669.32	29.15	99,640.17
<b>TOTAL</b>	<b>1,787,315.48</b>	<b>15,567.09</b>	<b>1,771,748.39</b>

It is assumed that annual emissions after 2017 are the same as those produced in 2017. This is due to model limitations.

## **F. Environmental impacts**

### **F.1. Documentation on the analysis of the environmental impacts, including transboundary impacts**

The Broadlands Hydropower Project needs the procedure of the Environmental Impact Assessment (EIA) to be approved according to The National Environmental Act in Sri Lanka. The Central Environmental Authority (CEA) was appointed as the Project Approving Agency (PAA) for the EIA for the project. The fundamental study for the EIA was subcontracted to the local consultant, National Building Research Organization (NBRO), which had been selected through competitive bidding.

The study is phased as below:

- Phase 1 (Sept. 2002 - Feb. 2003, mainly the study on the natural environment)
- Phase 2 (May 2003 - Sept. 2003, mainly the study on the social environment)

Information regarding the EIA is included in a separate document.

### **F.2. If impacts are considered significant by the project participants or the host Party:**

*Please provide conclusions and all references to support documentation of an environmental impact assessment that has been undertaken in accordance with the procedures as required by the host Party.*



District: Kegalle

Province: Sabaragamuwa

- East Part Pradishiya Sabah: Ambagamuwa

Divisional Secretary's Division: Ambagamuwa

District: Nuwara Eriya

Province: Central

The CEB is responsible for conducting consultations with the stakeholders. The first consultation program was carried out from the middle of September to the middle of October 2002. The CEB staff visited the Pradishiya Sabah office and the Divisional Secretary's Division office in Yatiyanthota and Ambagamuwa, respectively, and explained the proposed project to the officials on Sept. 18, 2002, and the officials agreed to give their fullest support if and when necessary.

The CEB staff met the Grama Niladaries of 316C (Kalugala), 316F (Dagampitiya), and 318 (Polpitiya) on Sept. 26. The public consultation was held at the Club House, Polpitiya Power Station on the same day, and 27 people participated from these three villages. The CEB staff member explained the project, and then a question-and-answer session was held. (The person in charge from the JICA study team accompanied the CEB staff on Sept. 18 and 26). The CEB staff member in association with members of Pradishiya and Grama Niladaries met the people living around the proposed site of the power station.

The result of the phase study was reported at a meeting with the PAA in May 2003. A discussion was held, and the PAA raised some points to be kept in mind during the Phase 2 study.

## **G.2. Summary of the comments received**

## **G.3. Report on how due account was taken of any comments received**

**Annex 1: Contact information on participants in the project activity**

Organization:	Ceylon Electricity Board (CEB)
Street/P.O.Box:	540, Colombo-2
Building:	
City:	Colombo
State/Region:	
Postfix/ZIP:	
Country:	Sri Lanka
Telephone:	94-1-449572
FAX:	
E-Mail:	
URL:	
Represented by:	
Title:	
Salutation:	
Last Name:	
Middle Name:	
First Name:	
Department:	
Mobile:	
Direct FAX:	
Direct tel:	
Personal E-Mail:	

Organization:	Japan International Cooperation Association (JICA)
Street/P.O.Box:	
Building:	
City:	
State/Region:	
Postfix/ZIP:	
Country:	Japan
Telephone:	
FAX:	
E-Mail:	
URL:	
Represented by:	
Title:	
Salutation:	
Last Name:	
Middle Name:	
First Name:	
Department:	
Mobile:	
Direct FAX:	
Direct tel:	
Personal E-Mail:	

**Annex 2: Information regarding public funding**

**Annex 3: New baseline methodology**

**Annex 4: New monitoring methodology**

**Annex 5: Table baseline data**



**BASELINE EMISSIONS**  
(100 stochastic hydrological series, including transmission network)

year	without the project		
	G- (GWh)	E- (tonne CO <sub>2</sub> e)	<E>- (tonne CO <sub>2</sub> e/GWh)
2007	5,554	3,326,220	598.89
2008	6,311	4,499,857	713.02
2009	6,570	4,642,769	706.66
2010	7,421	5,081,250	684.71
2011	8,325	6,308,926	757.83
2012	9,282	7,457,136	803.40
2013	10,297	8,005,909	777.50
2014	11,376	9,278,855	815.65
2015	12,528	10,394,692	829.72
2016	13,749	11,627,042	845.66
2017	15,040	12,503,766	831.37

year	with the project			
	G+ (GWh)	g <sub>P</sub> (GWh)	E+ (tonne CO <sub>2</sub> e)	<E>+ (tonne CO <sub>2</sub> e/GWh)
2007	5,427	127.00	3,258,052	600.34
2008	6,184	127.00	4,437,556	717.59
2009	6,443	127.00	4,580,418	710.91
2010	7,294	127.00	5,013,721	687.38
2011	8,198	127.00	6,245,249	761.80
2012	9,155	127.00	7,393,914	807.64
2013	10,170	127.00	7,933,173	780.06
2014	11,249	127.00	9,209,424	818.69
2015	12,401	127.00	10,312,821	831.61
2016	13,622	127.00	11,547,376	847.70
2017	14,913	127.00	12,404,097	831.76

year	Baseline emissions		
	DG (GWh)	E <sub>B</sub> (tonne CO <sub>2</sub> e)	F
2007	127.00	68,168	1.00
2008	127.00	62,301	1.00
2009	127.00	62,351	1.00
2010	127.00	67,529	1.00
2011	127.00	63,677	1.00
2012	127.00	63,222	1.00
2013	127.00	72,736	1.00
2014	127.00	69,431	1.00
2015	127.00	81,871	1.00
2016	127.00	79,666	1.00
2017	127.00	99,669	1.00
average		790,622	1.00

means fixed parameters in the baselin

means variables to be determinex post

Baseline emissions

$$E_B = \left[ g_P \times F + G_+^{(th)} \right] \times \left\langle \tilde{E} \right\rangle_- - E_+^{(th)}$$

$$E_B = E_-^{(th)} - E_+^{(th)}$$

in the ideal case (actual case is the same value as those estimated in ideal conditions)

Thermal power plant	g (GWh), 2000	g (GWh), 2001	g (GWh), 2002	ef (tCO <sub>2</sub> e/GWh)	e (tCO <sub>2</sub> e), 2000	e (tCO <sub>2</sub> e), 2001	e (tCO <sub>2</sub> e), 2002
<b>System Losses</b>	21%	20%	19%				
Diesel							
K.P.S.(Steam)	213.38	185.88	63.05	1051.85731	224445.31	195519.24	66319.60
Diesel Sapu	441.98	446.69	509.49	670.8319814	296492.98	299653.94	341782.19
Diesel Sapu-Ext	517.80	455.63	454.66	609.8472558	315780.13	277864.71	277273.15
C.P.S	6.16	5.11	5.90	914.7708838	5634.99	4674.48	5397.15
Koolair-K.K.S	52.41	68.89	31.93	613.5834308	32160.83	42268.49	19593.66
DSL Lakdanavi	243.59	239.87	238.85	640.3396186	155978.10	153598.58	152947.97
Lakdanavi Emergency	101.42	93.05	0.00	613.5834308	62228.76	57094.59	0.00
DSL Asia Power	433.36	426.87	456.81	640.3396186	277495.98	273340.49	292511.97
Colombo power 60	335.12	628.63	621.23	640.3396186	214589.54	402537.58	397795.14
ACE Power Horana 20MW	0.00	0.00	10.95	670.8319814	0.00	0.00	7343.45
ACE Power Matara 20MW	0.00	0.00	184.61	670.8319814	0.00	0.00	123841.81
Mediumterm Putt				670.8319814	0.00	0.00	0.00
Mediumterm Embi				670.8319814	0.00	0.00	0.00
PELIYAGODA	170.18	104.94	879.44	661.5220218	112577.41	69420.27	581766.04
AMBATALE	69.77	42.15		693.0230704	48351.14	29211.40	0.00
KOTUGODA	222.77	145.73		693.0230704	154385.44	100994.09	0.00
KOSGAMA		131.90		724.5241191	0.00	95565.90	0.00
LAKDANAVI			171.86	693.0230704	0.00	0.00	119103.91
ALSTOM			40.57	724.5241191	0.00	0.00	29393.44
GT							
Gas Turbine-KPS	372.10	398.75	177.77	1165.5388	433696.99	464758.60	207197.83
Gas Turbine 115MW	601.82	281.24	226.75	693.0230704	417075.14	194905.81	157142.98
Gas Turbin 105MW(2013)				850.5283137	0.00	0.00	0.00
Gas Turbin 210MW(2015)				850.5283137	0.00	0.00	0.00
Gas Turbin 210MW(2017)				850.5283137	0.00	0.00	0.00
CCY							
CCY JBIC 165MW	300.00	69.83	470.41	484.987251	145496.18	33866.66	228142.85
CCY AES 163MW				535.5178272	0.00	0.00	0.00
Keraw CCY 300MW				535.5178272	0.00	0.00	0.00
Coal							
COAL 300MW(2008)				864.0426652	0.00	0.00	0.00
COAL 300MW(2011)				864.0426652	0.00	0.00	0.00
COAL 300MW(2012)				864.0426652	0.00	0.00	0.00
COAL 300MW(2014)				864.0426652	0.00	0.00	0.00
COAL 300MW(2015)				864.0426652	0.00	0.00	0.00
COAL 300MW(2016)				864.0426652	0.00	0.00	0.00
	<b>4,081.85</b>	<b>3,725.16</b>	<b>4,544.27</b>		<b>2896388.91</b>	<b>2695274.80</b>	<b>3007553.16</b>

<E>, 2000	<E>, 2001	<E>, 2002	Average (t CO <sub>2</sub> e/GWh)
709.58	723.53	661.83	698.31

Project	Capacity (GW)	UF	hours/year	g <sub>p</sub> (GWh)
Broadlands				127.00
				<b>127.00</b>

Emission reductions by the project (t CO<sub>2</sub>e/year) **88,686**

7-years	<b>620,801</b>
14-years	<b>1,241,603</b>
21-years	<b>1,862,404</b>

# PROJECT EMISSIONS

<b>Cement</b>	
Emission factor (ton CO <sub>2</sub> /ton cement)	<b>0.4985</b>
Total concrete used (m <sup>3</sup> )	<b>100,000</b>
conversion factor (ton/m <sup>3</sup> )	<b>0.3</b>
Emissions (ton CO <sub>2</sub> )	<b>14955.00</b>

<b>Methane from flooding</b>	
Flooded area (m <sup>2</sup> ) Total	<b>38,000</b>
Days	<b>365.25</b>
Methane GWP	<b>21</b>
Emission rate (mg CH <sub>4</sub> -C/m <sup>2</sup> -	<b>75</b>
Molecular/atomic weight ratio	<b>1.333333333</b>
conversion factor	<b>0.000000001</b>
Methane emissions (ton CO <sub>2</sub> e)	<b>29.15</b>

Total project emissions (ton CO <sub>2</sub> e)	<b>14984.15</b>
---	-----------------

## **I-C 周波数調整システムの改善**

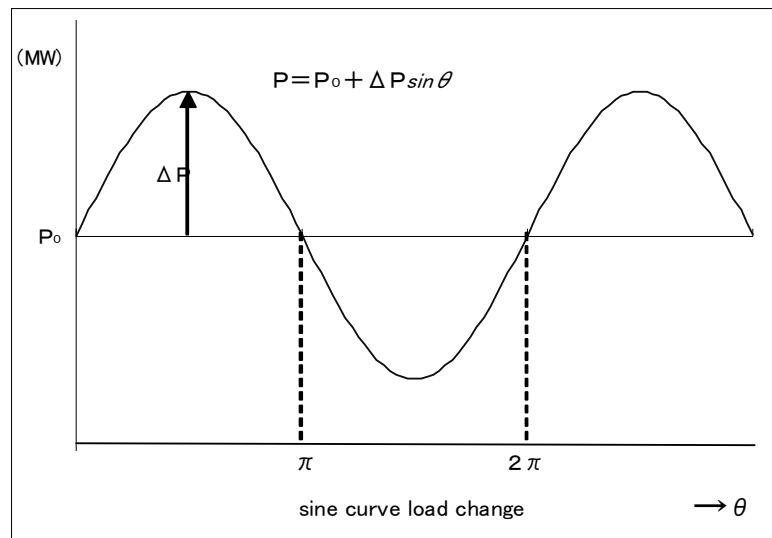
# 周波数調整システムの改善

# 1. 複数台の水車で負荷変動を吸収する燃料費節減効果

## 1.1 検討方法

8章の「水力発電所の効率的運用」で述べた通り、ある流量を同一設計の水車複数台で発電する時、流量を等分に運転するのが最も効率的である。Victoria、New Laxapana、Kotmaleの3発電所の場合、複数台の水車が運転していても負荷変動を吸収できるのは1台だけである。並列中は、水車全機で等分に負荷変動を吸収すべきである。

水車が変動負荷を吸収すると、強制的に効率の悪い出力に押し込まれるので損失電力が発生する。即ち、出力固定運転に較べて使用水量が増加する。その計算方法を説明する。



- (1) 固定負荷  $P_0$  の場合の使用水量は以下の様に二次曲線で近似出来る。

$$Q_0 = aP_0^2 + bP_0 + c$$

- (2) 上図に示す負荷変動が正弦波の時の使用水量は  
負荷変動量  $P$  は、

$$P = P_0 + \Delta P \cdot \sin(2\pi)$$

で表されるから、平均流量  $Q_{mean}$  は以下の式で算定される。

$$\begin{aligned} Q_{mean} &= \frac{1}{2\pi} Q_{total} \\ &= \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} Q d\theta \\ &= \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} (a(P_0 + \Delta P \cdot \sin \theta)^2 + b(P_0 + \Delta P \cdot \sin \theta) + c) d\theta \\ &= (aP_0^2 + bP_0 + c) + a \frac{(\Delta P)^2}{2} \end{aligned}$$

- (3) 負荷変動を吸収する事による使用水量の増加分は

$$\Delta Q = a \frac{\Delta P^2}{2} \quad (1)$$

- (4) n 台の水車が同時に負荷変動を吸収すると

$$\begin{aligned} \Delta Q &= n \times a \frac{(\Delta P/n)^2}{2n} \\ &= \frac{1}{n} \cdot a \cdot \frac{\Delta P^2}{2} \end{aligned} \quad (2)$$

となり、

- (5) 負荷変動吸収による使用水量増加分は、n 台で吸収すると 1/n になる。

以上から、負荷変動の吸収は特定の水車に限定せずに出来るだけ多くの水車で吸収するのが好ましい。

なお、次項に述べる燃料費は、次の条件を前提に計算している。

- 1) 燃料費は、2001 年実績
- 2) 運転パターン簡略化のため、利用率は SYSIM の結果に近い丸めた数値
- 3) New Laxapana 発電所が深夜 AFC を担当し、Victoria 発電所を昼間帯のみ運転するピークシフト効果は、ここでは算入しない。即ち、水車の効率向上分による発生電力量増加分のみ計算する。

## 1.2 周波数調整の経済的運用試算結果

具体的な試算結果を以下に示す。

- (1) Victoria 発電所

添付の Figure に示す Victoria 発電所の P-Q カーブから、 $a_3 = 0.00095$  が得られ、 $P = \pm 35\text{MW}$  と共に(1)式に代入すると、

$$Q_3 = 0.581875\text{m}^3/\text{s}$$

即ち、変動負荷運転をすると 3 台固定運転時に較べて使用水量が  $0.581875\text{m}^3/\text{s}$  増加する

2 台運転時には  $0.8728125\text{m}^3/\text{s}$ 、1 台運転時には  $1.745625\text{m}^3/\text{s}$  増加する。

電水比を定格出力の  $210\text{MW}/105\text{m}^3/\text{s}$  とすると、損失電力は夫々  $1.16375\text{MW}$ 、 $2.3275\text{MW}$  及び  $3.49125\text{MW}$  である。

- (2) New Laxapana 発電所

添付の Figure に示す New Laxapana 発電所の P-Q カーブから、2 台運転時には  $a_2 = 0.0007$  が得られ、

$$\Delta Q_2 = (0.0007/2) \times (35\text{MW})^2 = 0.42875\text{m}^3/\text{s}$$

これに電水比 100MW/22.7m<sup>3</sup>/s を乗ずると、損失電力は 1.889MW となる。

1 台運転時（定格出力 50MW で ±35MW の負荷変動を吸収する事はあり得ないが、他との比較上）の損失電力は 3.778MW である。

(3) Samanalawewa 発電所

Samanalawewa 発電所水車 2 台の P-Q カーブの係数は  $a_2 = 0.0016$  であるから、

$$\Delta Q_2 = (0.0016/2) \times (35\text{MW})^2 = 0.98\text{m}^3/\text{s}$$

となり、これに電水比 120MW/42.0m<sup>3</sup>/s を乗ずると損失電力は 2.8MW、1 台の時は（定格出力 60MW で ±35MW の負荷変動を吸収する事はあり得ないが、他との比較上）5.6MW となる。

(4) Kotmale 発電所

添付の P-Q カーブから  $a_3 = 0.0014$ 、 $a_1 = 0.0042$  であるから、

$$\Delta Q_3 = (0.0014/2) \times (35\text{MW})^2 = 0.8575\text{m}^3/\text{s}$$

となり、これに電水比 201MW/105m<sup>3</sup>/s を乗ずると損失電力は 1.6415MW、2 台運転時には 3.283MW となる。

1 台運転時（定格出力 67MW で ±35MW の負荷変動を吸収する事はあり得ないが、他との比較上）は 4.9245MW の損失となる。

以上の結果を損失電力の少ない順にならべると

$$\begin{aligned} & \text{Victoria} \times 3 \text{ 台 } (1.16375\text{MW}) < \text{Kotmale} \times 3 \text{ 台 } (1.6415\text{MW}) \\ & < \text{New Laxapana} \times 2 \text{ 台 } (1.889\text{MW}) < \text{Victoria} \times 2 \text{ 台 } (2.3275\text{MW}) \\ & < \text{Samanalawewa} \times 2 \text{ 台 } (2.8\text{MW}) < \text{Kotmale} \times 2 \text{ 台 } (3.283\text{MW}) \\ & < \text{Victoria} \times 1 \text{ 台 } (3.49125\text{MW}) < \text{New Laxapana} \times 1 \text{ 台 } (3.778\text{MW}) \\ & < \text{Kotmale} \times 1 \text{ 台 } (4.9245\text{MW}) < \text{Samanalawewa} \times 1 \text{ 台 } (5.6\text{MW}) \end{aligned}$$

(注)： 上記損失電力は、±35MW の負荷変動に対する値であって、±25MW の負荷変動に対しては  $(25\text{MW}/35\text{MW})^2 = 51\%$  を掛けると良い。順番は変わらない。

上記結果から次ぎの様に言える。

- 1) 現時点で結合運転出来るのは、Samanalawewa 発電所 1 ヶ所のみである。  
Samanalawewa 発電所 2 台運転時には、最優先で周波数調整に使用すべきである。  
Victoria 発電所 1 台よりも有利である。

年間の回収電力量と燃料費メリットは、次ぎの通り。

- ・ Victoria 発電所 1 台を Samanalawewa 発電所 2 台の結合運転に切り替えると



損失電力軽減分は

$$3.5\text{MW} - 2.8\text{MW} = 0.7\text{MW}$$

- Samanalawewa 発電所の年間利用率は 33%。常に 2 台フル運転するのであれば、年間の並列時間は 2,890.8 時間。± 35MW の負荷変動吸収のためにベース出力を 85MW に下げるから、運転時間は

$$2,890.8 \text{ 時間} \times 120\text{MW}/(120-35)\text{MW} = 4,081 \text{ 時間}$$

- 回収電力量は

$$0.7\text{MW} \times 4,081 \text{ 時間} = 2,856\text{MWh/year}$$

- 燃料費メリットは

ガスタービン抑制なら

$$9.43 \text{ Rs/kWh} \times 2,856\text{MWh} = 27\text{MRs/year}$$

平均的な火力焚き減らしには

$$5.27 \text{ Rs/kWh} \times 2,856\text{MWh} = 15\text{MRs/year}$$

- 2) Victoria 発電所が中央制御 AFC システムに組み込まれ、2 台、3 台の結合運転が可能になった時の回収電力量と燃料費メリットを計算する。

- 年間利用率を 50%と仮定し、毎日 3 台運転 8 時間、2 台運転 8 時間、1 台運転 8 時間とし、常に 1 台は周波数調整を行っているものとする。

- 結合運転による回収電力量は

$$3 \text{ 台運転} : (3.49125\text{MW} - 1.16375\text{MW}) \times 8 \text{ 時間} = 18.62\text{MWh/day}$$

$$2 \text{ 台運転} : (3.49125\text{MW} - 2.3275\text{MW}) \times 8 \text{ 時間} = 9.31\text{MWh/day}$$

$$\text{合計} \quad \quad \quad 27.93\text{MWh/day}$$

- 年間で 10,473MWh の回収となる。深夜に New Laxapana 発電所 1 台で運転する時があれば、この数値はもっと大きくなる。

- 燃料費メリットは

ガスタービン抑制なら

$$9.43\text{Rs/KWh} \times 10,473\text{MWh} = 99\text{MRs/year}$$

平均的な火力焚き減らしには

$$5.27\text{Rs/KWh} \times 10,473\text{MWh} = 55\text{MRs/year}$$

- 3) New Laxapana 発電所のガバナー更新をして結合運転可能になれば、Victoria 発電所 1 台よりも有利である。深夜の周波数調整対策として、更新を急ぐべきである。

- New Laxapana 発電所の利用率は 75%で、2 台フル運転 14 時間、2 台フル運転 8 時間、解列 2 時間とし、1 台フル運転 8 時間 2 台ハーフロード運転に切り替え ± 35MW の負荷変動を吸収させるものとする。

- Victoria 発電所 1 台の損失電力は 3.49125MW、New Laxapana 発電所 2 台の損失電力は 1.889MW
- 1 日当りの回収電力量は  
 $(3.49125\text{MW} - 1.889\text{MW}) \times 8 \text{ 時間} = 12.818\text{MWh/day}$
- 年間の回収電力量は 4,678.57MWh/year
- 燃料費メリットは  
 ガスタービン抑制なら  
 $9.43\text{Rs/KWh} \times 4,678.57\text{MWh} = 44\text{MRs/year}$   
 平均的な火力焼き減らしには  
 $5.27 \text{ Rs/kWh} \times 4,678.57\text{MWh} = 25\text{MRs/year}$

4) なお、Kotmale 発電所は振動の問題があって、応答巾は狭い。

## 2. 異なる発電所の複数台水車で負荷変動を吸収する燃料費節減効果

現在の周波数調整方式の最大の欠点は、複数の発電所を同時に制御出来ない事にある。経済的な AFC 原資が数ヶ所の発電所に分散している場合、それらを束ねて利用することが出来ない。

### (1) 点灯ピーク時

中央制御 AFC の効果の最も大きい例として、点灯ピーク時に Victoria、Samanalawewa および Kotmale の貯水池式 3 発電所の水車全機 8 台で負荷変動を吸収するケースを検討する。

A と B の 2 ヶ所の AFC 発電所があって、落差が夫々  $H_A$ 、 $H_B$ 、P-Q カーブの a 係数を夫々  $a_A$ 、 $a_B$  とする時、A 発電所と B 発電所の分担割合を

$$a_B H_B / (a_A H_A + a_B H_B) : a_A H_A / (a_A H_A + a_B H_B)$$

なる比率で分担するのが最経済である。実運用でこの比率をキープするのは、かなり難しい面があるが、この比率で計算を進める。

3 ヶ所の発電所の有効落差、a 係数などは次の通り。

Victoria :	$a_V = 0.00095$ 、	$H_V = 190\text{m}$ 、	$a_V H_V = 0.1805$
Kotmale :	$a_K = 0.0014$ 、	$H_K = 201.5\text{m}$ 、	$a_K H_K = 0.2821$
Samanalawewa :	$a_S = 0.0016$ 、	$H_S = 320\text{m}$ 、	$a_S H_S = 0.512$

以上から

$$\Delta P_V : \Delta P_K = 61\% : 39\%$$

$$\Delta P_K : \Delta P_S = 65\% : 35\%$$

よって

$$\Delta P_V : \Delta P_K : \Delta P_S = 50.4\% : 32.2\% : 17.4\%$$

±35MW の負荷変動をこの比率で配分すると、夫々±17.64MW、±11.2MW および±6.09MW となる。この変動幅での1日8時間当りの損失電力量を計算する。

1) Victoria 発電所

$$\text{MWh} = (0.00095/2) \times (17.64)^2 \times 8 \text{ 時間} \times 210\text{MW}/105\text{m}^3/\text{s} = 2.365\text{MWh}$$

2) Kotmale 発電所

$$\text{MWh} = (0.0014/2) \times (11.2)^2 \times 8 \text{ 時間} \times 201\text{MW}/105\text{m}^3/\text{s} = 1.3447\text{MWh}$$

3) Samanalawewa 発電所

$$\text{MWh} = (0.0016/2) \times (6.09)^2 \times 8 \text{ 時間} \times 120\text{MW}/42.0\text{m}^3/\text{s} = 0.6782\text{MWh}$$

4) 3 発電所合計

$$\text{MWh} = 4.3878\text{MWh}$$

5) 比較

Victoria 発電所の水車1台で AFC 運転を行う時の1日当り損失電力量は、前述の通り 83.79MWh であった。8時間当り 27.93MWh である。

貯水池式の AFC 発電所の水車全機で負荷変動を吸収すれば、損失電力量を約 16% に軽減出来、毎日 23.54MWh、年間 8,592.1MWh 回収が期待される。

・ 燃料費メリットは

ガスタービン抑制なら

$$9.43 \text{ Rs/kWh} \times 8,592.1\text{MWh} = 81\text{MRs/year}$$

平均的な火力焚き減らしには

$$5.27\text{Rs/KWh} \times 8,592.1\text{MWh} = 45\text{MRs/year}$$

AFC 運転出来る水車が 8 台運転しているのにも拘わらず、1 台しか周波数調整に使用しないのは「物理的にも経済的にも非合理的な運用をしている」と言わざるを得ない。

(2) 深夜帯

経済運用を迫ると、貯水池式発電所を深夜運転する事は有り得ず、深夜の AFC 原資確保が必要となる。Kelani 川水系の自流式発電所は、利用率が高く深夜も運転される。中間にある Laxapana 調整池が小容量なため、New Laxapana、Old Laxapana および Polpitiya の 3 発電所は連動して同じ運転パターンを取らざるを得ない。給電指令所に設置された中央制御装置から、AFC 対象発電所に制御信号を送る「中央制御 AFC システム」を採用していると、上記 3 発電所を同時に動かして 112.5MW の AFC

原資を確保出来る。

- 1) New Laxapana、Old Laxapana および Polpitiya 発電所で負荷変動を吸収する場合

深夜帯に、New Laxapana 発電所 1 台、Old Laxapana 発電所の 12.5MW 水車 2 台(又は 8.33MW 水車 3 台)および Polpitiya 発電所 1 台と半分の容量の水車にて AFC 運転を実施した場合について検討する。

#### 検討条件

上記 3 発電所の a 係数(水車全機の合成値)、基準落差、電水比などは次の通りとする。

・ New Laxapana 発電所  $a_{n2} = 0.0007$     578m    100MW/22.7m<sup>3</sup>/s

$$a_{n1} H_n = 0.8092$$

・ Old Laxapana 発電所  $a_{o5} = 0.0005$     449m    50MW/14.2m<sup>3</sup>/s

$$a_{o2.5} H_o = 0.4490$$

・ Polpitiya 発電所  $a_{p2} = 0.0035$     259m    75MW/34.0m<sup>3</sup>/s

$$a_{p1} H_p = 1.8130$$

$$P_N : \Delta P_O : \Delta P_P = 30.8\% : 55.5\% : 13.7\%$$

±35MW の負荷変動をこの比率で配分すると、夫々 ±10.8MW、±19.4MW および ±4.8MW となる。Old Laxapana は、±12.5MW 以上は負荷変動を吸収出来ないの、不足分は他の 2 発電所で肩代わりして ±15.77MW、±12.5MW および ±6.9MW の変動巾となる。この変動幅での 1 日 8 時間当りの損失電力量を計算する。

なお、Polpitiya 発電所の配分率が低く、特に容量の小さい Old Laxapana 発電所よりも低いのは、他の発電所はペルトン水車であるのに対し、効率曲線の尖ったフランシス水車を採用しているためと考えられる。

- a) New Laxapana 発電所

$$MWh = (2 \times 0.0007/2) \times (15.77)^2 \times 8 \text{ 時間} \times 100\text{MW}/22.7\text{m}^3/\text{s} = 5.9828\text{MWh}$$

- b) Old Laxapana 発電所

$$MWh = (2 \times 0.0005/2) \times (12.5)^2 \times 8 \text{ 時間} \times 50\text{MW}/14.2\text{m}^3/\text{s} = 2.2007\text{MWh}$$

- c) Polpitiya 発電所

$$MWh = (2 \times 0.0035/2) \times (6.9)^2 \times 8 \text{ 時間} \times 75\text{MW}/34.0\text{m}^3/\text{s} = 2.9637\text{MWh}$$

- d) 3 発電所合計

$$MWh = 11.1472\text{MWh}$$

#### 比較

Victoria 発電所の水車 1 台で AFC 運転を行う時の 1 日当り損失電力量は、前述の通り 83.79MWh であった。8 時間当り 27.93MWh である。Kelani 川水系の調整池式発

電所の水車半数で負荷変動を吸収すれば、損失電力量を約 40%に軽減でき、毎日 16.78MWh 回収出来る。年間にすると 6,126MWh である。

- ・ 燃料費メリットは

ガスタービン抑制なら

$$9.43\text{Rs/KWh} \times 6,126\text{MWh} = 58\text{MRs/year}$$

平均的な火力焼き減らしには

$$5.27\text{Rs/kWh} \times 6,126\text{MWh} = 32\text{MRs/year}$$

### ピークシフト効果

Victoria を深夜並列せず、その使用水量を昼間に振り向けると多大な燃料費節減となる。その電力量は年間  $35\text{MW} \times 8\text{時間/日} \times 365\text{日} = 102.2\text{GWh}$

- 2) New Laxapana と Old Laxapana の 2 発電所で負荷変動を吸収する場合

振動問題が未解決として Polpitiya を外し、負荷変動を New Laxapana、Old Laxapana の 2 発電所の半分の容量の水車で吸収する場合について検討する。

$$a_N H_N = 0.8092 \quad a_O H_O = 0.445 \quad \Delta P_N : \Delta P_O = 35.7\% : 64.3\%$$

±35MW の負荷変動をこの比率で配分すると、夫々 ±12.5MW、±22.5MW となる。

Old Laxapana は ±12.5MW までしか負荷変動を吸収出来ないので、不足分を New Laxapana が肩代わりして、±22.5MW 吸収する。

この変動幅での 1 日 8 時間当りの損失電力量を計算する。

- a) New Laxapana 発電所

$$\text{MWh} = (2 \times 0.0007/2) \times (22.5)^2 \times 8\text{時間} \times 100\text{MW}/22.7\text{m}^3/\text{s} = 12.489\text{MWh}$$

- b) Old Laxapana 発電所

$$\text{MWh} = (2 \times 0.0005/2) \times (12.5)^2 \times 8\text{時間} \times 50\text{MW}/14.2\text{m}^3/\text{s} = 2.2007\text{MWh}$$

- c) 2 発電所合計

$$\text{MWh} = 14.69\text{MWh}$$

### 比較

Victoria 発電所の水車 1 台で AFC 運転を行う時の 1 日当り損失電力量は、前述の通り 83.79MWh であった。8 時間当り 27.93MWh である。New Laxapana および Old Laxapana 発電所 2 ケ所の水車半分の容量で、Victoria 発電所とほぼ同じ AFC 容量を確保出来る。損失電力量を約半分に軽減出来、毎日 13.24MWh、年間にして 4,832MWh 回収出来る。

- ・ 燃料費メリット

ガスタービン抑制なら

$$9.43 \text{ Rs/kWh} \times 4,832 \text{ MWh} = 46 \text{ MRs/year}$$

平均的な火力焚き減らしには

$$5.27 \text{ Rs/kWh} \times 4,832 \text{ MWh} = 25 \text{ MRs/year}$$

### ピークシフト効果

Victoria を深夜並列せず、その使用水量を昼間に振り向けると多大な燃料費節減となる。その電力量は年間  $35 \text{ MW} \times 8 \text{ 時間/日} \times 365 \text{ 日} = 102.2 \text{ GWh}$

### 3) Victoria 発電所と New Laxapana 発電所が同時に負荷変動を吸収する場合

Polpitiya 発電所の振動問題が解決せず、かつ Old Laxapana 発電所のリニューアルが進まない時、深夜の AFC 容量が不足する事があるかも知れない。又、大雨による溢水防止のため、Victoria 発電所を深夜運転するかも知れない。その時の効果を計算する。

#### a) New Laxapana 発電所 2 台運転時

##### Victoria 発電所の諸定数

$$a_{v1} = 0.00285, H_v = 190\text{m}, a_{v1}H_v = 0.5415, \text{電水比 } 210\text{MW}/105\text{m}^3/\text{s}$$

##### New Laxapana 発電所の諸定数

$$a_{n2} = 0.0007, H_n = 578\text{m}, a_{n2}H_n = 0.4046, \text{電水比 } 100\text{MW}/22.7\text{m}^3/\text{s}$$

$$\Delta P_v : \Delta P_n = 0.4046 / 0.9461 : 0.5415 / 0.9461 = 42.7 : 57.3$$

$$\Delta Q_v = (0.00285/2) \times (\pm 35 \times 0.427)^2 \times 8 \text{ 時間} = 2.546 \text{ m}^3/\text{s-h}$$

$$\Delta \text{MWh}_v = 2.546 \text{ m}^3/\text{s-h} \times 210 \text{ MW}/105 \text{ m}^3/\text{s} = 5.09 \text{ MWh}$$

$$\Delta Q_n = (0.0007/2) \times (\pm 35 \times 0.573)^2 \times 8 \text{ 時間} = 1.126 \text{ m}^3/\text{s-h}$$

$$\Delta \text{MWh}_n = 1.126 \text{ m}^3/\text{s-h} \times 100 \text{ MW}/22.7 \text{ m}^3/\text{s} = 4.961 \text{ MWh}$$

両発電所合計 10.05MWh で、Victoria 発電所単独 (27.93MWh) の場合に較べ、1 晩当り 17.88MWh の発生電力量の増加を得る。

#### b) New Laxapana 発電所 1 台運転時

##### New Laxapana 発電所の諸定数

$$a_{n1} = 0.0014, H_n = 578\text{m}, a_{n1}H_n = 0.8092, \text{電水比 } 100\text{MW}/22.7\text{m}^3/\text{s}$$

$$\Delta P_v : \Delta P_n = 59.9\% : 40.1\%$$

$$\Delta Q_v = (0.00285/2) \times (\pm 35 \text{ MW} \times 0.599)^2 \times 8 \text{ 時間} = 5.01 \text{ m}^3/\text{s-h}$$

$$\Delta \text{MWh}_v = 5.01 \text{ m}^3/\text{s-h} \times 210 \text{ MW}/105 \text{ m}^3/\text{s} = 10.02 \text{ MWh}$$

$$\Delta Q_n = (0.0014/2) \times (\pm 35 \text{ MW} \times 0.401)^2 \times 8 \text{ 時間} = 1.103 \text{ m}^3/\text{s-h}$$

$$\Delta MWh_n = 1.103 \text{m}^3/\text{s-h} \times 100 \text{MW} / 22.7 \text{m}^3/\text{s} = 4.86 \text{MWh}$$

両発電所合計 14.88MWh で、1 晩当り 13.05MWh の発生電力量増加を得る。

運転実績から見て 1 台中間負荷運転する確率は 5/18、2 台中間負荷運転の確率は 11/18 × と推定される。期待される年間の発生電力量増加量は下記の通り。

$$(17.88 \times 11/18 + 13.05 \times 5/18) \times 365 \text{ 日} = 5,311 \text{MWh}$$

深夜 Victoria と New Laxapana の両方の発電所が運転しているのに、片方しか周波数調整に使用しないのは「物理的にも経済的にも非合理的な運用をしている」と言わざるを得ない。

### (3) セミピーク帯

負荷曲線が尖鋭化するに伴い、貯水池式発電所の運転は点灯ピーク時に集中し、セミピーク帯の AFC 原資確保が必要になって来る。貯水池式発電所は、究極的には点灯ピーク時 8 時間しか運転されないとされる。併し、その過程において、数ヶ所の貯水池発電所で 1 台ずつ並列されていれば、それらを束ねて AFC 原資に利用出来る。

日常運用で、貯水池式 AFC 発電所が各所 1 台ずつ運転する時間がどの程度あるか、把握が難しいが、1 日当りの効果を計算する。

3ヶ所の a 係数、有効落差などは次の通り。

	$a_i$	$H_i$ (m)	$a_i H_i$
Victoria	$a_v = 0.00285$	$H_v = 190$	$a_v H_v = 0.5415$
Kotmale	$a_k = 0.0042$	$H_k = 201.5 \text{m}$	$a_k H_k = 0.8463$
Samanalawewa	$a_s = 0.0032$	$H_s = 320 \text{m}$	$a_s H_s = 1.024$

$$\Delta P_v : \Delta P_k : \Delta P_s = 46\% : 29.5\% : 24.3\%$$

±35MW の負荷変動をこの比率で配分すると、夫々 ±16.1MW、±10.32MW および ±8.5MW となる。この変動幅での 1 日 8 時間当りの損失電力量を計算する。

#### 1) Victoria 発電所

$$\text{MWh} = (0.00285/2) \times (16.1)^2 \times 8 \text{ 時間} \times 210 \text{MW} / 105 \text{m}^3/\text{s} = 5.91 \text{MWh}$$

#### 2) Kotmale 発電所

$$\text{MWh} = (0.0042/2) \times (10.32)^2 \times 8 \text{ 時間} \times 201 \text{MW} / 105 \text{m}^3/\text{s} = 3.425 \text{MWh}$$

#### 3) Samanalawewa 発電所

$$\text{MWh} = (0.0032/2) \times (8.5)^2 \times 8 \text{ 時間} \times 120 \text{MW} / 42.0 \text{m}^3/\text{s} = 2.642 \text{MWh}$$

4) 3 発電所合計

$$\text{MWh} = 11.977\text{MWh}$$

比 較

Victoria 発電所の水車 1 台で AFC 運転を行う時の 1 日当り損失電力量は、前述の通り 83.79MWh であった。8 時間当り 27.93MWh である。貯水池式 AFC 発電所の水車 1 台ずつで負荷変動を吸収しても、損失電力量を約 43%に軽減出来る。

### 3. 結論

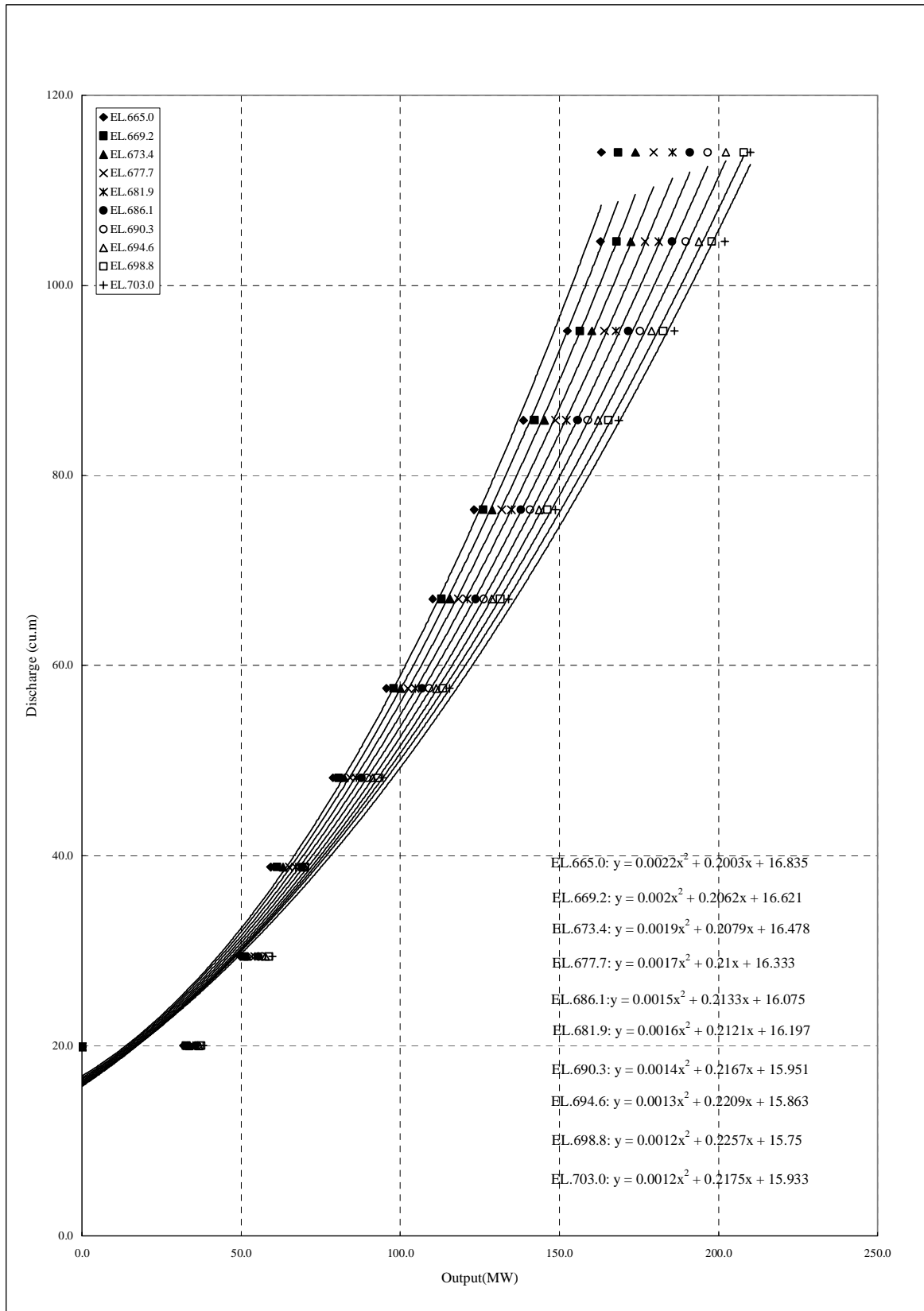
深夜と点灯ピーク時の火力燃料費の差が拡大すると、Kelani 川水系調整池式 3 発電所の増設が検討対象となるであろう。当然揚水発電所も検討対象となる。

将来揚水発電所建設の際、ポンプ水車を可変速にすれば、揚水運転中に AFC 運転が可能で、揚水運転中は経済性を損なう事なしに AFC 原資を確保出来る。インド大陸との連系は遠い将来の事と思われる。小容量の単独系統で、経済的に安定した電力供給を行うためには、最初のポンプ水車は可変翼にするなど、他の電力系統にはない知恵と努力が必要とされる。

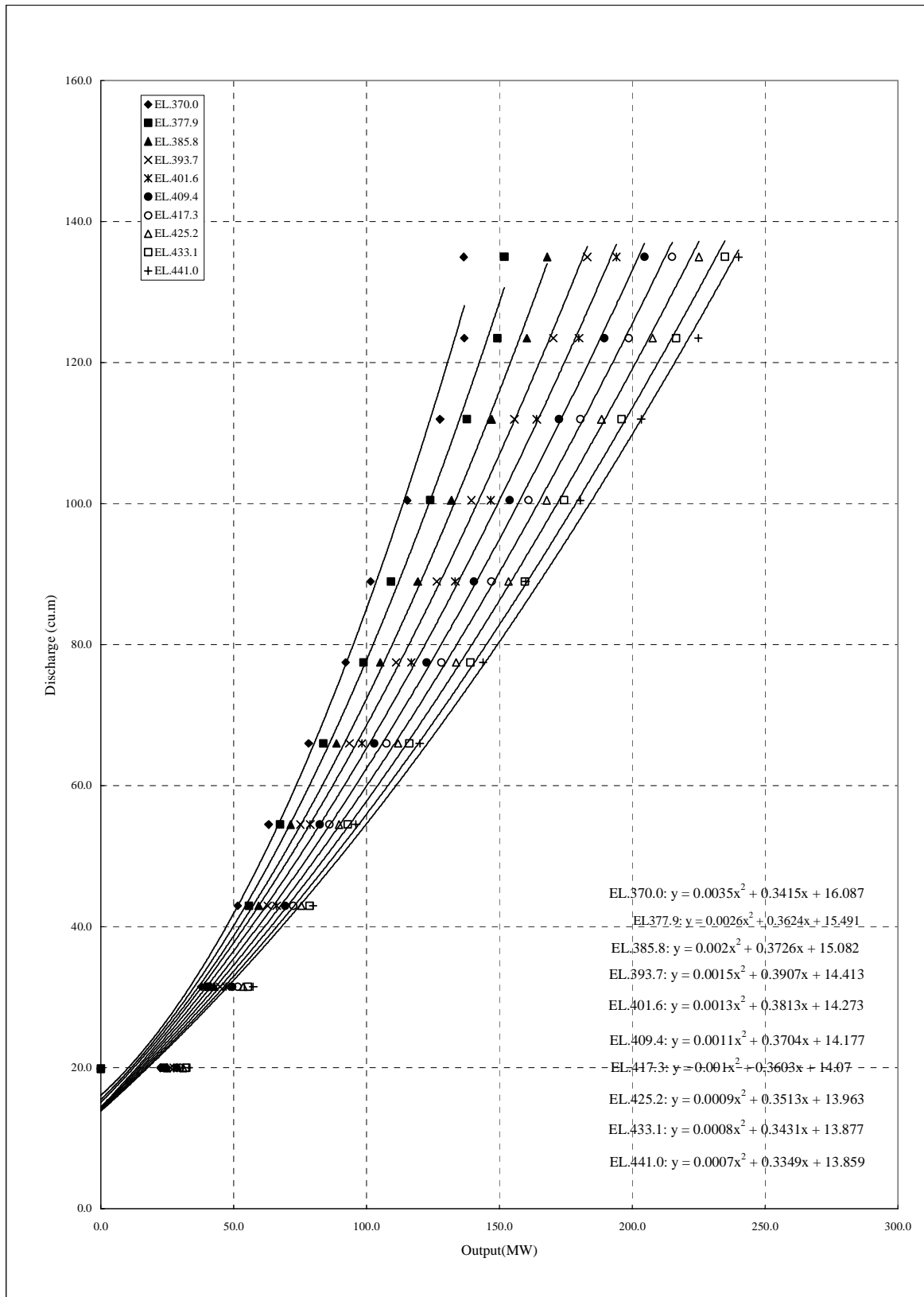


### **Attached Drawings**

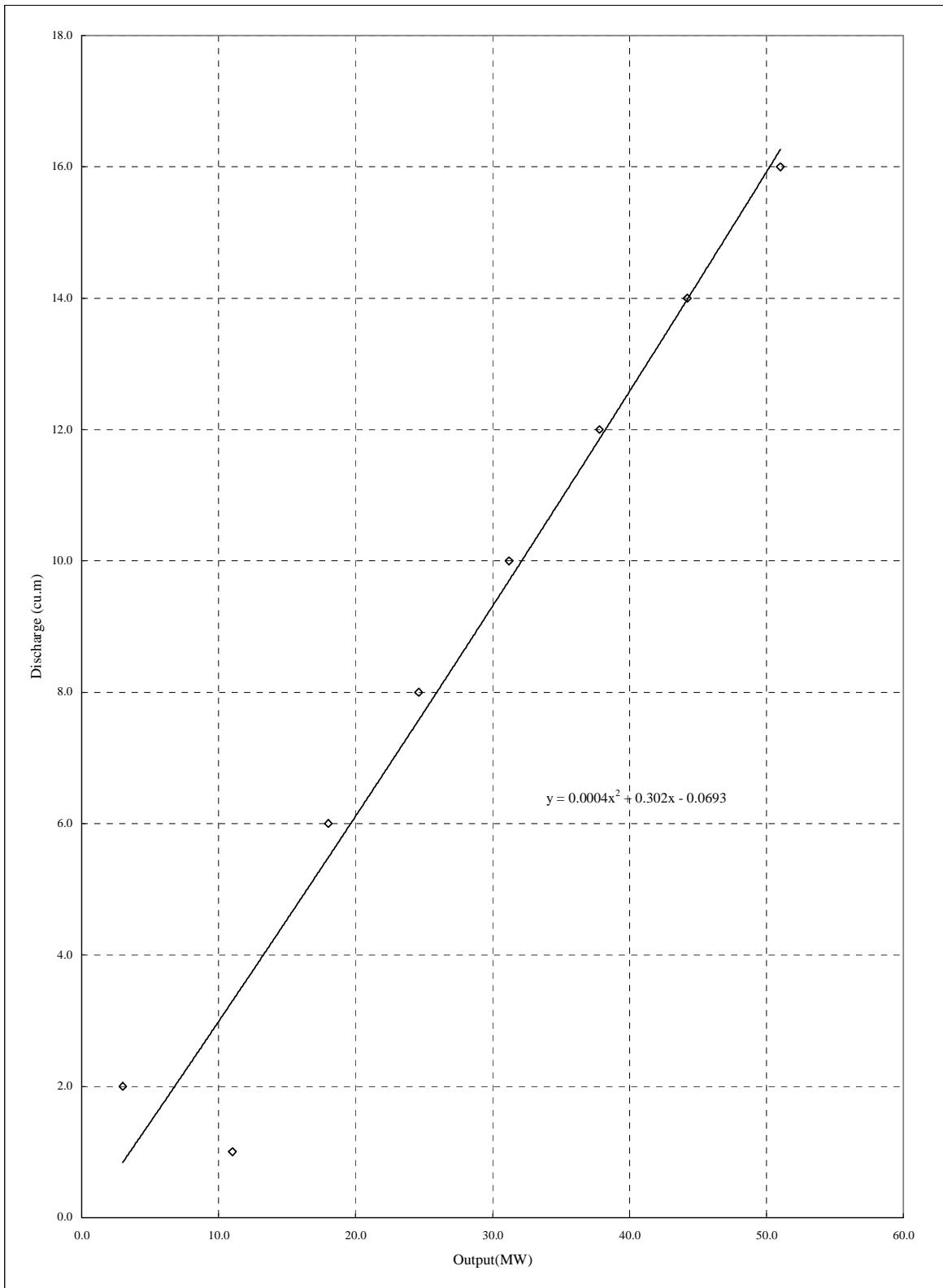
- (1) P-Q curve of the Kotmale hydropower station
- (2) P-Q curve of the Victoria hydropower station
- (3) P-Q curve of the Old Laxapana hydropower station
- (4) P-Q curve of the New Laxapana hydropower station
- (5) P-Q curve of the Polpitiya hydropower station
- (6) P-Q curve of the Samanlawewa hydropower station



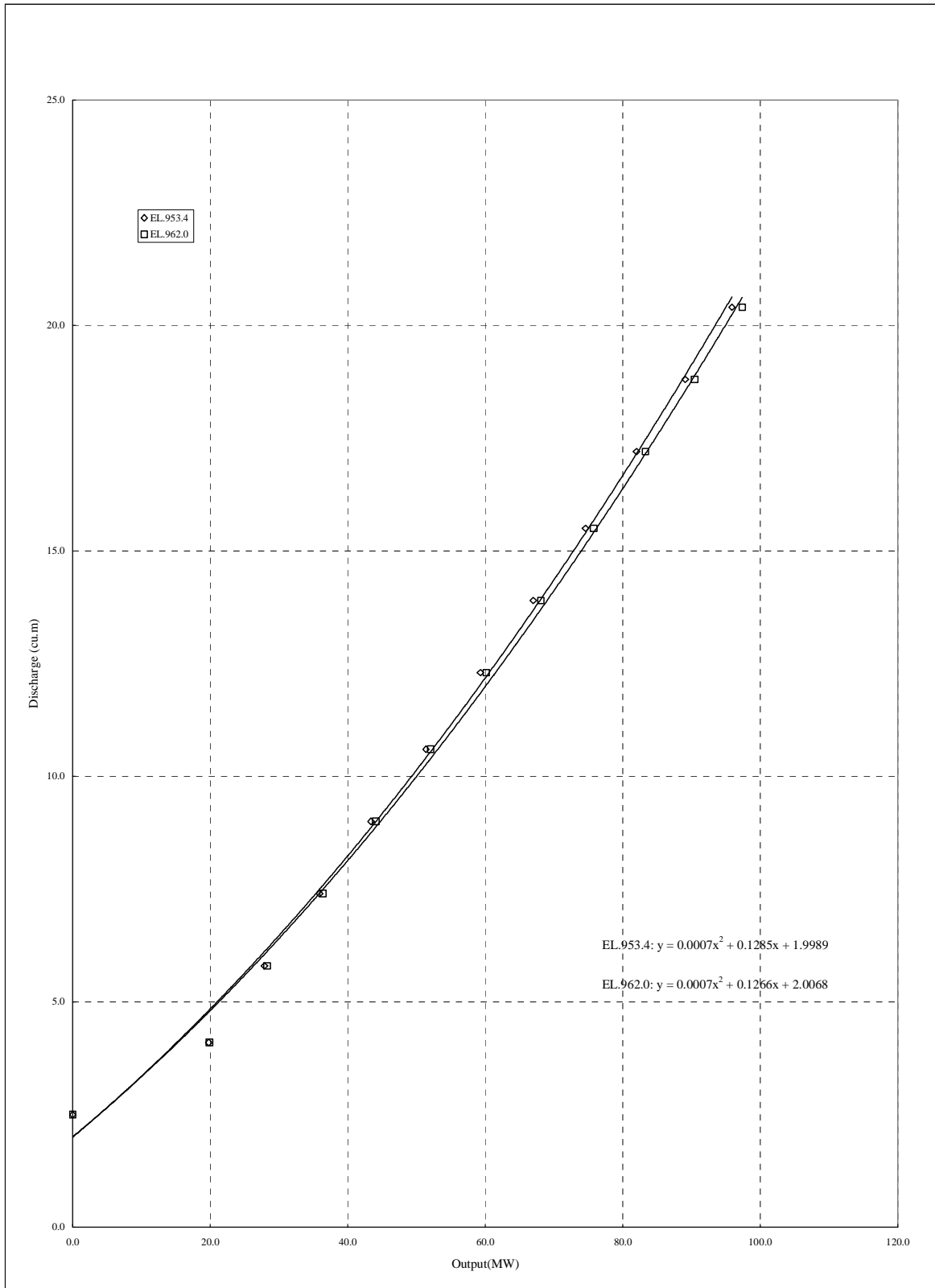
(1) P-Q curve of the Kotmale Hydropower Station



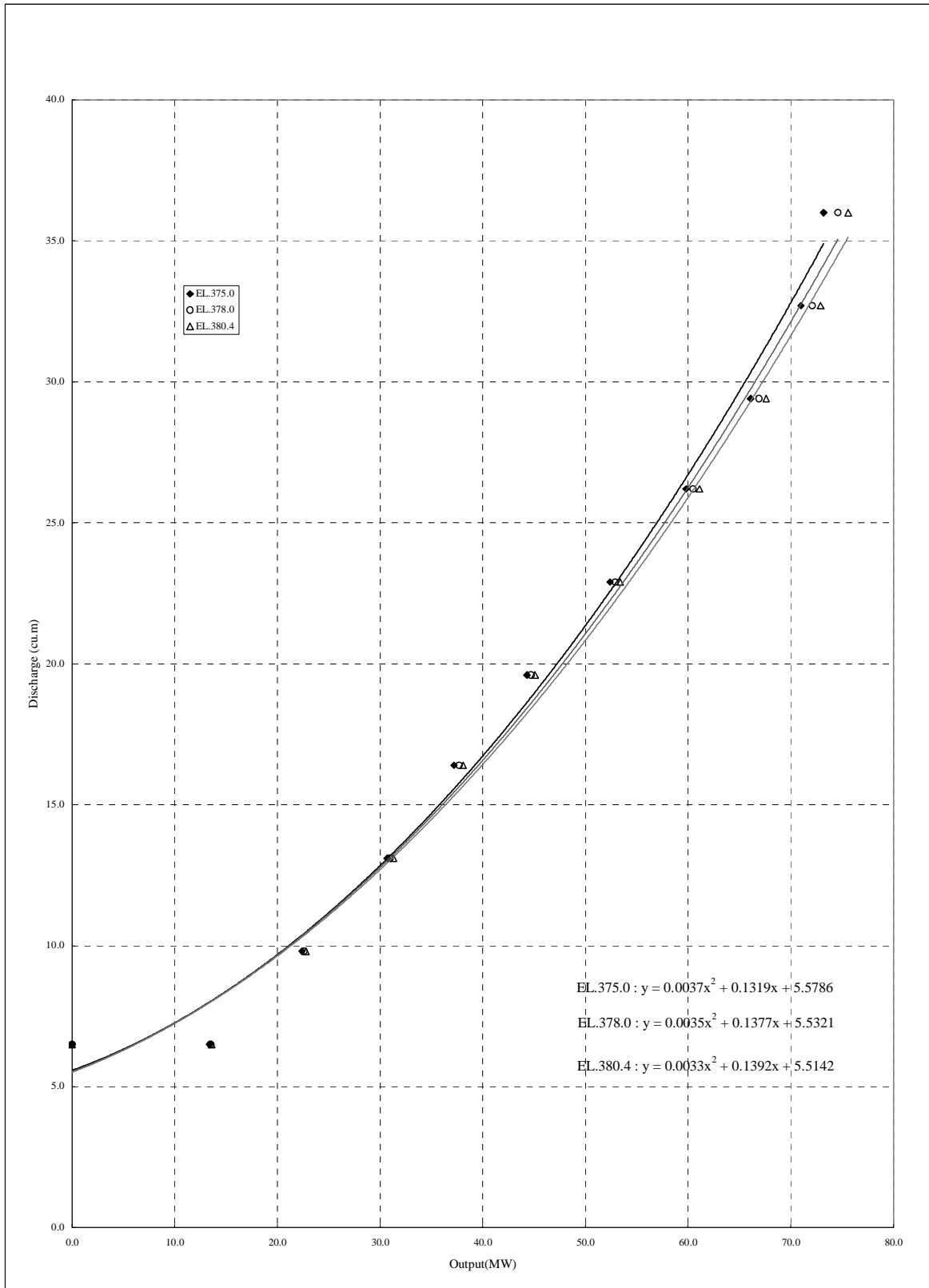
(2) P-Q curve of the Victoria Hydropower Station



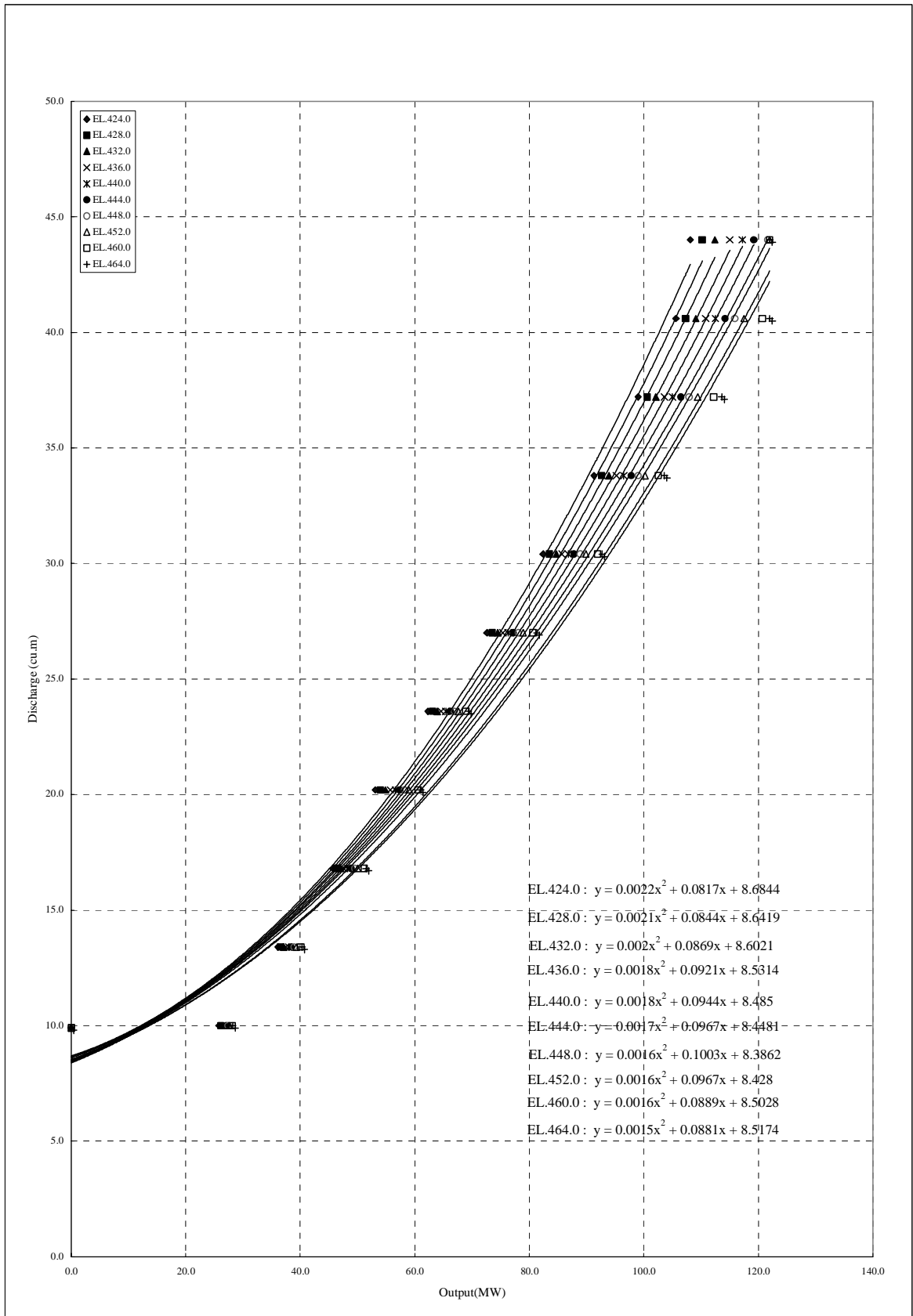
**(3) P-Q curve of the Old Laxapana Hydropower Station**



(4) P-Q curve of the New Laxapana Hydropower Station



**(5) P-Q curve of the Polpitiya Hydropower Station**



(6) P-Q curve of the Samanalawewa Hydropower Station