

Ver 1.1

オフセット・クレジット(J-VER)制度に基づく
温室効果ガス排出削減プロジェクト計画書別紙
モニタリング計画書

プロジェクト名	小水力発電による系統電力の代替
プロジェクト代表事業者名	岐阜県知事 古田 肇

提出日 2011年 1月 7日

受理日 2011年 1月11日

最終版提出日 2011年 3月15日

I. 排出削減量の算定で考慮する温室効果ガス排出活動」(方法論項目3)

ベースライン排出量				
排出活動	排出活動の説明	排出源(設備等)	温室効果ガス	備考
系 統 電 力 の 使 用	小水力発電による電力の利用がなされなければ、等量の系統電力が利用され、これに伴うCO2が排出される。	系統電力発電所	CO2	

プロジェクト排出量				
排出活動	排出活動の説明	排出源(設備等)	温室効果ガス	備考
水 力 発 電 施 設 電 力	小水力発電設備の運営に必要な電力	発電機盤、変圧器盤、母線連絡盤	CO2	

※ 方法論の「3. 排出削減量の算定で考慮する温室効果ガス排出活動」に示される排出活動以外にも主要な排出活動がある場合には上記に記入すること。
※ 欄が足りない場合には追加して記入すること。

II. 算定式（方法論項目4～6）

1. 排出削減量の算定 ※方法論を参照し、以下に排出削減量の算定式及び値を記入する。

排出削減量:ER水,y	
= BE水,y - PE水,y	
【2008年度】	ER水,y = 75.99 - 10.17 = 65.82 (t-CO2/年)
【2009年度】	ER水,y = 60.39 - 8.54 = 51.85 (t-CO2/年)
【2010年度】	ER水,y = 56.13 - 7.72 = 48.41 (t-CO2/年)
【2011年度以降】	ER水,y = 50.14 - 6.90 = 43.24 (t-CO2/年)

2. ベースライン排出量の算定 ※方法論を参照し、以下にベースライン排出量の算定式及び値を記入する。

ベースライン排出量:BE水,y	
= (EG水,系,y + EG水,自,y - EG水,系,y[電力会社に環境価値が帰属するため減量する]) × CEF電,y	
【2008年度】	BE水,y = (542,565 + 138,180 - 542,565) × 0.55 / 1,000 = 75.99 (t-CO2/年)
【2009年度】	BE水,y = (514,535 + 130,717 - 514,535) × 0.462 / 1,000 = 60.39 (t-CO2/年)
【2010年度】	BE水,y = (528,550 + 134,447 - 528,550) × (0.462+0.373) / 1,000 / 2 = 56.13 (t-CO2/年)
【2011年度以降】	BE水,y = (528,550 + 134,447 - 528,550) × 0.373 / 1,000 = 50.14 (t-CO2/年)

2010年度以降は、(2008年度実績+2009年度実績)/2にて2年間の平均の売電量、発電量としてベースラインを算定

3-1. プロジェクト排出量の算定 ※方法論を参照し、以下にプロジェクト排出量の算定式及び値を記入する。

プロジェクト排出量:PE水,y	
= (PE運,電,y + PE運,化,y) × CEF電,y	
【2008年度】	PE水,y = 18,484 × 0.55 / 1,000 = 10.17 (t-CO2/年)
【2009年度】	PE水,y = 18,484 × 0.462 / 1,000 = 8.54 (t-CO2/年)
【2010年度】	PE水,y = 18,484 × (0.462+0.373) / 1,000 / 2 = 7.72 (t-CO2/年)
【2011年度以降】	PE水,y = 18,484 × 0.373 / 1,000 = 6.90 (t-CO2/年)

*18,484(kwh/年) = 2.11(kw)[定格(発電補機+送電補機)] × 8,760(時間)[(P3-1)+(P3-2)]
*2011年度は2月が29日となるため、6.91(t-CO2/年)となるが、想定排出削減量(整数値)は同じとなる。

3-2. プロジェクト排出量の算定 ※方法論を参照し、以下にプロジェクト排出量の算定式及び値を記入する。

--

3-3. プロジェクト排出量の算定 ※方法論を参照し、以下にプロジェクト排出量の算定式及び値を記入する。

--

※欄が足りない場合は適宜欄を追加して記入すること。

Ⅲ. モニタリング詳細－活動量－(方法論項目7)

モニタリング ポイントNo	パラメータ	燃料 種別	測定方法	モニタリング パターン	測定頻度	自社管理計量器の使用			精度レベル の確認	計画値 [単位]	備考
						計量器の種類	計量器の 精度管理	計量器の 有効期限			
IVモニタリング フロー図に 記載した、モニ タリングポ イントの番号 を記入	方法論に 記載されて いるパラ メータを記 入	モニタリングの対象とな る燃料の種類を記入 「その他」を選択した場 合には備考欄に具体 的な燃料名を記入	測定方法・データ把握方法を記入	モニタリング方 法ガイドライン 「第Ⅱ部1.1モニ タリングポイント とモニタリング パターン」を参 照しA～Cより選 択	測定頻度を記入	自社管理計量器を使 用している場合、計量 器の具体的種類を記 入	計量器の検定有無 や定期検査等に関 する情報を記入	計量器の有効 期限を記入	モニタリング方法 ガイドライン「第 Ⅱ部1.3精度確保 について」を参照 し、要求精度レ ベルと自己精度レ ベルを確認	想定排出削 減量の算定 に使用した値 を記入	特筆すべき事項があれば記入
1	Q個燃	一般炭	自社管理計量器にて把握する	B:実測	月1回	ベルトスケール	検定付メータ	2014/5/1	○	500t	
P1	EG水.系.y+EG 水.目.y	その他	自社管理計量器にて把握する	B:実測	月1回	(株)第一エレクトロニクス製 電子式スーパーマルチメー ター SQLC-110L	—	2014/12/14	○	680,742kwh (2008年度)	小水力発電による発電量 電子式メータのメーカー推奨期限は試験日から7年間
P2	EG水.系.y	その他	売電伝票で把握	A-1:購買量	月1回	—	—	—	○	542,565kwh (2008年度)	電気事業者への売電量
P3-1	EC水.補.y	電力(系統)	管理日報で把握	C:概算	月1回	—	—	—	○	18,484kwh (2008年度)	小水力発電施設の稼働していない時間
P3-2	EC水.補.y	その他	管理日報で把握	C:概算	月1回	—	—	—	○		小水力発電施設の稼働時間

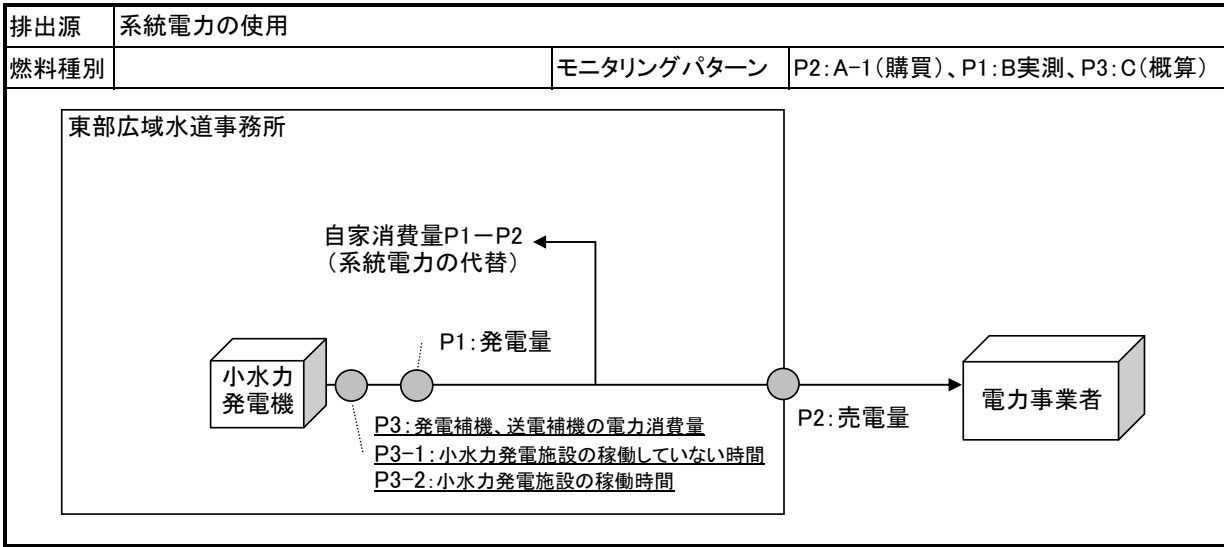
※モニタリング方法ガイドラインや方法論に記載されていない独自手法またはデータを用いてモニタリングする場合は、その方法を採用する合理的根拠やデータの出典を上記の表又は「Ⅶ備考」シートで説明すること。

Ⅲ. モニタリング詳細－発熱量・排出係数－(方法論項目7)

モニタリングポイントNo	パラメータ	燃料種別	パラメータ種類	測定方法	測定方法詳細	測定頻度	自社管理計量器の使用			精度レベルの確認	計画値[単位]	備考
							計量器の種類	計量器の精度管理	計量器の有効期限			
IVモニタリングフロー図に記載した、モニタリングポイントの番号を記入	方法論に記載されているパラメータを記入	モニタリング対象となる燃料の種類を選択「その他」を選択した場合には備考欄に具体的な燃料名を記入	モニタリング対象となる項目を選択	測定方法を選択	事業者自ら実測を行う場合、具体的な測定方法を記入	測定頻度を記入	自社管理計量器を使用している場合、計量器の具体的な種類を記入	計量器の検定有無や定期検査等に関する情報を記入	計量器の有効期限を記入	モニタリング方法ガイドライン「第Ⅱ部1.3精度確保について」を参照し、要求精度レベルと自己精度レベルを確認	想定排出削減量の算定に使用した値を記入	特筆すべき事項があれば記入
2	NCV _高 y	バイオマス(固体)	単位発熱量	実測値	JIS Z 7302-2:1999に準拠し測定	月1回	トラックスケール	検定付メータ	2013/10/1	○	2000t	
	CEF電.y	電力(系統)	排出係数	デフォルト値	—	デフォルト値変更—	—	—	—	○	0.55tCO2/kwh	初年度
	CEF電.y	電力(系統)	排出係数	デフォルト値	—	デフォルト値変更—	—	—	—	○	0.462tCO2/kwh	2.5年まで
	CEF電.y	電力(系統)	排出係数	デフォルト値	—	デフォルト値変更—	—	—	—	○	0.373tCO2/kwh	2.5年以降

IV. モニタリングフロー図

排出削減量の算定に使用するモニタリングが必要なパラメータについて、燃料、電力等の受入から消費までの流れを記載するとともに、各モニタリングポイントを明示する。



排出源			
燃料種別		モニタリングパターン	

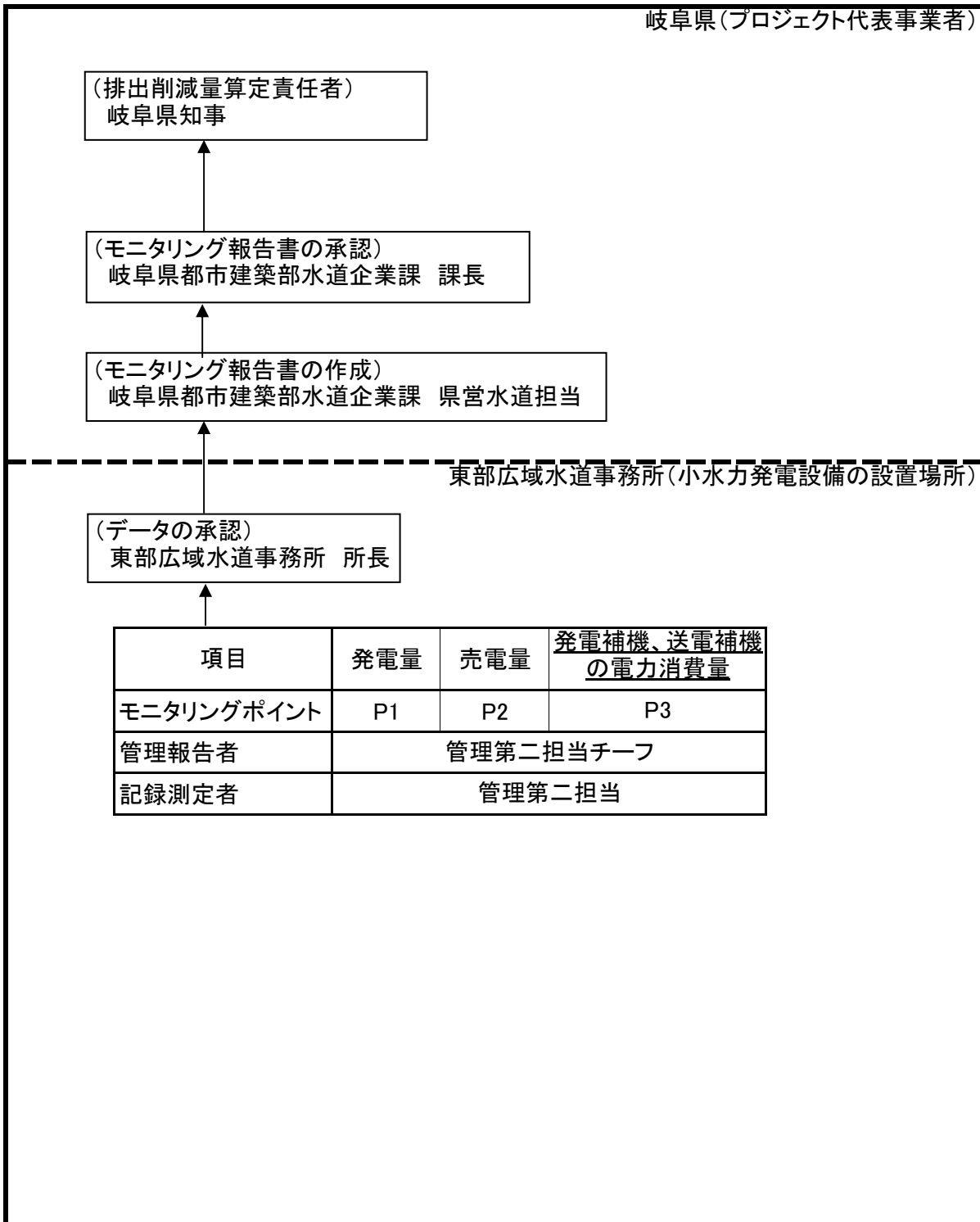
排出源			
燃料種別		モニタリングパターン	

※使用するパラメータを全て記載すれば、必ずしも個別パラメータごとにフロー図を作成する必要はなく、一つのフローで全体を示しても良い。

※記入枠は必要に応じてコピーして増やすこと

V. モニタリング体制図

モニタリング体制図を以下に記載すること(詳細については、モニタリング方法ガイドライン「第I部2. 2モニタリング体制の構築」を参照のこと)。



VI. 品質保証(QA)及び品質管理(QC)

データの品質を確保するための仕組みとして、データ収集・集計等体制の整備と個別データの信頼性の向上について以下に記載すること。例えば、バイオマス燃料のモニタリングにおける手順や算定基準に関する社内研修や、発熱量・含水率等の計量を行う計量器の精度管理等が想定される(詳細については、モニタリング方法ガイドライン「第I部2.2モニタリング体制の構築」を参照のこと)。

(1) 教育訓練

担当者を決め、前任者からの引継書により説明を受けている。

(2) 情報の保管

記録測定者が、月ごとの発電量・売電量について、文書化し保管するとともに、毎月モニタリング報告書作成者に報告する。

(3) データの確認

運転状況、前日、前年との比較により、毎日、管理報告者が確認している。

(4) 内部監査

モニタリング報告書作成時に発電量、売電量、小水力発電設備の電力消費量を確認し、収集データに不明な点がないか確認する。年1回、排出削減量算定責任者により、モニタリング方法ガイドラインに沿ったプロジェクトが実施されているか確認する。

(5) 測定機器の維持・管理

保安規程に基づき、年1回の定期点検を実施している。故障が生じた場合は、その都度速やかに修理している。

※独自の様式や手順書等を作成している場合には本様式に添付しても良い。

VI. 備考

モニタリング項目等の説明で追加説明が必要な場合は、以下に詳細を記述する。

モニタリングポイント(P3)の追加説明

OP3: 発電補機、送電補機の電力消費量

・発電補機、送電補機の定格出力: 2.11kw

・発電補機、送電補機は常時運転: 8,760時間/年

（小水力発電施設の稼働していない時間(P3-1)は、系統電力を消費）

（小水力発電施設の稼働している時間(P3-2)は、当該電力を消費）