

平成 19 年度 CDM/JI 事業調査
スロバキア・風力発電事業調査
報告書

(和文概要版)

平成 20 年 3 月

みずほ情報総研株式会社

目次

1	スロバキア共和国基礎情報	1
1.1	一般情報.....	1
1.2	ホスト国の FORCAL POINT	4
1.3	承認手続き	5
2	プロジェクト情報	6
2.1	プロジェクト概要.....	6
2.2	ベースラインシナリオ.....	7
2.3	モニタリング手法及び計画.....	8
2.4	プロジェクト実施期間とクレジット獲得期間.....	9
2.5	GHG 削減量の計算.....	10
2.6	環境影響評価に関する情報.....	10
3	事業化に向けて	11
3.1	プロジェクト実施のための資金計画.....	11
3.2	事業化に向けた課題.....	11

1 スロバキア共和国基礎情報

1.1 一般情報

1.1.1 スロバキア共和国概要

スロバキアは2004年5月にEUに加盟したが、このことは、同国が構造的に堅固な議会制民主主義に支えられた、完全に機能する近代的市場経済への移行を完了したことを証明している。スロバキア共和国は1993年にチェコスロバキアから独立した。2001～2003年に、Dzurinda 首相主導の下で構造面とマクロ経済面での大規模な改革が行われ、これがEU加盟への糸口となった。2000年以降、スロバキア共和国はOECD、EU、NATOに加盟している。



出典：Wikipedia（スロバキア）

図 1 スロバキア共和国地図

1.1.2 経済・投資状況

(a) ユーロ導入見通し

スロバキアは2009年1月にユーロ導入を目指している。通貨交換の際に生じる諸費用の低減はもとより、流動性のラストリゾートがより信用力のある欧州中央銀行になることで、外国直接投資や貿易が促進され、通貨危機のリスクも低減するためである。

スロバキア統計局は、2007年10月に、2006年財政赤字GDP比3.7%と発表した。ユーロ導入のマーストリヒト基準の達成は依然として高いといえる。

(b) 投資状況

スロバキアは、人口 540 万人の小国であるが、税率を 19%という比較的低い水準に一本化し、外国企業誘致を積極的に図ってきている。特に、自動車製造業の伸びが著しく、2006 年に Volkswagen、PSA Peugeot Citroen、Kia の 3 社で 29 万台であった生産台数は、2010 年までに約 80 万台まで拡大するとみられており、一人当たりの生産台数では世界一になることになる。そのほか、基礎金属・金属製品、電気・光学機器などの製造業のみならず、近年では、IT や会計部門等においても、世界企業の進出が盛んである。

1.1.3 エネルギー概要

スロバキアはエネルギー資源に乏しく、低品位の褐炭及び水力以外に、これといった有力なエネルギー資源を持っていない。褐炭の採掘埋蔵量は、1 億 7200 万トンと推定され、採掘は 3 つの鉱山会社が所有する 5 つの鉱山で行われている。しかし、2010 年には枯渇するといわれている鉱山も含まれており、生産の先細りが懸念されている。

石油及び天然ガスについては、確認埋蔵量が 2002 年末現在でそれぞれ、100 万トン及び 150 億立米とされている。ウラン資源については、チェコとの分離・独立以前の時代に、各地で調査が行われたが、資源は存在しないという結論が出されている。

1.1.4 スロバキアの電力概況

(a) 電気事業の変遷

1968 年、スロバキアとチェコの連邦制が成立するにともない、電力事業を含めた中央人民政府の再編が行われた。これにより、1969 年 1 月、スロバキア電力公社が設立された。同社は、1977 年に再編され、3 配電企業、4 発電企業、1 建設企業、2 特殊企業からなるコンツェルンとなった。1988 年には国有会社スロバキア電力 (SEP) が設立された。1990 年、SEP から、西スロバキア電力 (ZSE)、中央スロバキア電力 (SSE)、東スロバキア電力 (VSE) の 3 つの国有配電会社が独立した。

(b) 電力需給

2003 年の総発電電力量は、2002 年と比較し 5% 下回り、311.5 億 kWh であった。SE による発電電力量は、260.5 億 kWh であり、総発電電力量の 84% を占めている。同社の電源別内訳では、原子力 167 億 kWh、火力 39.8 億 kWh、水力 39.8 億 kWh となっている (表 1)。一方、消費電力量は、2003 年は、230 億 kWh となっており、1996 年以降、停滞気味となっている (表 2)。

表 1 総発電電力量 (単位: 100 万 kWh)

年		1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
事業者	火力	6,254	6,143	5,615	4,869	5,367	4,324	4,731
	原子力	11,430	11,394	13,117	16,494	17,103	17,953	17,864
	水力	5,167	4,631	4,693	4,894	4,745	5,168	3,453
	小計	22,861	22,025	23,425	26,257	27,215	27,445	26,048
その他		3,044	3,992	4,468	4,620	4,788	5,385	5,099
合計		25,905	26,017	27,893	30,877	32,003	32,830	31,147

表 2 消費電力量 (単位: 100 万 kWh)

年	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
産業用	17,177	17,576	17,030	17,270	17,312	17,667	17,912
民生用	4,925	5,558	5,669	5,418	5,081	5,090	5,100
合計	22,101	23,586	22,699	22,689	22,393	22,757	23,012

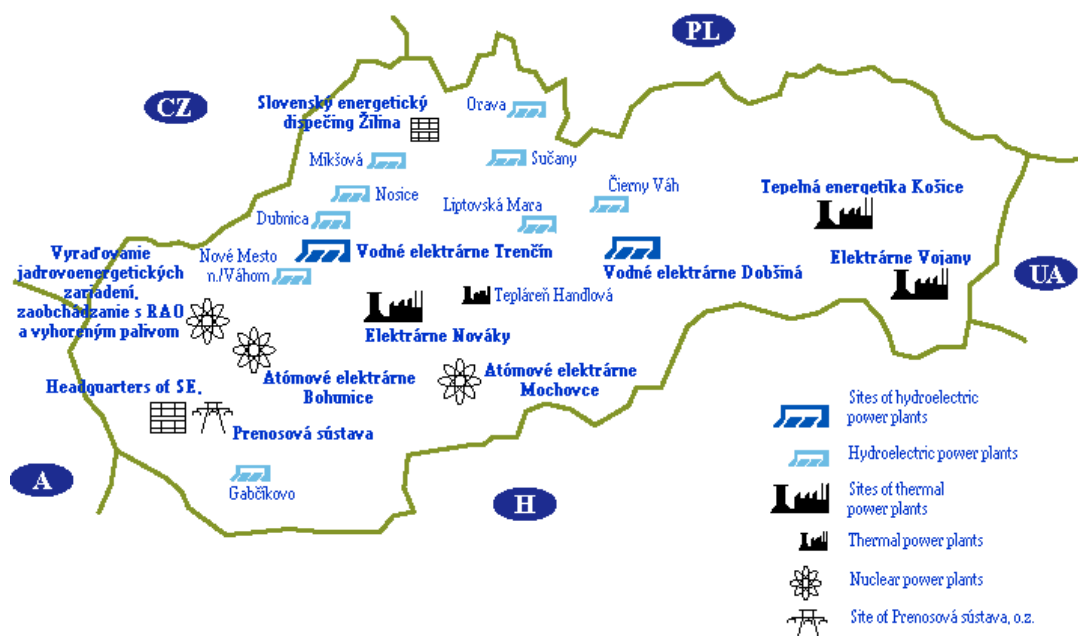


図 2 スロバキア国内の主要発電所

(c) 需給想定

スロバキア経済省は、長期の GDP 成長予測に基づき、2030 年までの電力需給の想定を提示している。GDP 成長率は、中シナリオの場合、年率 3.0%と予測されている。このとき、消費電力量は、年率 1.5%で増加するとされている。その結果、GDP 電力原単位は、改善が期待されるが、供給側の問題が残る。スロバキア政府は、ボフニツェ原子力発電所の 1 号機を 2006 年末、2 号機を 2008 年待つまでに停止することを決定しており、2008 年以降、これらの 88 万 kW の電源が欠落することとなる。また、火力発電設備についても、環境上の理由から 2006 年以降、91.4 万 kW が廃止されることとなっており、2010 年以降、約 180 万 kW の電源が不足、年間発電量では、約 80 億 kWh が不足するという計算になる。

1.2 ホスト国の Forcal Point

スロバキア政府は既に京都議定書を批准しており、環境省を National Focal Point としている。環境省では、既に JI の承認プロセスや適格プロジェクトの要件を公表している。スロバキアは、90年代の経済低迷の影響で、CO2 排出量が京都議定書目標値-25%となっており、相当量の移転可能な AAU を保有している。スロバキア政府はこれらの AAU 移転に対しても非常に積極的であり、排出権取引に限りなく近い形での京都メカニズム利用に力を入れている。スロバキアでは、これらの仕組みを"International trades backed up with reductions" (通称：Project-Backed AAU) と呼んでおり、既に AAU の移転実績を有している。

またスロバキアは、Initial Report が提出された 16 ヶ月後の 2008 年 2 月 4 日に JI trackI の Eligibility を満たしたため、AAU の発行が事実上可能となった。このような背景から、今後京都メカニズムについては、AAU の活用に重点を置いていくものと予想される。

環境省の担当者である Ms. Gabriela Fiserova (Head of Air Protection Department) によると、風力発電は JI の対象になるが、現在存在するスロバキアの JI 手続書は古くなっており、修正が必要と考えているため、これをそのまま本件に適用することはできないと考える。また風力発電での Project-Backed AAU プロジェクトに関する排出権移転は、今まで例がなかったため、手続きが存在していない。これを打開するためには、まず本プロジェクトに関する PIN を環境省宛てに提出して欲しいとの要望があった。

1.2.1 JI 規定

スロバキアには、JI プロジェクトの承認、実施を具体的に規定する特定の法律はない。排出権取引の発展によって JI プロジェクトの影が薄くなっていたが、環境省は今のところ、JI を管理する規定の作成に取りかかる予定や、規定作成に関わる目標などはない。これはスロバキア政府が、以前から官僚的とも言える JI の手続きの煩雑性に対して不満を持っているためであり、厳格な JI の追加性についても要求していない。

一方、排出権取引に関しては、Act 572/2004 にて法制度化されており、スロバキア国内の事業者は、事業者が保有するプロジェクトについて簡単なベースライン結果を環境省に提出することで、AAU が配分される仕組みとなっている。プロジェクトは、基本的に省エネが中心である。

1.2.2 サポートの対象となるプロジェクト

スロバキア政府によってサポートされるプロジェクトは以下のものである：

- ・ 化石燃料から再生可能エネルギー源（バイオマス、地熱、水力、風力など）への燃料転

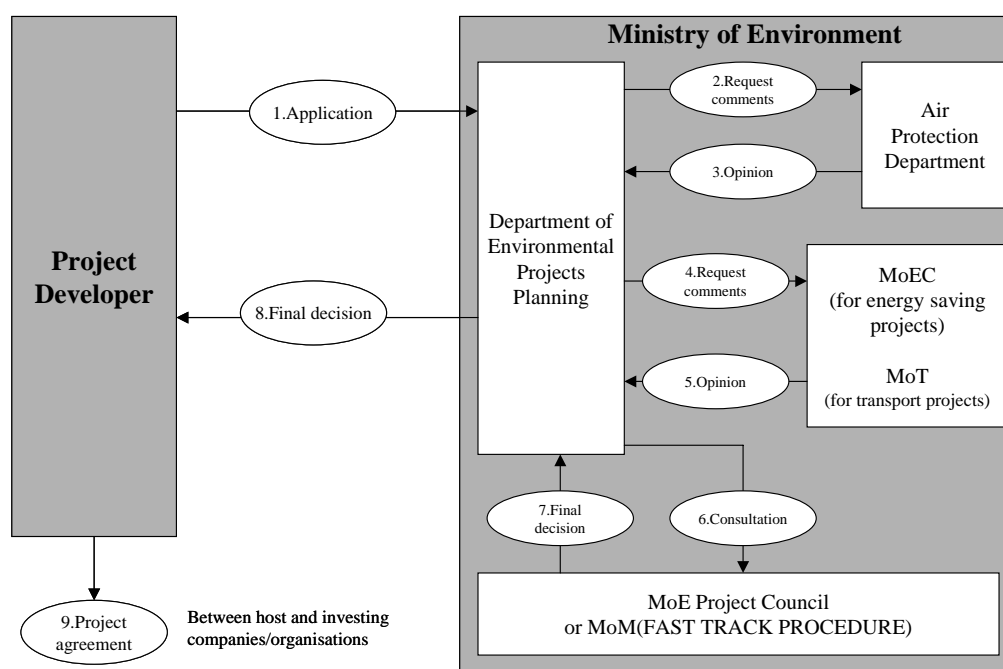
換を行ったプロジェクト

- ・ エネルギーの有効利用あるいは省エネのための対策を行った結果として化石燃料の使用量を減らしたプロジェクト
- ・ CO2 発生量の多い燃料から、単位生産エネルギー当たりの CO2 発生量が少ない燃料に転換したことによって CO2 を削減したプロジェクト

買い手が自身の基準にしたがって選択したプロジェクト（ただし、そのプロジェクトは、移転の基準や条件に準じていなければならない）

1.3 承認手続き

スロバキアでは、プロジェクト案を JI プロジェクトとして承認する手続きが決められている。その概略図を図 3 に示す。政府は、手順を下記のように定めているが、政府が京都議定書第 17 条に基づく排出権の移転を推奨していることから、現状ではあまり活用されていない。



MoE:Ministry of the Environment; MoEC:Ministry of Economy; MoT:Ministry of Transport; MoM: Minister's office

図 3 スロバキアにおける JI 承認手順フロー

またスロバキアは、EU-ETS フェーズ II においても、JI リザーブとしてプロジェクトベースの ERU 発行を欧州委員会に申請していないことや、ERU 発行に関する煩雑な手続きへの後ろ向きな姿勢等から、JI に関しても ERU を発行するのではなく AAU を発行するという考え方がベースにある。上記の手順に基づいて発行されるのは、AAU になると予想され、AAU の海外への売却については、上図に基づくが下記のような手順になる。

- ① 事業者は、環境省の大気汚染局にベースラインスタディ、削減見込み量、プロジェクト資金計画等を申請書類とともに提出する。
- ② 環境省は、関係省庁に書類を回付し、コメントを収集する
- ③ 関係省庁は、コメントを環境省宛に返送する
- ④ 関係省庁の姿勢をベースに AAU の売買に関する公式承認を発行する
- ⑤ 環境省は、事業者が作成したベースラインに基づき移転許可を出す

2 プロジェクト情報

2.1 プロジェクト概要

2.1.1 プロジェクトの概要

本プロジェクトは、スロバキア共和国の西部において、合計 90.75MW の風力発電事業を行うものである。プロジェクトの実施場所は、スロバキア西部に位置する、TRNAVA 地方 Senica 地区 Stefanov 村および NITRA 地方 NoveZamky 地区 Svodin 村の 2ヶ所である。これらプロジェクトは、2つの村の名前にちなんで、それぞれ Stefanov プロジェクト、Svodin プロジェクトと呼ばれている。

表 3 Stefanov プロジェクト概要

項目	摘要	備考
事業者	VENTUREAL Slovakia s.r.o.	
風力発電機	V100, 2.75 MW	風車メーカー：Vestas
設置数	16	総計 48 MW
送電網までの距離	5.0 km	系統連携のため、新規に 22/110 kV 変電設備を設置する。
地域	Trnava 地方 Senica 地区	首都ブラチスラバから北へ約 70km。
年間平均風速	6.4 m/s	
想定発電量	約 90,000 MWh	年間の発電量見込み値
運転開始時期	2009 年中期	

表 4 Svodin プロジェクト概要

項目	摘要	備考
事業者	VENTUREAL Slovakia s.r.o.	

風力発電機	V100, 2.75MW	風車メーカー：Vestas
設置数	17	Total 51 MW
送電網までの距離	5.0 km	系統連携のため、新規に 22/110 kV 変電設備を設置する必要あり。
地域	Nitra 地方 NoveZamky 地区	首都ブラチスラバから東へ約 150km。
年間平均風速	6.1 m/s	
想定発電量	約 88,000 MWh	年間の発電量見込み値
運転開始時期	2009 年中期	

2.1.2 導入風力発電技術

Vestas 社製としては、新しい製品である、V100 シリーズの 2.75MW を導入する。V100-2.75MW は、風向に合わせた発電が可能となっている。Vestas 社が開発した OptiSpeed 技術により、定格のローター回転数を 60%の範囲で変化させることが可能である。すなわち同期速度の±30%の回転数に変化させることができる。これにより、突風による風力をも利用することができ、年間発電量も改善している。また、低ピーク負荷のおかげで、ギア、羽、タワーの磨耗や亀裂を削減するのに貢献している。そのほか、より回転数が小さいことで、騒音低減にも繋がっている。

2.2 ベースラインシナリオ

本プロジェクトは、風力発電プロジェクトであり、プロジェクトからの直接的な排出や削減はない。一方、プロジェクトによる電力は、電力グリッドに接続されるため、電力グリッド上の他の化石燃料発電所からの排出を削減することとなる。

このようなプロジェクトに適用可能なベースライン方法論として、CDM においては、風力発電をはじめとする再生可能エネルギー発電により、グリッドの電力を代替し CO2 排出量を削減するベースライン方法論 ACM0002 が確立されている。

表 5 に、各年の λ の値を示す。

表 5 各年の負荷持続曲線から求めた λ

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Lambda λ	0.116	0.009	0.046	0.044	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054

表 6 に、 λ を用いて計算した OM 排出係数の計算結果を示す。これらの値は、過去の実績値である。

表 6 OM 排出係数 (計算結果)

	2002	2003	2004	2005	2006
Lambda	0.116	0.116	0.046	0.044	0.054
Emission factor - regulated PP	0.9357	0.9467	0.9499	0.9485	0.9446
Emission factor - low-cost/must-run	0.7280	0.7228	0.7249	0.7390	0.7352
OM emission factor	0.9116	0.9207	0.9396	0.9393	0.9333

2007 年以降のλは、2006 年の値が続くものとする。

一方、表 7 に、BM 排出係数を示す。

表 7 BM 排出係数 (計算結果)

Plant (MWe)	Putting in Operation	Electricity (MWh)	Emissions (t-CO ₂)	Emission Factor (t-CO ₂ /MWh)
Fluid boiler 110 MWe	2001	491,474	514,190	1.0462
Fluid boiler 110 MWe	2001	491,474	514,190	1.0462
CC 215 MWe	1998	978,224	424,820	0.4343
CC 88 MWe	1997	259,600	119,592	0.4607
Cogeneration unit	2002	36,191	16,719	0.4620
Total		2,256,963	1,589,513	0.7043

上記、OM 排出係数及び BM 排出係数に基づき、CM を計算すると、表 8、表 9 となる。

表 8 CM 排出係数 (計算結果、2002-2006)

	2002	2003	2004	2005	2006
OM EF (tCO ₂ /MWh)	0.9116	0.9207	0.9480	0.9388	0.9354
BM EF (tCO ₂ /MWh)	0.7043	0.7043	0.7043	0.7043	0.7043
CM EF (tCO ₂ /MWh)	0.8079	0.8125	0.8261	0.8215	0.8198

表 9 CM 排出係数 (計算結果、2007-2012)

	2008	2009	2010	2011	2012
OM EF (tCO ₂ /MWh)	0.9203	0.9232	0.7683	0.7760	0.7602
BM EF (tCO ₂ /MWh)	0.7043	0.7043	0.7043	0.7043	0.7043
CM EF (tCO ₂ /MWh)	0.8663	0.8685	0.7523	0.7580	0.7462

2.3 モニタリング手法及び計画

2.3.1 モニタリング方法

本プロジェクトでは、風力発電機による発電電力量とグリッドの排出係数算出に必要なデ

ータをモニタリングする。

(a) 発電電力量のモニタリング

発電電力量の正確さを確認するために、モニタリングプロセスは、プロジェクト実施責任者によって実施されるものとする。実際、発電された電力を地域配電会社に販売する際には、グリッド接続ポイント（サブステーション）において、プロジェクト実施側と配電会社側でそれぞれ測定メーターを設置し、2つのメーター記録が同じ値であることを確認したうえで、当該期の託送量を決定している。

本プロジェクトのモニタリングにおいても、サブステーションに設置されている測定器を利用してモニタリングする。測定器は通信線を通じて遠隔で読み取り可能となっている。計測器が測定した月々のデータは、書類として保管され、Verifier が容易にアクセスできるようにし、計測テストの記録は監査機関のために維持管理しておく。

(b) グリッド排出係数算出に必要なデータのモニタリング

スロバキア電力グリッドのベースライン係数を計算するために用いるデータがモニタリングされる。「2.2 ベースラインシナリオ」に示したように、グリッドの排出係数は、事前に計算（ex-ante）にて確定されるが、BMの計算に必要なデータは、毎年、基礎データとして整備する必要があるかもしれない。

2.4 プロジェクト実施期間とクレジット獲得期間

2.4.1 プロジェクト実施期間

プロジェクトの開始時期は、現在のところ、2009年を予定している。現状の技術では、風力発電は最長20年間稼動が可能である。VENTUREAL スロバキア社では、プロジェクト期間を20年と設定しており、したがって、プロジェクトの終了時期は、2028年を予定している。

2.4.2 クレジット獲得期間

クレジット獲得期間は、JIの場合、"Project-backed AAU"取引プロジェクトの場合とで異なるが、JIプロジェクトとした場合は、ERU発行期間が2008年1月1日～2012年12月31日の5年間である。したがって、本プロジェクトでは、2009年～2012年末の期間がクレジット獲得期間となる。

2.5 GHG 削減量の計算

Stefanov および Svodin プロジェクトの予想発電量とベースライン排出量は、表 10、表 11 のとおりである。

表 10 Stefanov プロジェクトの発電量とベースライン排出量

		2008	2009	2010	2011	2012
CM Emission Factor	(tCO ₂ /MWh)	0.8663	0.8685	0.7523	0.7580	0.7462
Electricity	(MWh)	0	44,982	89,964	89,964	89,964
Baseline Emissions	(tCO ₂)	0	39,067	67,680	68,193	67,131

表 11 Svodin プロジェクトの発電量とベースライン排出量

		2008	2009	2010	2011	2012
CM Emission Factor	(tCO ₂ /MWh)	0.8663	0.8685	0.7523	0.7580	0.7462
Electricity	(MWh)	0	44,179	88,358	88,358	88,358
Baseline Emissions	(tCO ₂)	0	38,369	66,472	66,975	65,933

また、2つのプロジェクトの GHG 削減量合計値を表 12 に示す。

表 12 2つのプロジェクトのベースライン排出量合計

		2008	2009	2010	2011	2012
CM Emission Factor	(tCO ₂ /MWh)	0.8663	0.8685	0.7523	0.7580	0.7462
Electricity	(MWh)	0	89,161	178,322	178,322	178,322
Baseline Emissions	(tCO ₂)	0	77,436	134,152	135,168	133,064
Baseline Emissions Accum.		0	77,436	211,588	346,756	479,820

プロジェクトによる排出量は 0 であるため、上記のベースライン排出量がそのまま削減量となる。

表 13 GHG 削減量合計

		2008	2009	2010	2011	2012
Baseline Emissions	(tCO ₂)	0	77,436	134,152	135,168	133,064
Project Emissions	(tCO ₂)	0	0	0	0	0
Emission Reductions	(tCO ₂)	0	77,436	134,152	135,168	133,064

以上により、Stefanov プロジェクト、Svodin プロジェクトの2つのプロジェクトによる GHG 削減量の合計値（第1約束期間合計値）は、479,820 トン CO₂ と推定される。

2.6 環境影響評価に関する情報

環境影響評価は、2006年初旬から VENTUREAL スロバキア社により開始されており、レポートとして完成され次第、最終的に環境省の環境影響評価を専門とする局の局長の署名

により承認を得るというプロセスとなっている。承認される風力発電事業の環境影響評価の中で、重要な項目は「騒音」「景観」「飛鳥」の3点である。現状では、パブリックミーティング、自治体への説明等は極めて順調である。現在、上記3点に関する調査に関しては、一通り終了し、EIAのレポートとして2007年3月末に環境省に提出している。EIAはレポート提出後、通常は7～9ヶ月程度で審査を終える。

3 事業化に向けて

3.1 プロジェクト実施のための資金計画

現状では、プロジェクト総投資額118百万ユーロに対して、自己資金20%、市中銀行からの融資80%の比率にて資金調達を行う予定である。銀行からの資金調達については、電力の優遇買取価格が1年おきに更新されることから、銀行の融資インセンティブが低い。ただし、VENTUREAL社の見解としては、EUやスロバキア政府の政策的な観点からの後押しを期待しており、融資についても準備を進められる。

3.2 事業化に向けた課題

3.2.1 移転クレジットの種類

当初より本プロジェクトについて、スロバキア環境省からは、JIではなく"Project Backed AAU Trading"のプロジェクトとして実施するよう、勧められていた。その理由として、JIの場合は、追加性の証明の問題や、NAP2リザーブとの関係など、種々の課題をクリアにする必要があるのに対して、"Project Backed AAU Trading"では非常に簡素な手続きでクレジットが発行されるためである。

しかしながら、AAUの取引事例は数少なく、価格の値ごろ感の情報もまだ多くないため、買い手にとっては不確実なものに見える可能性もある。

したがって、プロジェクトの削減量がAAUとして発行され、日本に移転される場合は、買い手としての購入条件（いわゆる価格や量だけでなく、ERUとの違いにより懸念される点）を明らかにしていく必要がある。

3.2.2 グリッド排出係数

本調査においては、CDMの方法論ACM0002を参考に、スロバキアにおける電力グリッドの排出係数を計算した。この計算手法・結果の承認を得るためには、スロバキア環境省だけ

でなく、JIの関係省庁である経済省や財務省等との調整は必要となる。

少なくともスロバキア環境省は、結果について、好感を持っており、承認取得の大きな障害は見当たらないが、最終的な判断は、プロジェクトのJI-PDDをスロバキア政府に提出し、JIプロジェクトを申請を実施してみないと分からない。

3.2.3 環境影響評価

環境影響評価については、コアな項目である騒音、飛鳥、景観についてそれぞれ課題をクリアし、環境影響評価レポートとしてほぼまとまっている。これを2007年3月に、スロバキア環境省に提出しているが、その結果（承認）については、まだ結論が出ていない。

通常、提出してから、7～9ヶ月で認可がおりるが、近年、この期間が長引いている。いまのところ、決定的な解決方法があるわけではないが、細かい注文・要求にひとつひとつ対応していくしかないのが現状である。

3.2.4 資金調達

資金調達は、大別して、資本金の準備と借入れの準備である。

資本金の準備については、プロジェクトの企画者である VENTUREAL と共同出資・投資者とによりまかなわれる。共同出資・投資者の募集については、米国系の金融アドバイザー企業に依頼して準備している。現在のところ、募集に対して、複数の機関から反応があり、条件をつめている段階であるが、仮に予定していた資金が調達できない場合、金融アドバイザー企業自らが資金を投じる準備があるようである。

一方、金融機関からの長期借入れについては、風力発電に対してリスクの低い融資案件とは見られていないため、見通しがよいわけではない。再生可能エネルギー支援の政策があり、地域配電会社への販売において優遇価格が存在はするものの、その価格は毎年変動するため、オフテーカー価格リスクを懸念しているためである。これを解決するための最もよい方法は、政府による長期の優遇価格の固定であるが、そうしやすいことではない。

以上の事柄は、他の要素（たとえば、環境影響評価の承認時期、建設許可の承認時期など）と無関係に進められるわけではないため、これら他の要素の進捗をにらみつつ、資金調達のプロセスを進めることになる。

以上