

第2章 プロジェクトを取り巻く状況

第2章 プロジェクトを取り巻く状況

2-1 プロジェクトの実施体制

2-1-1 組織・人員

本プロジェクトにおける「ユ」国側の連邦政府としてのカウンターパートは国際経済関係省(FMIER)であり、運営維持管理担当実施機関はセルビア電力産業公社(EPS)である。

「ユ」国の電力事業はセルビア共和国鉱業エネルギー省(MME)の監督下で、EPS が一貫して運営している。EPS の職員数は 2001 年 11 月現在で約 60,000 名の人員を擁し、図 2-1-1.1 に示すとおり 8 部と 4 センター(室)から構成され、その下部組織として 7 発電公社、4 炭鉱公社、1 送電公社および 11 配電公社を保有している。

EPS は総裁により代表され、6 人の委員で構成される理事会によって運営されている。本プロジェクトの直接の担当部所は商業、貿易・為替運用部で、同部では部長が EPS 内部の調整を含めプロジェクト全体の調整・管理を行っている。EPS は総裁の指導管理の下、それぞれの担当部長が与えられた業務を着実に遂行しており、EPS の組織に本プロジェクト実施上問題となる点はないと想定される。

本プロジェクトの対象である「バ」揚水発電所の実質的な運転・維持管理は EPS の下部組織であるドリナ水力発電公社(DHP)が行っている。同発電公社は、「バ」揚水発電所のほかに 4 箇所の水力発電所も運転・維持管理を行っており、水力発電所の運転・維持管理については 30 年以上の経験と実績を有している。DHP の職員数は約 400 名で、この内 243 名が「バ」揚水発電所の運転・保守に携わっており、本オーバーホール計画についても同職員が担当・実施する予定である。その内訳は機械部門 53 名、電気部門 33 名、建設・維持管理部門 32 名、その他 125 名となっている。図 2-1-1.2 に DHP の組織図を示す。

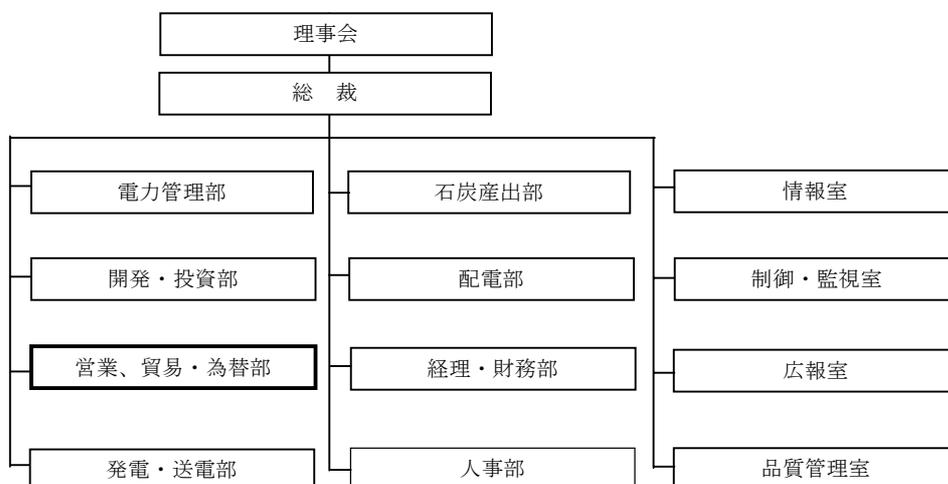


図 2-1-1.1 EPS の組織図

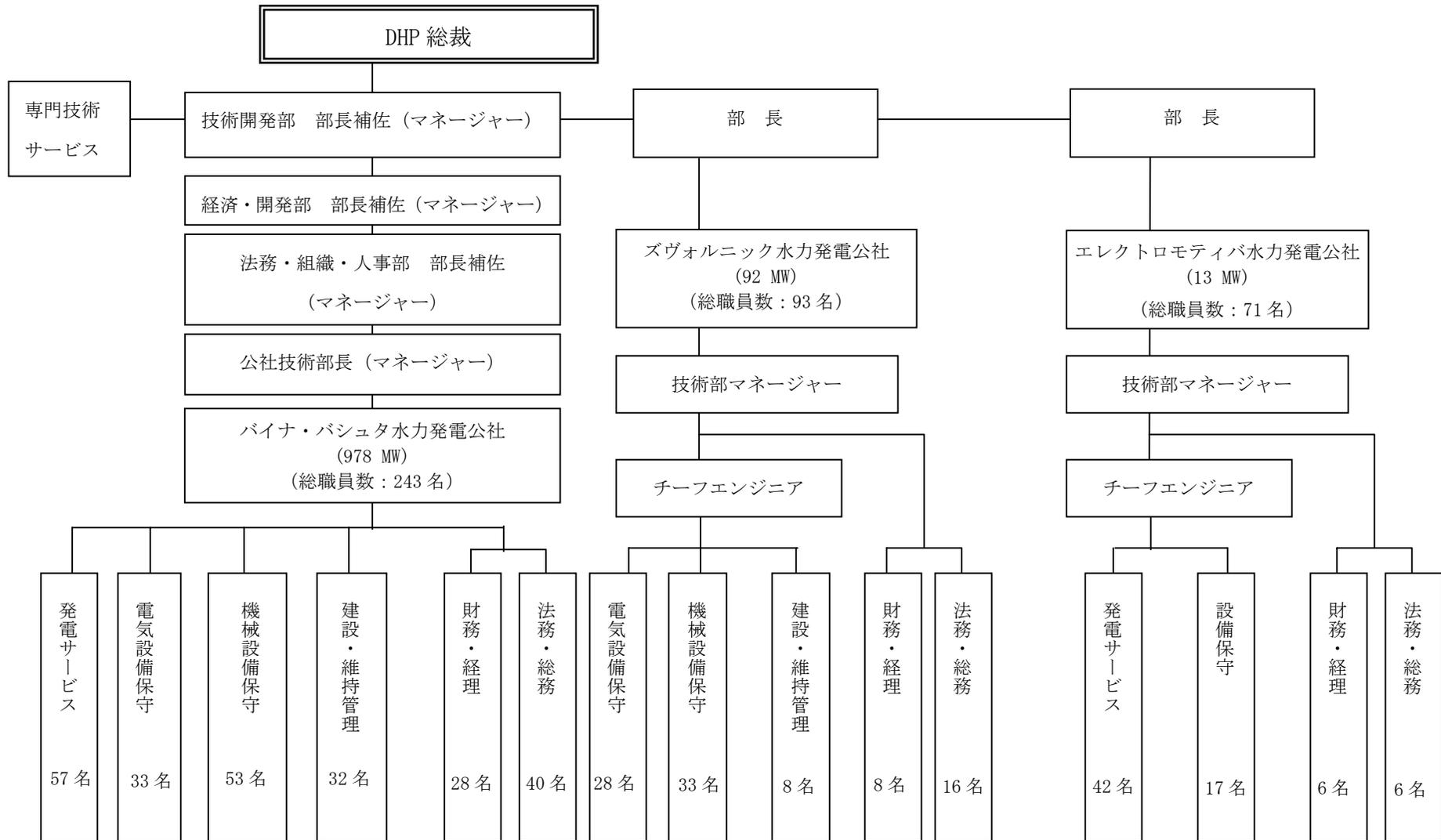


図 2-1-1.2 DHP の組織図

2-1-2 財政・予算

EPS の過去 5 年間の財務状況を表 2-1-2.1 に示す。

表 2-1-2.1 EPS の財務状況

(単位: Million Din.)

項目	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年
営業収入	5,342	8,386	9,864	11,458	16,723
電力販売	4,408	7,263	8,557	9,805	13,200
石炭販売	300	295	385	513	1,186
その他	634	828	922	1,140	2,377
営業支出	7,680	10,374	11,696	14,079	27,166
人件費	4,008	6,639	8,762	8,027	16,908
保守費	881	1,381	1,573	1,549	2,997
その他	2,791	2,354	1,361	4,503	7,261
営業収支	- 2,338	- 1,988	- 1,832	- 2,621	- 10,443
(参考) 電気料金 (Din./kWh)	0.2003	0.2363	0.2860	0.3790	0.4649

出所: EPS

上表に示すとおり、EPS の近年における営業収支は常にマイナスとなっている。しかしながら、営業収入の約 80% を電力販売収入が占めており、2001 年 11 月における電気料金は 2000 年末に比べ約 2.3 倍になったことを考慮すると、2001 年度の営業収支は改善されると予想される。

現在 EPS は、財務状況の改善に努力しており、電気料金に着目すると、2000 年 12 月の電気料金に対し 2001 年 11 月の電気料金は約 2.3 倍に高騰しているが、適正な電気料金にしたいとする EPS の目標値とはいまだに 2 倍以上の差があり、今後とも政府の承認の下、電気料金の値上げを図る意向である。表 2-1-2.2 に最近の平均電気料金改定の推移と今後の計画を示す。

表 2-1-2.2 電気料金の推移と今後の計画

項目	2000年	2001年			2002年	2003年	2004年
	12月	4月	6月	10月			
電気料金 (US cent/kWh)	0.86	1.20	1.69	1.94	3.00	3.50	4.00
値上げ率 (%)	-	40	40	15	55	17	14

出所: EPS

また、表 2-1-2.3 に示す EPS の財務予測によると、今後 2002 年度までは赤字収支が続くものの、2003 年度以降に上記の電気料金改訂が予定通りに推移すれば、電力販売収入の増加により経営黒字に転換する見込みである。例えば 2001 年度の販売電力量合計は 26,800GWh と予想されており、電気料金の値上げ率を考慮すると、料金収入は対前年度比 1.7 倍の 224 億ディナールと予測されている。

表 2-1-2.3 EPS の財務予測

(単位：Million Din.)

項目	2001年	2002年	2003年	2004年
営業収入	32,678	62,875	73,461	83,919
営業支出	53,008	69,498	70,126	72,207
営業収支	-20,330	-6,623	3,335	11,712

出所：EPS

なお、EPS の電気料金徴収は需要家毎に設置されている積算電力量計によって 3 ヶ月毎に使用電力量が集計され、各月にその 1/3 を均等に徴収している。なお、料金未払い者に対しては 1 ヶ月の猶予期間を置いて電力供給を停止するという厳しい対応を取っており、2001 年 11 月末における料金徴収率は 99 %に達している。

一方、本オーバーホール計画に必要な「ユ」国側手配の予算については、DHP が予算計画を策定し、EPS 内での審査と同理事会で承認後、EPS の年間予算に組み込まれて予算措置が講じられる。なお、「ユ」側の会計年度は 1 月 1 日から 12 月 31 日の期間で、本改修計画の予算原案は 12 月の国会で承認されることとなる。

2-1-3 技術水準

現時点で予想されるオーバーホール作業に必要な現場作業員数を表 2-1-3.1 に示す。なお、DHP は、現場作業の最盛期等に更なる作業員が必要となったときには、同社が運転・維持管理を実施している他の水力発電所から人員を補充する予定である。同社の技術レベルについては、「バ」揚水発電所の建設当時の技術者を含め、30 年以上も水力発電所の運転・維持管理を実施している経験があると同時に、日常の運転記録、定期検査および緊急時の検査報告書等から判断する限り、本プロジェクト実施後も健全に発電所を運用する技術力を保有していると言える。

表 2-1-3.1 改修作業に必要な現場作業員数

(単位：人)

作業項目	最少時	最多時
ポンプ水車	25	35
発電電動機	12	22
合計	37	57

出所：DHP

2-1-4 既存の施設・機材

「バ」揚水発電所は1982年に運転を開始している。主要設備の概略仕様を表2-1-4.1に示す。また、当該揚水発電所を含む、バイナ・バシユタ水力発電所全体の単線結線図を図2-1-4.1に示す。

表 2-1-4.1 既存設備の概略仕様

No.	項目	ユニット番号	
		No. 1	No. 2
1.	ポンプ水車 1) 製造者 2) 有効落差/揚程[m] 3) ガバナー 4) 最大出力 [MW] 5) ポンプ入力[MW] 6) 回転数 [rpm]	Toshiba 600.3/621.3 CHS-5QTO 5E(機械式) 315 310 428.6	Toshiba 600.3/621.3 CHS-5QTO 5E(機械式) 315 310 428.6
2.	付帯設備 1) 空気圧縮機容量 2) 制御方法 3) 維持管理用クレーン出力 4) 所内用変圧器 5) 所内直流電圧	3×5 m ³ /min, Max 圧力 10kg/cm ² 1人制御 250 ton×2 (屋外), 63 ton×1 (屋内) 31.5MVA, 35 kV/220V 220V および 48V	
3.	発電電動機 1) 製造者 2) 出力 [MVA/MW] 3) 回転数 [rpm] 4) 冷却方法 5) 力率 6) 電圧 [kV] 7) 周波数 [Hz] 8) 極数	Toshiba 315/310 428.6 強制風冷式 0.95 (遅れ)/1.0 11 50 14	Toshiba/Koncar 315/310 428.6 強制風冷式 0.95 (遅れ)/1.0 11 50 14

出所: DHP

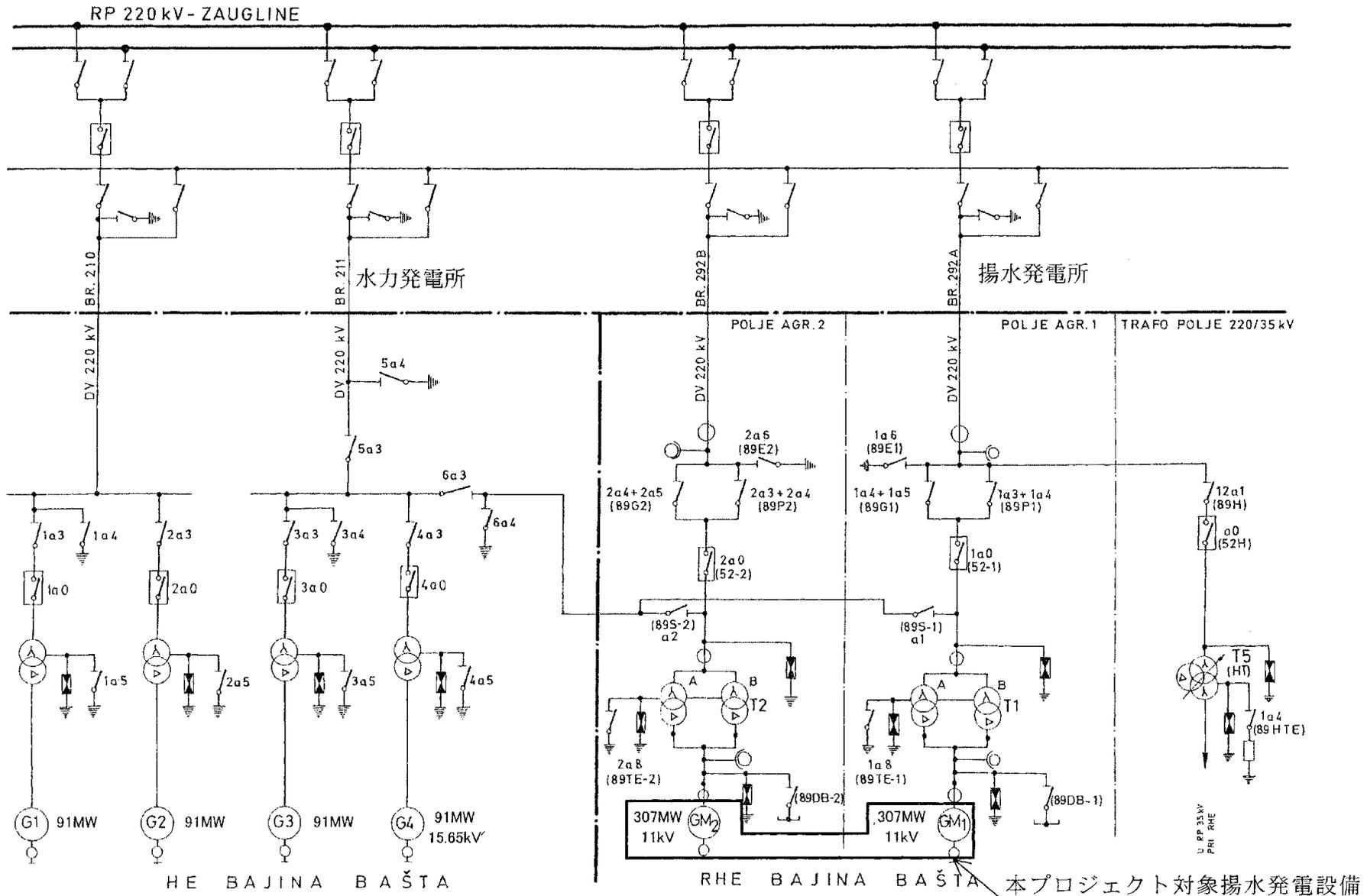


図 2-1-4.1 バイナ・バシュタ揚水発電所単線結線図

2-2 プロジェクト・サイトおよび周辺の状況

2-2-1 関連インフラの整備状況

(1) 海上・陸上輸送設備

本プロジェクトで使用する資機材の荷揚げ港としては、モンテネグロ共和国にあるパール港が考えられるが、日本からの直行航路がなく、近隣にある他国のハブ港からの不定期船を使用することとなる。従って、本プロジェクトでは、実施工程を遵守する上で、輸送期間にあまり変動が生じない港で、かつ、内陸輸送が安全であるルートを選定する必要がある。

これらを総合的に勘案すると、イタリア国にあるジェノバ港が最適と判断される。ジェノバ港からバイナ・バシュタ町間約 1200km の道路は全てアスファルト舗装されており、輸送期間も数日と予想される。本プロジェクト実施時の輸送経路としては、本邦からの資機材は全てジェノバ港にて陸揚げし、プロジェクト・サイトまで内陸輸送する。その他の陸揚げ港としては、ギリシャのテサロニキ港が考えられるが、同港を利用した場合、内陸輸送でマケドニア共和国を通過する事となり、ジェノバ港を利用した場合と比較して保険料が割高となる。

(2) 通信設備

「ユ」国内の通信設備状況は良好で、携帯電話およびインターネットも普及している（バイナ・バシュタ町のホームページ www.bajinabasta.com もある）。携帯電話は地域によって通じない場所もあるが、バイナ・バシュタ町では利用可能である。

(3) 廃棄物処理

発電所改修に伴い発生する廃棄物、廃油等の処理については、DHP が現地の廃棄物処理会社（SINMA）に依頼し、「ユ」国の関連法規に基づいて処理される。

2-2-2 自然条件

本プロジェクト対象地である「バ」揚水発電所は、東経 19.5 度、北緯 44 度のペルチャツツ村に位置し、「ユ」国の首都ベオグラードの南西約 130 km に位置している。当該地域の気候は、年間の気温の寒暖差が大きいことが特徴である。夏季のうち最も暑さが厳しい月は 7 月であり、最高気温は 32℃で、最低気温は 1 月の -30 ℃である。なお冬季には、おおむね 11 月から 3 月に降雪があり、12 月には積雪が 40cm を超えることもある。

「バ」揚水発電所は1968年に完成した合計出力364 MWの水力発電所（91 MW x 4台）と同一敷地内に設置され、その総敷地面積は約4.7百万 m²、海拔は約270 mである。上池は同発電所より南に約8km離れた場所にあり、海拔約880 mで、その総貯水量は150 h m³（等価発電電力量は195 GWh）である。

2-2-3 その他

「ユ」国は各国からの支援を得るための法整備として、2001年9月、人道援助および無償援助にかかる資機材の輸入を免税にするための法律を成立させており、本プロジェクトにかかる資機材の調達に関しても、「ユ」国側が免税措置を取ることが可能である。具体的な免税措置のフローを図2-2-3.1に示す。

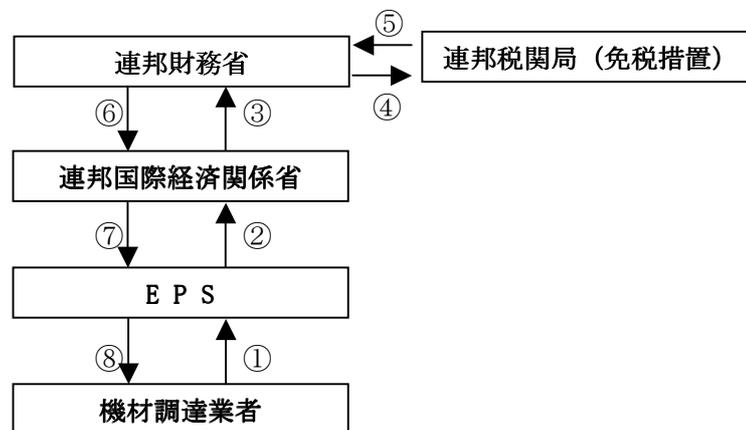


図 2-2-3.1 免税手続きにかかるフロー

なお、上記処理に必要な書類としては下記が挙げられる。

- 1) 本プロジェクトに対する E/N
- 2) E/N に基づいて認証された機材調達契約書
- 3) 調達資機材にかかる書類一式（船荷証券、商業送り状、貨物リスト、保険証券）
- 4) EPS（貨物の受取人）が公的機関であることを証明する法的根拠または登録証明書

上記 1)、2) および 4) の手続きを事前に済ませておくことにより円滑な免税手続きが可能である。