सत्यमेव जयते

भारत के नियंत्रक-महालेखापरीक्षक
का प्रतिवेदन

मंगलूर रिफाइनरी एंड पेट्रोकेमिकल्स लिमिटेड की चरण III विस्तार परियोजना की योजना एवं कार्यान्वयन

संघ सरकार (वाणिज्यिक)
पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय
2017 का प्रतिवेदन सं. 33
(निष्पादन लेखापरीक्षा)

भारत के नियंत्रक-महालेखापरीक्षक
का प्रतिवेदन
मंगलूर रिफाइनरी एंड पेट्रोकेमिकल्स लिमिटेड की चरण III
विस्तार परियोजना की योजना एवं कार्यान्वयन

संघ सरकार (वाणिज्यिक)

पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय

2017 का प्रतिवेदन सं. 33

(निष्पादन लेखापरीक्षा)

विषय-सूची

अध्याय	विवरण	पृष्ठ सं.
	प्राक्कथन	i
	कार्यकारी सार	iii
1	प्रस्तावना	1
2	पूँजीगत परियोजनाओं की योजना एवं निष्पादन	9
3	प्रसंस्करण यूनिटों का प्रचालन	29
4	सहायक सुविधाओं का प्रचालन	43
5	पर्यावरणीय पहलू	49
6	निष्कर्ष एवं सिफारिशें	55
	अनुबंध	59
	शब्दावली	71
	संकेताक्षर	73

प्राक्कथन

भारत के नियंत्रक-महालेखापरीक्षक का यह निष्पादन प्रतिवेदन भारत के नियंत्रक-महालेखापरीक्षक के निष्पादन लेखापरीक्षा दिशा-निर्देशों और लेखा एवं लेखापरीक्षा विनियम 2007 के अनुसार तैयार किया गया है।

फरवरी 2006 में, मंगलूर रिफाइनरी एंड पेट्रोकेमिकल्स लिमिटेड ने ₹7,943 करोड़ की अनुमानित लागत के साथ रिफाइनरी उन्नयन परियोजना शुरू करने का निर्णय लिया। विभिन्न इकाईयों को जोड़ने, उन्हें हटाने एवं उनकी क्षमता में परिवर्तन के कारण समय-समय पर लागत में परिवर्तन हुआ। परियोजना अगस्त 2013 से जून 2015 की अवधि के दौरान पूर्ण हुई। मार्च 2016 तक, कंपनी द्वारा परियोजना पर किया गया कुल व्यय ₹14,832 करोड़ था।

यह निष्पादन लेखापरीक्षा, परियोजना के निष्पादन में मितव्ययिता, दक्षता एवं प्रभावकारिता की जांच करने तथा रिफाइनरी प्रचालन की समीक्षा करने के उद्देश्य से की गई थी ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि इसका निष्पादन मितव्ययी एवं दक्ष तरीके से किया गया था।

लेखापरीक्षा ने परियोजना के योजना चरण में कमियां देखी जिसके कारण समय और लागत बढ़ गई। लेखापरीक्षा ने यह भी देखा कि कई कारकों जैसे कि प्रसंस्करण इकाइयों की क्षमता के अनुरूप कच्चे तेल की योजना में कमियां, विलम्बित संस्थापन, चालू इकाइयों का अन्य मौजूदा/नई द्वितीयक प्रसंस्करण इकाइयों के साथ सिंक्रोनाइजेशन, ईष्टतम क्षमता से कम पर प्रचालन आदि के कारण रिफाइनरी इकाइयों के प्रचालन की कार्यक्षमता पर प्रतिकूल प्रभाव पड़ा। इसके अतिरिक्त, विभिन्न सांविधिक प्राधिकरणों द्वारा पर्यावरण संरक्षण पर जारी दिशा-निर्देशों का अननुपालन भी देखा गया था।

लेखापरीक्षा ने सिफारिश की है कि भविष्य में समय और लागत में वृद्धि से बचने तथा प्रसंस्करण इकाइयों की निष्क्रियता एवं कम उपयोग से बचने के लिए इनका क्रमवार समापन एवं समुचित एकीकरण सुनिश्चित करने के लिए परियोजनाओं के निर्धारण से पूर्व कंपनी एक व्यापक योजना बनाए।

लेखापरीक्षा विभाग इस निष्पादन लेखापरीक्षा के आयोजन में मंगलूर रिफाइनरी एंड पेट्रोकेमिकल्स लिमिटेड एवं पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय द्वारा दी गई सहायता एवं सहयोग के लिए आभार व्यक्त करता है।

कार्यकारी-सार

कार्यकारी सार

मंगलूर रिफाइनरी एंड पेट्रोकेमिकल्स लिमिटेड ने वर्ष 2006 में, ₹ 7,943 करोड़ की अनुमानित लागत के साथ एक रिफाइनरी उन्नयन परियोजना शुरू करने का निर्णय लिया। इस परियोजना का उद्देश्य रिफाइनरी की क्षमता 11.82 एमएमटीपीए से बढ़ाकर 15 एमएमटीपीए करना तथा मूल्य वर्द्धित उत्पादों के उत्पादन में वृद्धि करना था। जून 2010 में, परियोजना के कार्यक्षेत्र में परिवर्तन के कारण अनुमानित लागत संशोधित करके ₹ 15,008 करोड़ कर दी गई। परियोजना, जिसे शुरू में जून 2010 में ही पूर्ण किया जाना प्रस्तावित था उसे वास्तव में जून 2015 में पूरा किया गया था।

इस निष्पादन लेखापरीक्षा की अवधि में, 2011-16 के दौरान परियोजना के अंतर्गत इकाइयों की योजना, निष्पादन एवं उनके संस्थापन तथा रिफाइनरी प्रचालनों पर इसके प्रभाव की समीक्षा की गई थी। महत्वपूर्ण लेखापरीक्षा निष्कर्षों का विवरण निम्नवत है:

- योजना में कमी, मौजूदा इकाइयों में सुधार करने एवं अतिरिक्त इकाइयां चालू करने के संबंध में स्पष्टता न होने के कारण दो वर्षों का विलम्ब और ₹ 2,509 करोड़ तक लागत बढ़ गई।

(पैराग्राफ 2.1.1)

- कंपनी ने संबद्ध मुद्रा में उतार-चढ़ाव जोखिम का बचाव किए बिना बाहर से वाणिज्यिक उधार लिए। ऋण चुकाने पर (सितम्बर 2016 तक) विनियम दर अंतर के कारण कंपनी को लगभग ₹ 13.70 करोड़ (निवल मुद्रा बचाव लागत) की हानि हुई तथा अमेरिकी डॉलर के प्रति रूपया मजबूत न होने पर और भी हानि हो सकती है।

(पैरा 2.2.1)

- कंपनी ने परियोजना के लिए अपनी आवश्यकताओं से अधिक निधियों का आहरण किया जिसके कारण ₹ 768.46 करोड़, ब्याज रहित चालू खाते में बेकार पड़ा रहा।

(पैराग्राफ 2.2.2)

- लेखापरीक्षा में समीक्षा किए गए 87 प्रमुख ठेकों में से स्वीकृत पत्र जारी करने के पश्चात् 84 मामलों में औपचारिक ठेके के निष्पादन में देरी हुई थी।

(पैराग्राफ 2.3.2)

- कैप्टिव विद्युत संयंत्र देर से चालू होने के कारण कई प्रसंस्करण इकाइयां 11 से 26 महीनों तक निष्क्रिय पड़ी रहीं, जबकि अभियांत्रिकी रूप से पूर्ण हो चुकी थी।

(पैराग्राफ 2.4.1)

- मालभाड़ में बचत, विलम्ब शुल्क से बचने और सकल रिफाइनरी मार्जिन में सुधार जैसा कि सिंगल पॉइंट मूरिंग सुविधा स्थापित करने का निर्णय लेते समय परिकल्पना की गई थी, को वास्तव में प्राप्त नहीं किया गया था।

(पैराग्राफ 2.5.5)

- पुनर्निर्मित हाइड्रोक्रैकर इकाइयों का पेट्रोकेमिकल्स फ्लूडाइज कैटेलिटिक क्रैकिंग इकाई के साथ सिंक्रोनाइजेशन न करने के कारण 2011-12 से 2014-15 की अवधि के दौरान उच्च मूल्य उत्पादों के स्थान पर कम मूल्य उत्पादों का उत्पादन हुआ जिसके परिणामस्वरूप ₹ 6328.76 करोड़ के राजस्व की हानि हुई।

(पैराग्राफ 3.3)

- अगस्त 2014 से मई 2015 की अवधि के दौरान निर्धारित उत्पादन के अनुसार प्रोपलीन का उत्पादन न होना और इसका पॉली प्रोपलीन इकाई में पाली प्रोपलीन, जो उच्च मूल्य उत्पाद है; में परिवर्तन न करने के परिणामस्वरूप ₹ 382.83 करोड़ की हानि हुई।

(पैराग्राफ 3.6.2)

- प्रसंस्करण इकाइयों में मानकों से अधिक भाप की खपत हुई और ₹ 231.94 करोड़ का अतिरिक्त व्यय हुआ।

(पैराग्राफ 4.1)

- पर्यावरणीय दिशा-निर्देशों के अनुपालन में विलम्ब हुआ।

(पैराग्राफ 5.1, 5.2 और 5.3)

अध्याय 1 प्रस्तावना

मंगलूर रिफाइनरी एंड पेट्रोकेमिकल्स लिमिटेड (कंपनी), पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय (एमओपीएनजी), भारत सरकार (जीओआई) के प्रशासनिक नियंत्रण के अधीन एक मिनी रत्न कंपनी है। यह कंपनी ऑयल एंड नेचुरल गैस कॉरपोरेशन लिमिटेड (ओएनजीसी) की एक सहायक कंपनी है। यह द्रवित पेट्रोलियम गैस, मोटर स्प्रिरिट, नाप्था, मिश्रित जायलीन, विमान टर्बाइन ईंधन, कैरोसीन, हाई स्पीड डीजल, फर्नेश ऑयल, बिटुमेन, पॉलीप्रापिलीन, पेट्रोलियम कोक और सल्फर का उत्पादन करती है।

वर्ष 2011-12 तक, कंपनी की क्षमता 11.82 एमएमटीपीए[1] थी जिसे चरण III विस्तार परियोजना के अंतर्गत बढ़ाकर 15 एमएमटीपीए कर दिया गया था।

1.1 संगठनात्मक संरचना

कंपनी की अध्यक्षता गैर-कार्यकारी अध्यक्ष द्वारा की जाती है। प्रबंध निदेशक, कंपनी का कार्यकारी प्रमुख होता है। निदेशक मण्डल (बोर्ड) में अध्यक्ष, तीन कार्यात्मक निदेशकों के साथ-साथ प्रबंध निदेशक, हिन्दुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड के एक नामित निदेशक और दो सरकारी नामित निदेशक शामिल हैं। 14 सितम्बर 2014 से बोर्ड में कोई भी स्वतंत्र निदेशक नहीं थे।

प्रबंध निदेशक, निदेशक (वित्त) एवं निदेशक (रिफाइनरी), बोर्ड में पूर्णकालिक कार्यात्मक निदेशक हैं। कंपनी के विभिन्न विभागों की अध्यक्षता महाप्रबंधकों के समूह द्वारा की जाती है जो निष्पादित कार्यों के आधार पर निदेशक (वित्त) अथवा निदेशक (रिफाइनरी) को रिपोर्ट करते हैं। विपणन गतिविधियों में सहायता प्रदान करने के लिए कंपनी की बैंग्लुरू में एक शाखा है तथा अंतर्राष्ट्रीय लेनदेन के साथ-साथ कच्चे तेल

[1] ***एमएमटीपीए-मिलियन मिट्रीक टन प्रतिवर्ष***

के आयात एवं उत्पाद के निर्यात में सुविधा प्रदान करने के लिए दिल्ली में भी एक अन्य शाखा है।

1.2 वित्तीय निष्पादन

31 मार्च 2016 को समाप्त पाँच वर्षों के दौरान कंपनी की वित्तीय स्थिति निम्नलिखित तालिका में दर्शाई गई है:

तालिका 1.1 बैलेंस शीट (₹ करोड़ में)

विवरण	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16
शेयर पूंजी	1,757.26	1,752.66[2]	1,752.66	1,752.66	1,752.66
रिजर्व	5,471.94	4,715.03	5,316.21	3,552.29	4,667.78
उधार	6,183.11	7,557.65	9,792.72	9,032.47	8,102.84
आस्थगित कर देयता	453.14	734.33	470.27	0.00	80.63
कुल देयताएं	**13,865.45**	**14,759.67**	**17,331.86**	**14,337.42**	**14,603.91**
अचल परिसंपत्तियां (निवल)	11,149.02	13,335.11	14,542.97	15,486.76	15,104.54
निवेश	42.28	15.00	15.00	1,349.67	1,349.67
निवल वर्तमान परिसंपत्तियां	2,674.15	1,409.56	2,773.89	-2,499.01	-1,850.30
कुल परिसंपत्तियां	**13,865.45**	**14,759.67**	**17,331.86**	**14,337.42**	**14,603.91**

2011-12 से 2013-14 की अवधि के दौरान उधार में वृद्धि 2013-14 तक के पूंजीगत व्यय को पूरा करने के लिए हुई थी। उसके बाद इसमें गिरावट शुरू हुई क्योंकि कंपनी ने उधारकोचुकाना शुरू किया। इसके अतिरिक्त, ओएनजीसी मैंगलोर पेट्रोकेमिकल्स लिमिटेड की(फरवरी 2015)शेयर पूँजी को अंशदान के लिए वर्ष 2014-15 में निवेश में भी वृद्धि हुई।

31 मार्च 2016 को समाप्त पाँच वर्षों के लिए कंपनी का प्रचालन निष्पादन इस प्रकार था:

[2] ***₹5.00 प्रति के 91.86 लाख के अधिमान शेयरों के परिशोधन के कारण पूंजी में कमी।***

तालिका 1.2: लाभ एवं हानि का विवरण (₹ करोड़ में)

विवरण	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16
आय					
बिक्री (उत्पाद शुल्क का निवल)	53,763.34	65,691.52	71,810.50	57,438.15	39,632.04
अन्य आय	354.31	116.04	324.47	810.16	872.52
स्टॉक्स में वद्धि/(गिरावट)	150.21	1,116.15	674.07	-1,886.13	-683.17
जोड़-क	**54,267.86**	**66,923.71**	**72,809.04**	**56,362.18**	**39,821.39**
व्यय					
कच्चा माल	51,236.75	65,400.18	70,740.63	55,886.06	34,650.43
स्टॉक्स (निवल) पर बिक्री कर एवं उत्पाद शुल्क	-60.62	21.8	19.96	91.69	158.89
वेतन एवं अन्य व्यय	160.64	184.56	215.47	240.74	306.14
विनिमय उतार-चढ़ाव निवल हानि	648.22	536.49	1.91	683.5	1,190.27
अन्य व्यय	322.11	324.56	393.51	710.38	1,051.92
ब्याज	206.68	328.55	321.44	407.09	577.83
मूल्यह्रास	433.87	604.41	706.42	498.61	712.41
जोड़-ख	**52,947.65**	**67,400.55**	**72,399.34**	**58,518.07**	**38,647.89**
कर पूर्व लाभ/हानि **ग=(क-ख)**	1,320.21	-476.84	409.70	-2,155.89	1,173.50
कराधान के लिए प्रावधान-घ	411.63	280.07	-191.49	-443.66	25.35
कर बाद लाभ/हानि ग-घ	**908.58**	**-756.91**	**601.19**	**-1,712.23**	**1,148.15**

कंपनी ने 2011-12, 2013-14 और 2015-16 के दौरान लाभ अर्जित किये और 2012-13 और 2014-15 के दौरान हानि उठाई। इस अस्थिर परिणाम का एक कारण चरण III विस्तार परियोजना की नई आरंभ की गई इकाइयों के स्थिरीकरण में विलंब और चरण I और II इकाइयों से उनका गैर-समकालन था। इसके अतिरिक्त, कच्चे तेल मूल्यों एंव मुद्रा दर भिन्नता और अस्थिरता जैसे अन्य घटक परिणामों में अस्थिरता के कारण भी थे।

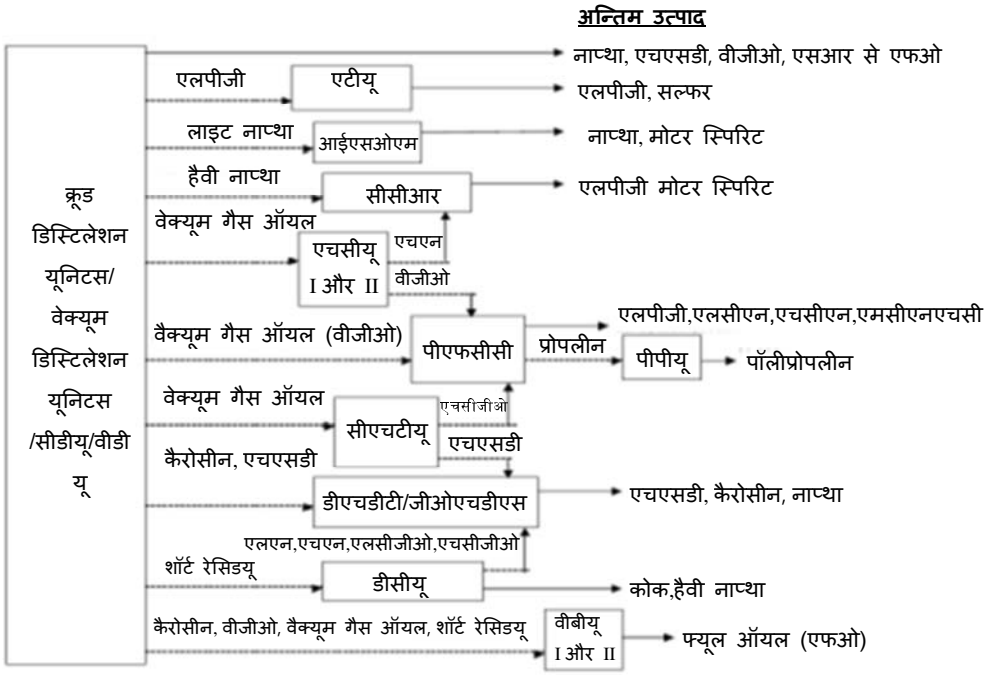
1.3 उत्पादन प्रक्रिया

कंपनी प्रसंस्करण इकाइयों और रिफाइनरी विन्यास के अभिकल्पित मानदंडों के रूप में पेट्रोलियम उत्पादों कच्चे तेल के अपेक्षित ग्रेड की उपलब्धता की मांग के आधार पर रिफाइनरी संचालनों की योजना बनाती है। रिफाइनरी का उत्पादन स्वरूप कच्चे तेल

मिश्रण, रिफाइनरी विन्यास, प्रौद्योगिकी, तैयार उत्पाद मांग, उत्पादन प्रक्रिया का इष्टतम उपयोग और प्राथमिक तथा द्वितीयक प्रसंस्करण इकाईयों के संचालन निष्पादन पर निर्भर करता है।

एमआरपीएल रिफाइनरी का एक सरलीकृत प्रवाह चित्र नीचे दर्शाया गया है:

रिफाइनरी प्रक्रिया प्रवाह



1.4 उत्पादन निष्पादन

कंपनी के उत्पादन निष्पादन के चरण III विस्तार परियोजना, पॉलीप्रोपलीन यूनिट[3] (पीपीयू) और सिंगल पांईट मूरिंन[4] (एसपीएम) सुविधा और चरण I और II के अंतर्गत सृजित मौजूदा सुविधाओं के साथ उनके समकालन की स्थापना सहित पूंजीगत परियोजनाओं के अन्तर्गत अभिकल्पित विभिन्न सुविधाओं के असंस्थापन को ध्यान में रखकर समीक्षा की गई थी। निम्नलिखित तालिका मार्च 2016 को समाप्त पांच वर्षों के लिए कंपनी के उत्पादन निष्पादन का सार दर्शाती है।

[3] ***कच्चे तेल के निकास के लिए ऑफ शोर सुविधा***

[4] ***प्रोपीलीन से पॉली प्रोपीलीन के उत्पादन के लिए पेट्रोकेमिकल इकाई***

तालिका 1.3 उत्पादन निष्पादन

विवरण	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16
क्षमता (एमएमटीपीए)	11.820	13.620	15.000	15.000	15.000
कच्चे तेल की प्राप्ति (एमएमटी)	13.025	14.156	14.971	14.354	15.871
थ्रूपुट (एमएमटी)	12.818	14.403	14.547	14.648	15.692
उत्पादन (एमएमटी)	11.953	13.394	13.397	13.169	14.166
क्षमता उपयोग (थ्रूपुट/क्षमता) (*प्रतिशत* में)	108.44	105.75	96.98	97.65	104.61
सकल रिफाइनिंग लाभ (यूएसडी/बीबीएल[5])	5.60	2.45	2.67	(-)0.64	5.20
ईंधन और हानि[6] (थ्रूपुट की *प्रतिशतता*)	6.75	7.00	7.90	10.09	10.06

यद्यपि चरण III विस्तार परियोजना के अंतर्गत क्रूड डिस्टिलेशन यूनिट (सीडीयू)[7] III मार्च 2012 में आरंभ की गई थी, परन्तु कंपनी ने पूर्व परीक्षण आधार पर वर्ष 2012-13 के लिए 60 *प्रतिशत* क्षमता की वृद्धि और इसके बाद अर्थात 2013-14 पूर्ण क्षमता पर विचार किया। यद्यपि अभिकल्प क्षमता 15 एमएमटीपीए पर अनुमानित की गई थी, परन्तु कंपनी चरण III यूनिटों के आरंभ करने में विलंब के कारण 2013-14 और 2014-15 के दौरान अभिकल्पित क्षमता को प्राप्त नहीं कर सकी जो वास्तव में 2015-16 में प्राप्त की गई थी। चरण III यूनिटों को आरंभ करने में विलंब ने सकल रिफाइनरी लाभ (जीआरएम) को भी प्रभावित किया जो 2014-15 के दौरान नकारात्मक हो गया। ईंधन और हानि, जो कुशलता और जीआरएम को प्रभावित करते हैं, ने 2014-15 तक चार वर्षों के लिए वृद्धि दिखाई जबकि 2015-16 के दौरान, विगत वर्ष की तुलना में मामूली कमी हुई। इस प्रकार, जीआरएम और ईंधन तथा हानि जो संचालन कुशलता को प्रभावित करते हैं, ने इस अवधि के दौरान प्रतिकूल प्रवृति दशाई। आगामी अध्यायों में इन पहलुओं पर चर्चा की गई है।

---

[5] ***सकल रिफाइनरी लाभ (जीआरएम) किसी तेल रिफाइनरी (उत्पाद) के बाहर आने वाले पेट्रोलियम उत्पादों के कुल मूल्य और कच्चे/सामग्री (आवक) जो कि कच्चा तेल है; के मूल्य के बीच अंतर है। जीआरएम को डालर प्रति बैरल (यूएसडी/बीबीएल) में व्यक्त किया जाता है।***

[6] ***ईंधन और हानि रिफाइनरी की विभिन्न इकाईयों को चलाने में अथवा प्रकिया के दौरान खत्म हो जाने वाला तेल है।***

[7] ***कच्चे तेल से स्त्राव और अलग मूल्यवान आसवन और तेल उत्पाद***

1.5 पूंजीगत परियोजनाएं

दिसंबर 2005 में इंजीनियर्स इंडिया लिमिटेड (इआईएल) द्वारा तैयार की गई विस्तृत व्यवहार्यता रिपोर्ट (डीएफआर) के आधार पर, कंपनी ने ₹7,943 करोड़ की अनुमानित लागत के साथ एक रिफाइनरी उन्नयन परियोजना (चरण III विस्तार परियोजना) को आरंभ करने का निर्णय लिया (फरवरी 2006)। इकाइयों के क्षमता परिवर्तन/समाप्ति और सीडीयू तथा हेवी कोकर गैस ऑयल हाइड्रोट्रीटिंग यूनिट (सीएचटीयू)[8] के जोड़ने के कारण अगस्त 2008 में ₹12,412 करोड़ की लागत को पुन: संशोधित किया गया था। मई 2009 में, इसे ₹1,804 करोड़ की संभावित लागत पर पीपीयू के समावेशन के कारण ₹ 13,964 करोड़ तक संशोधित किया गया था और प्रोपीलीन की प्रहस्तन सुविधा की समाप्ति के कारण ₹252 करोड़की कमी की गई। जून 2010 में दोबारा, ₹1,044 करोड़ की लागत पर एसपीएम का समावेश करने के कारण लागत को ₹15,008 करोड़ तक संशोधित किया था। **अनुबन्ध I** में संशोधनों के लिए विस्तृत कारणों को शामिल किया गया है। 2006 में अनुमानित लागत और 2008, 2009 और 2010 में इसके संशोधन के विवरण **अनुबन्ध II** में दिये गये हैं।

अक्तूबर 2015 में, कंपनी ने चरण III विस्तार की परियोजना लागत में ₹13,475 करोड़ के समायोजन के लिए अपने बोर्ड का अनुमोदन प्राप्त किया। इस प्रकार, चरण III विस्तार परियोजना पीपीयू और एसपीएम की स्थापना करने सहित पूंजीगत परियोजनाओं की कुल समायोजित लागत ₹16,323 करोड़ आंकी गई थी। मार्च 2016 तक, कंपनी ने ₹ 14,832 करोड़ का व्यय किया था।

आरंभ में, परियोजना जून 2006 से 48 महीनों के अंदर अर्थात जून 2010 तक चालू की जानी निर्धारित की गई थी जिसे क्षमता में परिवर्तन/इकाइयों की समाप्ति के कारण और सीडीयू और सीएचटीयू के जोड़ने के कारण बाद में आगे (अगस्त 2008) अक्तूबर 2011 तक बढ़ा दिया गया था। तथापि,परियोजना सितंबर 2014 में आरंभ कराई गई थी। पीपीयू और एसपीएम जिसे 2009 और 2010 में परिकल्पित किया गया था, के आरंभ करने का लक्ष्य क्रमश: सितंबर 2012 और मई 2012 था। पीपीयू को जून 2015 में और एसपीएम को अगस्त 2013 में आरंभ किया गया था।

---

[8] ***अन्य डाऊनस्ट्रीम इकाई के लिए निम्न सल्फर के फीड स्टॉक, निम्न नाइट्रोजन फीड हाईड्रो संसाधित भारी कोकर गैस ऑयल फीड स्टॉक को उत्पादित करता है।***

1.6 लेखापरीक्षा उद्देश्य

निष्पादन लेखापरीक्षानिम्न निर्धारित करने के उद्देश्य से की गई थी कि क्या:

- पूंजीगत परियोजनाओं को अनुमानित लागत के अदंर और रिफाइनरी का सहज संचालन सुनिश्चित करने के उद्देश्य से कच्चे तेल के लिए उचित योजना के साथ समय सारणी के अनुसार ही प्रभावी रूप से डिजाईन किया गया, तैयार किया गया, सौंपा गया, कार्यान्वित किया गया और समकालित किया गया था।
- रिफाइनरी संचालन मितव्ययिता और कुशलतापूर्वककिया गया था और समय सारणी के अनुसार अनुरक्षण किया गया था।
- ईंधन और हानि और सुविधाओं की उपयोगिता (विद्युत, भाप, ईंधन और जल) और रसायनों और कैटलिस्ट की खपत नियमानुसार थी, और
- पर्यावरणीय पहलूओं का ध्यान रखा गया था और उक्त से संबंधित सांविधिक प्रतिमानों की अनुपालना की गई थी।

1.7 लेखापरीक्षा का कार्यक्षेत्र

लेखापरीक्षा में 2011-12 से 2015-16 की अवधि हेतु चरण III विस्तार, पीपीयू और एसपीएम की स्थापना, प्रसंस्करण इकाइयों के समकालन और संचालनात्मक निष्पादन, सहायक इकाइयों और जन सुविधाओं सहित पूंजीगत परियोजनाओं की योजना बनाने और कार्यान्वयन को कवर किया गया है। पर्यावरणीय मामलों से संबंधित प्रासंगिक सांविधिक नियमों की अनुपालना को भी कवर किया गया था।

1.8 लेखापरीक्षा कार्यपद्धति

लेखापरीक्षा उद्देश्यों, मानदंड, कार्यक्षेत्र, कार्य पद्धति आदि पर विचार-विमर्श करने के लिए प्रबंधन के साथ प्रवेश सम्मेलन (20 मई 2016) के साथ निष्पादन लेखापरीक्षा आरम्भ की गई। लेखापरीक्षा कार्यपद्धति में रिकॉर्डो की जांच और विश्लेषण, प्रबंधन के साथ चर्चा, लेखापरीक्षा प्रश्नों और प्रबंधन के उत्तर की समीक्षा का मामला शामिल किया गया। लेखापरीक्षा जांच में बोर्ड कार्यवृत्त, उत्पादन योजनाओं, धारक कंपनी के साथ हस्ताक्षरित एमओयू, वार्षिक अनुरक्षण कार्यक्रम, प्रबंधन सूचना प्रणाली की रिपोर्टें और रिफाइनरी संचालन से संबंधित रिकॉर्ड और तकनीकी सेवाओं की समीक्षा भी शामिल थी। लेखापरीक्षा निष्कर्ष ड्राफ्ट निष्पादन लेखापरीक्षा रिपोर्ट (अक्तूबर 2016)

जारी करने के द्वारा और एग्जिट कांफ्रेंस (नवंबर 2016) में प्रबंधन के साथ साझा किये गये। ड्राफ्ट रिपोर्ट फरवरी 2017 में पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय को जारी की गई थी। 15 मार्च 2017, 29 मार्च 2017, 27 अप्रैल 2017, 22 मई 2017 और 1 जून 2017 को जारी अनुस्मारकों के बावजूद, मंत्रालय ने लिखित में कोई उत्तर नहीं दिया। इसके बाद 21 जून 2017 को मंत्रालय के साथ एग्जिट कांफ्रेस की गई। प्रबंधन द्वारा प्रस्तुत किये गये उत्तर और एग्जिट कांफ्रेस में प्रबंधन/मंत्रालय के विचारों को निष्पादन लेखापरीक्षा रिपोर्ट को अंतिम रूप देते हुए ध्यान में रखा गया है।

1.9 लेखापरीक्षा मानदंड

निष्पादन लेखापरीक्षा के लिए अपनाए गए लेखापरीक्षा मानदंडों में विस्तृत परियोजना रिपोर्ट/विस्तृत व्यवहार्यता रिपोर्ट, एमओयूज, प्रक्रिया लाइसेंसधारक समझौते, परामर्शदाताओं, ठेकेदारों और अन्य एजेंसियों के साथ समझौते, भारत सरकार की ऑटोफ्यूल नीति, तेल विपणन कंपनियों (ओएमसीज) और विदेशी ग्राहकों के साथ समझौतों, मौजूदा औद्योगिक मानक/प्रतिमान और पर्यावरणीय कानून, सरकारी नीति और मार्गदर्शन, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस द्वारा कार्यचालन समूह रिपोर्ट-XII पंचवर्षीय योजना आदि को शामिल किया गया था।

1.10 आभार

लेखापरीक्षा निष्पादन लेखापरीक्षा किये जाने के दौरान विभिन्न स्तरों पर प्रबंधन एवं मंत्रालय द्वारा सहयोग और सहायता का आभार प्रकट करता है।

अध्याय 2 पूँजीगत परियोजनाओं की योजना एवं निष्पादन

वर्ष 2006 में की गई परिकल्पना के अनुसार पूंजीगत परियोजनाओं को आरम्भ करने का उद्देश्य मौजूदा 11.82 एमएमटीपीए से 15 एमएमटीपीए, सस्ते कच्चे तेल का संसाधन, निम्न मूल्य उत्पादों से उच्च मूल्य उत्पादों में उन्नयन, आस्रुत प्राप्तियों को बढ़ाना, पीट कोक का उत्पादन करना, बीएस III/IV में पूर्ण डीजल का उन्नयन करना और प्रोपलीन का उत्पादन करने से रिफाइनिंग क्षमता का उन्नयन करना था।

0.44 एमएमपीटीए क्षमता सहित पॉली प्रोपीलीन यूनिट (पीपीयू) चरण III परियोजना के भाग के रूप में स्थापित की जा रही पेट्रोकेमीकल फ्लूडाईज्ड केटालिटिक क्रेकिंग यूनिट (पीएफसीसीयू) में उत्पादित करने के लिए पोलीमर ग्रेड प्रोपीलीन में बदल कर एक मूल्य वर्द्धित पेट्रोरसायन उत्पाद पॉलीप्रोपीलीन उत्पादन करने के उद्देश्य के साथ चरण III रिफाइनरी परियोजना के अतिरिक्त पेकैज के रूप में योजना तैयार की गई थी (2009)।

कंपनी ने मालभाड़ा और विलंब शुल्क में बचत के उद्देश्य सहित पास के ही मैंगलोर पत्तन पर बड़े जहाजों द्वारा आयातित कच्चे तेल का सहज निकास सुनिश्चित करने के लिए ₹1,044 करोड़ की अनुमानित लागत पर सिंगल पांईट मूरिंग (एसपीएम) की स्थापना का भी निर्णय लिया (2010)।

2.1. योजना में कमियां

लेखापरीक्षा में यह पाया गया कि कंपनी ने दीर्घ अवधि पहलू से आवश्यकताओं को ध्यान में रखे बिना पूँजीगत परियोजनाओं को आरम्भ करने के लिए योजना तैयार की, जिसमें बाद के दिनों में संशोधन की आवश्यकता हुई। वास्तविक योजना में कमियों में संशोधन की आवश्यकता हुई जिसके परिणामस्वरूप अन्य इकाईयों के साथ कार्यान्वयन, समकालन में विलंब हुआ और लागत में वृद्धि हुई। इसके अतिरिक्त, परियोजना चक्र के क्रम में बाधा आई जिसके परिणामस्वरूप आरंभ करने में असामान्य विलंब हुआ।

2.1.1 परियोजना अवधारणा के समय में परिवर्तन के परिणामस्वरूप समय और लागत का बढ़ना

बोर्ड ने ₹7,943 करोड़ की अनुमानित लागत पर 11.82 एमएमटीपीए से 15 एमएमटीपीए तक रिफाइनिंग क्षमता को बढ़ाने के एक प्रस्ताव का अनुमोदन किया (फरवरी 2006)। परियोजना में अन्य बातों के साथ मौजूदा कच्चे तेल आसवन इकाई (सीडीयू) I और II इकाईयों की पुन: मरम्मत और ल्यूब तेल बेस स्टॉक[9] (एलओबीएस) इकाई की स्थापना शामिल थी। तथापि, प्रसंस्करण लाइसेंसधारकों से फीडबैक के आधार पर कंपनी ने वर्ष 2008 में परियोजना के कार्यक्षेत्र में परिवर्तन किया और मौजूदा सीडीयू की पुन: मरम्मत के स्थान पर नये सीडीयू की स्थापना का विकल्प चुना।मौजूदा हाइड्रो क्रैकर इकाईयों (एचसीयूज) में पुन: मरम्मत करने की गुजाइंश को कम करके, पीएफसीसीयू के लिए एक फीड प्रैपरेशन ईकाई के रूप में, हैवी कोकर गैस ऑयल हाइड्रोट्रीटंग इकाई (सीएचटीयू) को स्थापित करने का निर्णय लिया गया था। एलओबीएस को भी इस कारण से हटा दिया गया था कि मुम्बई हाई और अरब हैवी क्रुड से एलओबीएस की वांछित गुणवत्ता का उत्पादन संभव नहीं था, ऐसा विपणन बाधाओं के कारण भी हुआ।

संप्रत्ययीकरण के आरंभिक स्तर पर इकाइयों की आवश्यकता, प्रक्रिया लाइसेंसदाता से प्रतिपुष्टि प्राप्त किये बिना स्थापित की गई थी जिसके कारण वर्ष 2008 में संशोधन हुए और परिणामस्वरूप समय और लागत में वृद्धि हुई। कार्य-क्षेत्र में परिवर्तन के कारण ₹1,960 करोड़ से लागत में वृद्धि के अलावा, मूल्य वृद्धि के कारण ₹2,509 करोड़ की परिहार्य वृद्धि हुई थी। अनुमानित लागत, जो वर्ष 2006 में ₹7,943 करोड़ अनुमोदित की गई थी, वर्ष 2008 में यह ₹12,412 करोड़ हो गई। निर्धारित यांत्रिक पूर्णता तिथि भी जून 2010 से अक्टूबर 2011 तक विस्तारित हुई।

कंपनी ने बताया (नवम्बर 2016) कि अतिरिक्त भूमि प्राप्त करने में विलम्ब, लाइसेंसदाता प्रतिपुष्टि पर आधारित नई इकाईयों के आरंभ करने/इकाईयों की क्षमता में परिवर्तन आदि के कारण अनुसूची और कार्य क्षेत्र में संशोधन आवश्यक था जिसके परिणामस्वरूप लागत में भी वृद्धि हुई।

---

[9] ***इकाई जो स्नेहक का उत्पादन करती है।***

मंत्रालय के साथ (जून 2017) एग्जिट कान्फ्रेन्स के दौरान, कंपनी ने बताया कि एक पूंजीगत परियोजना को लेते समय, समय और लागत को बचाने के लिए, विस्तृत व्यवहार्यता रिपोर्ट के बजाय कंपनी परियोजना प्रबंधन सलाहकार के पास उपलब्ध डाटा पर आधारित परियोजना लागत पर निर्भर थी। इस प्रकार की प्रणालियों में, बाद की तिथि पर आशोधनों की सदैव आवश्यकता होगी।मंत्रालय ने आगे कहा कि बीएस-IV एक समयबद्ध परियोजना थी और इसे एक समयबद्ध तरीके से शुरू करने के लिए मंत्रालय ने माननीय सर्वोच्च न्यायालय को इसके लिए अपनी प्रतिबद्धता दी थी। अत: एमआरपीएल को मंत्रालय की वचनबद्धता को ध्यान में रखते हुए परियोजना को पूरा करना सुनिश्चित करना था।

कंपनी/मंत्रालय के उत्तर को इस तथ्य के प्रति देखा जाना है कि वर्ष 2006 में ही परियोजना के संप्रत्ययीकरण के समय लाइसेंसदाता फीडबैक प्राप्त हो सकता था। इससे वर्ष 2008 में संशोधन और परिणामस्वरूप समय अधिधाव के साथ ही लागत में उल्लेखनीय वृद्धि से बचा जा सकता था।

2.1.2 पीपीयू स्थापित करने के लिए निर्णय लेने में विलम्ब

वित्तीय व्यवहार्यता रिपोर्ट जो वर्ष 2006 और 2008 में एक्सिस बैंक (पूर्व में यूटीआई बैंक) द्वारा तैयार की गई थी, में पीएफसीसीयू में उत्पादित प्रोपलेन की बिक्री निर्दिष्ट की गई थी। जुलाई 2008, में ईआईएल, जिसने एकल पोली प्रोपलेन यूनिट (पीपीयू) के लिए विस्तृत व्यवहार्यता रिपोर्ट को विकसित किया, ने नाप्था प्रसंस्करण द्वारा उत्पादित प्रोपलेन के उपयोग के लिए ऐसी इकाई के लिए ₹3,181 करोड़ की अनुमानित लागत अनुमानित की।तथापि, प्राप्ति की निम्न आंतरिक दर (आईआरआर) के कारण इसको आरम्भ नहीं किया गया। बाद में मई 2009 में, प्रोपलेन की निकासी में समस्याओं को महसूस कर कंपनी ने ₹1,804 की अनुमानित लागत पर प्रोपलेन को पॉलीप्रोपलेन में प्रसंस्करण के लिए एक एकीकृत पीपीयू स्थापित करने का निर्णय लिया और अपने बोर्ड से अनुमोदन प्राप्त किया। इस अवसर पर, कंपनी ने पाया कि वेक्यूम गैस ऑयल (वीजीओ) से उत्पादित प्रोपलेन, नाप्था का उपयोग करके उत्पादित प्रोपलीन की तुलना में पोलीप्रोपलेन के लिए सस्ता फीड होगा।

यद्यपि, पीएफसीसीयू में वीजीओ प्रसंस्करण से प्रोपलेन उत्पादन अगस्त 2008 में एकल पीपीयू की व्यवहार्यता के मूल्यांकन के समय कंपनी को पता था, परन्तु उसी समय इस पर विचार नहीं किया गया। इसके बजाय मई 2009 में संयत्र में एकीकृत

पीपीयू सम्मिलित किया गया था। जिसके कारण भूमि अधिग्रहण अनापत्ति प्राप्त करने आदि की पूरी प्रक्रियामें विलम्ब हुआ। यद्यपि पीएफसीसीयूपीपीयू के लिए फीड इकाईअगस्त 2014 में चालू की गयी थी और सितम्बर 2014 में आवश्यक कैप्टिव पावर प्लांट (सीपीपी) चालू किया गया था, परन्तु पॉलीप्रोपलेन का उत्पादन जो एक मूल्य वर्द्धित उत्पाद है, उसे प्राप्त नहीं किया जा सका क्योंकि इकाई मई 2015 तक तैयार नहीं थी जिससेजीआरएम प्रभावित हुआ।

कंपनी ने बताया (नवम्बर 2016) कि प्रोपलेन बिक्री में रसद बाधाओं के कारण व्यवहार्यता के विस्तृत विश्लेषणों के आधार पर, पोलीप्रोपलीन के उत्पादन को बदलने का निर्णय लिया।

मंत्रालय के साथ एग्जिट कॉफ्रेन्स में (जून 2017), कंपनी ने लेखापरीक्षा आपत्तियों से सहमति व्यक्त करते हुए कहा कि प्रारंभ में एमआरपीएल परिसर के लिए एसईजेड़ भूमि के आस-पास नाप्था क्रेकर इकाई स्थापित करने का निर्णय लिया गया था। तथापि, अतिक्रमण के कारण भूमि की अप्राप्यता के कारण, इसे स्थापित नहीं किया जा सका। इसके अतिरिक्त, रसद बाधाओं और आर्थिक मंदी के कारण, पीपीयू स्थापित करना प्रारंभिक रूप से स्थगित कर दिया गया था। बाद में क्योंकि प्रोपलीन का निर्यात व्यवहार्य नहीं पाया गया, इसलिए कंपनी ने रिफाइनरी परिसर में पॉलीप्रोपलीन, संयत्र स्थापित करने का निर्णय लिया।

तथापि, तथ्य यह है कि 2006 में वास्तविक प्रस्ताव और 2008 में प्रस्ताव के संशोधन के समय पर भी परिस्थिति/पैमाने जिससे 2009 में निर्णय लिया जाना प्रभावित हुआ मौजूद थे। यदि कंपनी ने इस पर विचार किया होता और कम से कम 2008 में, संशोधन के समय, एकीकृत पीपीयू की योजना बनाई होती तो विलम्ब और उत्पादन पर परिणामी प्रभाव; जैसा अध्याय-3 में उल्लेख किया गया, का परिहार किया जा सकता था।

2.2. परियोजना वित्तपोषण

पूंजीगत परियोजनाओं के निष्पादन के लिए, कंपनी ने (फरवरी 2006) 2:1 के ऋण इक्विटी अनुपात का निर्णय लिया था। कंपनी ने आंतरिक प्रोद्भवनों से ₹5,741 करोड़ (मई 2012 तक) प्रयुक्त किये और निम्नलिखित घरेलू ऋणों और बाह्य वाणिज्यिक उधारों (ईसीबी) का उपयोग किया था।

तालिका 2.1: उधारों के विवरण

क्रम. सं.	स्रोत्र	संस्वीकृत ऋण	आहरण	आहरण अवधि	
				से	तक
1	ओएनजीसी (₹ करोड़ में)	5,000	4,800	अक्टूबर 2011	जुलाई 2013
2	तेल उद्योग विकास बोर्ड (₹ करोड़ में)	1,125	1,100	अगस्त 2011	मार्च 2014
3	ईसीबी - I (2012)	250 मिलियन अमेरिकी डॉलर	₹ 1,362[@]	मार्च 2012	सितम्बर 2012
4	ईसीबी - II (2013)	400 मिलियन अमेरिकी डॉलर	₹ 2,365[#]	मार्च 2013	मार्च 2014
	कुल		**₹ 9,627**		

[@] 1 अमेरिकी डॉलर=₹54.4680, वास्तविक आहरण पर आधारित ईसीबी I के लिए औसत दर;

[#] 1 अमेरिकी डॉलर = ₹59.1285, वास्तविक आहरण पर आधारित ईसीबी II के लिए औसत दर;

कंपनी ने अनुमानित आवश्यकताओं के आधार पर अक्टूबर 2011 से मार्च 2014 तक विभिन्न हिस्सों में उपरोक्त को प्राप्त किया।

2.2.1 जोखिम कम किये बिना ईसीबी ऋणों का लाभ उठाना

अपने बोर्ड से (अक्टूबर 2011) अनुमोदन प्राप्त करने के बाद, कंपनी ने ईसीबी सुविधा एजेंट के रूप में एसबीआई हांगकांग शाखा के साथ विभिन्न विदेशी बैंको से ईसीबी के रूप में 250 मिलियन अमेरिकी डॉलर(मार्च 2012) का लाभ उठाया। कंपनी को किसी मुद्रा उतार-चढ़ाव के विरूद्ध ईसीबी ऋण की प्रतिरक्षा करने का विकल्प था। ऋण का लाभ उठाने के लिए अपने बोर्ड से अनुमोदन प्राप्त करते समय, यह बताया गया था कि प्रतिरक्षा की लागत पर विचार करने के बाद भी घरेलू ऋण की तुलना में ईसीबी ऋण सस्ता था। तथापि, उसी समय पर बोर्ड को यह बताया गया कि निर्यात आय के माध्यम से डालर के सतत प्रवाह के कारण विदेशी मुद्रा उधार लेने में कंपनी को प्राकृतिक प्रतिरक्षा का लाभ होगा और इसके लाभ काफी हद तक डॉलर वर्चस्व के थे। अंतत: प्रतिरक्षा के बिना उपरोक्त ईसीबी ऋण का लाभ उठाया गया था।

मई 2012 में, बोर्ड ने विचार व्यक्त किया कि विदेशी मुद्रा उधार लेने में शामिल विनिमय जोखिम और 250 मिलियन अमेरीकी डालर से अधिक उधार को ध्यान में

रखकर विदेशी मुद्रा में और उधार लेना व्यावसायिक रूप से विवेकपूर्ण नहीं हो सकता और शेष कैपेक्स आवश्यकता को पूरा करने के लिए कंपनी आगे से उधार रूपये में लेने पर विचार कर सकती है।

तथापि, जनवरी 2013 में, अन्य 250 मिलियन अमेरिकी डॉलर के ग्रीन शू विकल्प के साथ ईसीबी के 250 मिलियन अमेरिकी डॉलर का लाभ लेने का अनुमोदन बोर्ड की बैठक में दिया गया। इस बैठक के दौरान यह भी बातया गया कि निर्यात आय के माध्यम से डालर के सतत प्रवाह के कारण विदेशी मुद्रा उधार लेने में कंपनी को प्राकृतिक प्रतिरक्षा का लाभ होगा और बडी सीमा तक इसके लाभ डॉलर वर्चस्व के थे। इस अनुमोदन के प्रति, कंपनी ने ईसीबी के रूप में 400 मिलियन अमेरिकी डॉलर का लाभ उठाया था। यह ईसीबी भी प्रतिरक्षित नहीं थी, यद्यपि बोर्ड को भी इसके विषय में अवगत कराया गया था कि प्रतिरक्षा लागत को सम्मिलित करते हुए ईसीबी की लागत घरेलू ऋण की तुलना में कम होगी।

लेखापरीक्षा में देखा गया कि ईसीबी प्रतिरक्षा न होने के कारण, कंपनी को ऋण के पुन: भुगतानों पर (सितम्बर 2016 तक) विनिमय दर में भिन्नता (मुद्रा प्रतिरक्षा लागत का सकल)के कारण लगभग ₹13.70 करोड़ की हानि पहले ही हो गई थी और यदि डॉलर के मुकाबले रूपया मजबूत नहीं होता है तो इससे अधिक हानि हो सकती है। लेखापरीक्षा का विचार था कि प्राकृतिक प्रतिरक्षा की उपलब्धता से सम्बन्धित औचित्य ने इस तथ्य की अनदेशी की कि कच्चे तेल के आयात और अंतिम उत्पादों के निर्यात से संबंधित मुद्रा उतार-चढ़ाव का समंजन होगा।

कंपनी ने उत्तर दिया (नवम्बर 2016) कि मुद्रा अस्थिरिता जोखिम के मुद्दे पर बोर्ड द्वारा विचार-विमर्श किया गया और कंपनी के व्यवसाय में उपलब्ध प्राकृतिक प्रतिरक्षा और संबद्ध प्रतिरक्षा लागत पर अतीत में प्रतिरक्षा पर होने वाली हानि को ध्यान में रखते हुए प्रतिरक्षा नहीं करने का निर्णय लिया गया था। इसके अतिरिक्त, अपने राजस्व लेखा नकदी प्रवाह के प्रति ईसीबी ऋण प्राकृतिक रूप से प्रतिरक्षित था। परामर्शदाता ने भी प्रतिरक्षा नहीं करने को कहा था।

मंत्रालय के साथ एग्जिट कांफ्रेन्स में (जून 2017), कंपनी ने दोहराया कि ऋण के पुनर्भुगतान सहित कंपनी के लिए प्रतिरक्षा स्वभाविक रूप से उपलब्ध थी। उन्होने आगे कहा कि प्रतिरक्षा की लागत अधिक थी औरप्रतिरक्षा प्राप्त करने के द्वारा सस्ते ईसीबी ऋणों के माध्यम से मुनाफे का लाभ विफल हो गया होता। कंपनी ने पुष्टि की

कि बोर्ड में मामले पर चर्चा की गयी थी परन्तु प्रतिरक्षा करने पर कोई निर्णय नहीं लिया गया था और इसका निर्णय प्रबंधन पर छोड़ दिया गया था।

कंपनी/मंत्रालय का उत्तर इस तथ्य के प्रकाश मे देखा जाना है कि प्राकृतिकप्रतिरक्षा कच्चे तेल के आयात और अंतिम उत्पादों के निर्यात से संबंधित मुद्रा उतार-चढ़ाव का समंजन करेगा। वास्तव में, पूंजीगत और कार्यरत पूंजीगत वित्तपोषण के प्रस्ताव का मूल्यांकन (मई 2012) करते समय, बोर्ड ने कहा था कि विदेशी मुद्रा उधार लेने में सम्मिलित विनियम जोखिम और 250 मिलियन अमेरीकी डॉलर ईसीबी के माध्यम से मौजूदा उधार को ध्यान में रखकरविदेशी मुद्रा में और उधार लेना व्यवसायिक रूप से विवेकपूर्ण नहीं हो सकता। तथापि, इसके प्रतिकूल, 8 महीनों की अल्प अवधि के अन्तर्गत, बोर्ड ने जनवरी 2013 में अन्य ईसीबी को अनुमोदन दिया था जिसे प्रतिरक्षा के बिना उपयोग किया गया था।

2.2.2 आवश्यकता से अधिक में निधियों का आहरण

कंपनी ने 2012 में 250 मिलियन अमेरीकी डॉलर के ईसीबी-Iका लाभ उठाया था। जनवरी 2013 में, ओएनजीसी और तेल उद्योग विकास बोर्ड (ओआईडीबी) से घरेलू उधारों पर विचार करने बाद, कम्पनी ने 2013-15 के लिए 250 मिलियन अमेरिकी डालर पर ईसीबी ऋण की अतिरिक्त आवश्यकता का आकलन (जनवरी 2013) किया था। बोर्ड नेप्रस्ताव के अनुमोदन के समय (जनवरी 2013) उपरोक्त राशि के अलावा कंपनी को परियोजना के लिए आवश्यक 250 मिलियन अमेरिकी डालर की अतिरिक्त राशि का लाभ उठाने की अनुमति दी जैसी परियोजना के लिए आवश्यक हो सकती थी। मार्च 2013 में ईसीबी IIके लिए समझौता करते समय, कंपनी ने 400 मिलियन अमेरिकी डालर का लाभ लेने का निर्णय लिया। इस प्रकार मार्च 2012 से मार्च 2014 तक की अवधि के दौरान प्राप्त ईसीबी 650 मिलियन अमेरिकी डालर की राशि का लाभ उठाया जो ₹3727 करोड़ के समतुल्य थी।

अप्रयुक्त निधियां सब्याज निर्दिष्ट बैंक खाते में जमा की गई थी। तथापि, सितम्बर 2015 में, ₹1,111.35 करोड़ की अप्रयुक्त निधि भारतीय रिजर्व बैंक के निर्देश के अनुसार ब्याजरहितचालू खाते में अन्तरित करना पड़ीथी। 31 मार्च 2016 और 30 सितम्बर 2016 तक अप्रयुक्त ईसीबी शेष, क्रमश: ₹807.84 करोड़ और ₹768.46 करोड़ था, यद्यपि पूजीगत परियोजना के अन्तर्गत सभी इकाईयां पहले ही चालू कीजा चुकी थीं।

कंपनी ने कहा (नवम्बर 2016) कि परियोजना समापन की औपचारिकताएं मूल्य कटौती खंड के लागू करने के कारण कम नकदी बहिर्प्रवाह आदि के कारण ठेकेदारों से अंतिम प्रमाणित बिल विलम्बित हो गए थे। ऋण की चुकौती ईसीबी दिशा-निर्देश के अनुसार 5 वर्ष की औसत परिपक्वता अवधि से पहले अनुमत नहीं थी।

तथ्य यह शेष है कि कंपनी ईसीबी आवश्यकता का सही निर्धारण करने में विफल रही परिणामस्वरूप महत्वपूर्ण राशि का प्रयोग नहीं किया गया, जो कि ब्याज रहित बैंक खाते में जमा करनी पड़ी थी, जबकि उस पर ब्याज का भुगतान किया जा रहा था। क्योंकि कंपनी को पुन: भुगतान शर्तो और नियमों का पता था, इसलिए परियोजना की आवश्यकताओं के लिए योजना बनाते समय और निधियों के आहरण के समय अधिक विवेक का उपयोग किया जाना चाहिए था।

मंत्रालय ने कोई उत्तर नहीं दिया (जून 2017)।

2.3. ठेके देना

पूंजीगत परियोजनाओं के निष्पादन के लिए, कंपनी ने 2006 से 2015 के दौरान ₹11,279 करोड़ मूल्य के 1998 करार किए।लेखापरीक्षा में विभिन्न कम मूल्य की संविदाओं के अतिरिक्त, जहां एकल संविदा का मूल्य ₹10 करोड़ से अधिक था, ₹10,608 करोड़ मूल्य की कुल 87 संविदाओं की संवीक्षा की गई।

संवीक्षा पर आधारित लेखापरीक्षा आपत्तियों की अगामी पैराग्राफो में चर्चा की गई है।

2.3.1 परियोजना प्रबंधन सलाहकार को निष्पादन संविदा सौंपना

केन्द्रीय सर्तकता आयोग (सीवीसी) के दिसम्बर 2004 के दिशा-निर्देशो के अनुसार, किसी परियोजना की तैयारी/कार्यान्वयन के लिए परामर्श सेवाएं देने वाली फर्म उसी परियोजना से संबंधित सामान/कार्यो/सेवाएं उपलब्ध कराने के अयोग्य ठहरायी जायेगी।

कंपनी ने फेज III विस्तारण के लिए ₹ 256 करोड़ की लागत पर परियोजना प्रबंधन सलाहकार (पीसीएम) के रूप में इन्जीनियर्स इंडिया लिमिटेड (ईआईएल) को (जून 2006) नियुक्त किया था। बाद में, नवम्बर 2008 से जुलाई 2009 तक की अवधि के दौरान, सीवीसी दिशा-निर्देशो के विपरीत, कंपनी ने ₹3,337.80 करोड़ मूल्य वाले पीएफसीसीयू, सल्फर वसूली ईकाई[10] (एसआरयू), एसआरयू लाइसेंस और पीपीयू, के

[10] ***फीड से ईकाई सल्फर प्राप्त करती है।***

निष्पादन के लिए कार्य के शीघ्र/समय पर पूरा करने के तर्क के आधार पर नामांकन आधार पर ईआईएल को चार और ठेके दिए। कंपनी ने चार संविदाओं से संबंधित परामर्श कार्य वापस लेने का निर्णय लिया और उस सीमा तक पीएमसी शुल्कों को घटाया था जो जुलाई 2012 तक अर्थात 45 महीनों बाद (अक्टूबर 2008 से जुलाई 2012) किया गया था।

कंपनी ने बताया (नवम्बर 2016) कि परिवर्तन आदेश को अंतिम रूप देने में विलम्ब पीएमसी में सम्मिलित किये गये और वापस ली गई सेवाओं के मूल्य पर आपसी सहमति लाने में लिये गये समय के कारण हुआ।

मंत्रालय के साथ एग्जिट कान्फ्रैन्स में (जून 2017), कंपनी ने परिवर्तन आदेश जारी करने में 45 महीनो के विलम्ब को स्वीकार किया था। उन्होने आगे कहा कि तकनीकी कारणों से कंपनी ने ईआईएल को संविदा प्रदान की थी और 17 नवम्बर 2008 को संविदाओं,जिनके लिए निष्पादन दिया गया था परन्तु इस संबंध में औपचारिक संविदा पर जुलाई 2012 में हस्ताक्षर किये गये थे, के लिए पीएमसी संविदा से ईआईएल को अलग करने का निर्णय लिया गया था। कंपनी ने यह भी बताया कि एमआरपीएल ने परिवर्तन आदेश के निर्गमन की प्रतिक्षा किये बिना, चार संविदाए ईआईएल को देने पर एमआरपीएल ने अपने स्वंय के अधिकारियों के साथ एक परियोजना मानीटरिंग सेल गठित किया था पर उन्होने आगे बताया कि प्रबंधन ने परियोजना दल को अब 30 दिनों की अवधि के अदंर संविदा पर हस्ताक्षर करने के स्पष्ट आदेश दिये हैं।

उत्तर इस तथ्य के प्रति देखा जायें कि सीवीसी दिशा-निर्देशों के अनुसार, संविदाएं निष्पादन परियोजना प्रबंधन सलाहकार को नहीं दी जानी चाहिए थी।

2.3.2 औपचारिक निविदा करारों के अन्तिमीकरण में विलम्ब

लेखापरीक्षा में समीक्षित 87 निविदाओं के संबंध में, यह देखा गया कि अंतिम करार की शर्तें और निबंधन तथा प्रतिपादन को अंतिम रूप देने से पूर्व कम्पनी ने सफल बोलीदाता को स्वीकृति पत्र जारी कर दिया था। कुछ को छोड़कर जिनमें समय-सीमा नहीं दी गई थी, शेष सभी औपचारिक ठेकों के कार्यान्वयन के लिए स्वीकृति पत्र में 10 दिनों की समय-सीमा निर्दिष्ट की गई थी। यह देखा गया कि 84 ठेकों में, औपचारिक करार के क्रियान्वयन में 20 से 1002 दिनों का विलंब हुआ। इसमें

एसपीएम के लिए वह करार भी शामिल था जो 1002 दिनों की देरी से हस्ताक्षरित किया गया था, जिस तारीख तक यह कार्य निर्बाध रूप से पूर्ण हो जाना चाहिए था। ₹1044 करोड़ की कीमत के चार अन्य करार भी एक वर्ष से अधिक के विलंब से हस्ताक्षरित किए गए। ₹18 करोड़ के मूल्य के एक कार्य के संबंध में, करार बिल्कुल भी कार्यान्वित नहीं किया गया।

कंपनी ने बताया (नवम्बर 2016) कि ईआईएल द्वारा किए जाने वाले ठेकों की संख्या और पृष्ठों की मात्रा अत्यधिक होने के कारण ठेकों के कार्यान्वयन में विलंब हुआ। उन्होने यह भी कहा कि इससे गुणवत्ता/सुपुर्दगी तथा परियोजना लागत पर कोई प्रभाव नहीं पड़ा था।

कंपनी का उत्तर इस तथ्य के प्रति देखा जाना है कि स्वीकृति पत्र में विनिर्दिष्ट निबंधन तथा व्यवस्थाएं शामिल नहीं होते है जो सामान्य रूप से औपचारिक करार दस्तावेज के भाग का निर्माण करते है तथा उस रूप में, एक वैध करार की अनुपस्थिति में पारस्परिक अधिकारों तथा दायित्वों को लागू करने का जोखिम अंतर्निहित था।

मंत्रालय के साथ एग्ज़िट कॉन्फ्रेंस (जून 2017) के दौरान, कंपनी ने सूचित किया कि प्रबंधन ने परियोजना दलों को 30 दिनों की अवधि में करार हस्ताक्षरित करने के स्पष्ट निदेश जारी किए हैं।

2.4. फेज़ III विस्तारण परियोजना तथा पीपीयू परियोजना का कार्यान्वयन

कंपनी ने क्षमता बढ़ाने के लिए और मूल्य वर्द्धित उत्पादों के उत्पादन करने के लिए विभिन्न प्रसंस्करण इकाइयों का नियोजन किया जिससे सकल रिफाईनरी मार्जिन में वृद्धि होनी थी जो निम्न तालिका में दिखाया गया है:

तालिका 2.2: महत्वपूर्ण प्रसंस्करण इकाइयां

फीड	इकाई	प्रमुख उत्पाद
क्रूड	क्रूड/वैक्यूम डिस्टीलेशन यूनिट (सीडीयू/वीडीयू)	नाप्था, केरोसीन, एचएसडी, वीजीओ, शार्ट रेसिड्यू
वैक्यूम गैस ऑयल (वीजीओ)	हाइड्रो क्रैकर यूनिट[11] (एचसीयू)	वीजीओ, लाइट नाप्था, केरोसीन, एचएसडी
शार्ट रेज़िड्यू	डिलेडकोकर यूनिट[12] (डीसीयू)	नाप्था, एलपीजी, कोक
हैवी कोकर गैस ऑयल (एचसीजीओ), वीजीओ	हैवीकोकर हाइड्रोट्रीटिंग यूनिट (सीएचटीयू)	ट्रीटेड एचसीजीओ, नाप्था, एचएसडी
वीजीओ, ट्रीटेड एचसीजीओ	पेट्रोकेमिकल फ्ल्यूडाइज्ड कैटेलिटीक क्रैकिंग यूनिट (पीएफसीसीयू)	प्रोपीलीन, मोटर स्पिरिट
प्रोपलीन	पॉलीप्रोपीलीन यूनिट (पीपीयू)	पोलीप्रोपीलीन
हाई स्पीड डीजल (एचएसडी)	डीजल हाइड्रो डिसल्फराइजेशन ट्रीटिंग यूनिट[13] (डीएचडीटी)	बीएस III/IV एचएसडी

एक इकाई का उत्पाद अन्य प्रसंस्करण इकाईयों का फीड बन जाता है, जहाँ तक मूल्य वर्द्घन का प्रश्न है यह यथा प्रस्तावित फेज़ III विस्तारण परियोजना में निकाला जाता है। किसी भी प्राथमिक इकाई के संस्थापन में हुए विलंब से अनुवर्ती गौण प्रसंस्करण इकाइयों तथा मूल्य वर्द्धित उत्पादों पर व्यापक प्रभाव पड़ता है।

उपरोक्त इकाइयों के अतिरिक्त, फेज़ III में सभी इकाइयों की विद्युत तथा भाप की आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए कंपनी द्वारा (2006) एक केप्टिव पावर प्लांट (सीपीपी) III प्रस्तावित किया गया था।

इकाइयों की योजना तथा वास्तविक कार्यान्वयन की समीक्षा से यह पता चला कि सीपीपी को आरंभ करने में हुए विलंब के कारण संस्थापन में विलंब हुऐ। इन विलंबों के कारण वर्तमान/नई गौण प्रसंस्करण इकाइयों से संबंधित यांत्रिक रूप से पूर्ण इकाइयों का भी संस्थापन और एकीकरण नहीं किया जा सका। इन पर आगामी पैराग्राफों में चर्चा की गई है।

---

[11] ***वीजीओ की उच्च अंश इकाइयों को हल्के और अधिक मूल्यवान उत्पादों में तोड़ा जाता है।***

[12] ***कम कीमत के शेष को मूल्यवान उत्पादों में परिवर्तित करता है।***

[13] ***विभिन्न इकाइयों में से प्राप्त फीड से सल्फर, नाईट्रोजन तथा धातु अशुद्धियों को हटाता है।***

2.4.1 केप्टिव पावर प्लांट के संस्थापन में विलंब

एक रिफाइनरी के लिए भाप और विद्युत की आपूर्ति हेतु केप्टिव पावर प्लांट बहुत ही महत्वपूर्ण उपादेयता है तथा अन्य प्रसंस्करण इकाइयों से पूर्व इसका संस्थापन किया जाना आवश्यक है। वर्ष 2006 में कंपनी ने फेज़ III विस्तारण योजना के एक भाग के रूप में सीपीपी की योजना बनाई थी। सीपीपी के स्थापन का कार्य (फरवरी 2009) समय बचाने के लिए एकल निविदा आधार पर भेल को दिया गया। कार्य को 10 पैकेजो में बांट दिया गया तथा इसे जनवरी 2012 तक पूर्ण किया जाना था।

ठेकेदार द्वारा कार्य के कार्यान्वयन में विलंब किया गया तथा सीपीपी III की विभिन्न इकाइयां अगस्त/सितम्बर 2014 में आरंभ की जा सकीं। तथापि, दस पैकेजों में से तीन के संबंध में, शट डाउन/सुधार कार्यों की आवश्यकता के कारण निष्पादन गारंटी टेस्ट (नवम्बर 2016) लंबित था। सीपीपी के संस्थापन में विलंब के कारण, विभिन्न इकाइयां (सीडीयू/वीडीयू के अतिरिक्त) 11 से 26 माह तक यांत्रिक समापन के बाद भी निष्क्रिय पड़ी रही।

कंपनी ने कहा (नवम्बर 2016) कि भेल एक पीएसयू है, यह कार्य उसे एकल निविदा आधार पर सौंपा गया था। भेल की ओर से अभियांत्रिकी तथा आपूर्ति संबंधी मामलों, खराब भंडार प्रबंधन, समुचित स्टाफ की तैनाती न होने तथा विलंबित कार्यान्वयन आदि के कारण परियोजना में विलंब हुआ। एग्ज़िट कॉन्फ्रेंस के दौरान भी मंत्रालय द्वारा यही बात दोहरायी (जून 2017) गई।

उत्तर इस तथ्य पर विचार करते हुए अस्वीकार्य है कि फेज़ III विस्तारण परियोजना, जिसकी लागत ₹13,475 करोड़ थी, सीपीपी सबसे महत्वपूर्ण उपादेयता थी और इसलिए सीपीपी के समयानुसार क्रियान्वयन को प्रभावित करने वाले कारकों को सूक्ष्म निगरानी तथा फॉलो-अप के द्वारा नियंत्रित किया जाना चाहिए था।

2.4.2 केप्टिव पावर प्लांट के संस्थापन में विलंब का प्रभाव

चूंकि सीपीपी की सभी इकाइयां निर्धारित तारीख तक तैयार नहीं थी, इसलिए यांत्रिक रूप से तैयार फेज़ III की प्रसंस्करण इकाइयांभाप और विद्युत की आवश्यकता के कारण आरंभ नहीं की जा सकी। सीपीपी के संस्थापन में विलंब के कारण प्रसंस्करण इकाइयों के आरंभ होने में हुऐ विलंब के प्रभाव का विवरण निम्न तालिका में दर्शाया गया है:

तालिका 2.3: प्रसंस्करण इकाइयों पर सीपीपी के संस्थापन से होने वाले विलंब का प्रभाव

इकाई	यांत्रिक पूर्णता की तिथि	आरंभ होने की तिथि	विलंब महिनों में	सीपीपी विलंब का प्रभाव
सीडीयू/वीडीयू	27 अक्टूबर 2011	25 मार्च 2012	5	• परिकल्पित थ्रोपुट प्राप्त करने में विलंब। • वीजीओ का अनुन्नयन तथा अवशेष, अतिरिक्त उत्पादन में विलम्ब तथा डीज़ल को बीएस-III तथा IV में परिवर्तित करने में असफलता। • भाप और विद्युत का प्रबंध करने के लिए अतिरिक्त लाईन बिछाने में ₹23 करोड़ का अतिरिक्त व्यय किया।
डीएचडीटी	10 जनवरी 2012	29 नवम्बर 2012	11	• इकाई का निष्क्रिय रहना तथा परिणामस्वरूप एसएसडी का बीएस III/IV में अपरिवर्तन
सीएचटीयू	19 मार्च 2012	10 मई 2014	26	• इकाई का निष्क्रिय रहना, वीजीओ के अपरिवर्तन के कारण उत्पादन में हानि।
डीसीयू	22 फरवरी 2013	4 अप्रैल 2014	13	• इकाई का निष्क्रिय रहना, लाईट कोकर गैस ऑयल/हैवी कोकर गैस ऑयल तथा नाप्था का अनुत्पादन जिसके परिणामस्वरूप फ्यूल ऑयल का उत्पादन हुआ, जो एक अल्प मूल्य उत्पाद है।
पीएफसीसीयू	26 दिसम्बर 2012	27 अगस्त 2014	20	• इकाई का निष्क्रिय रहना, प्रोपीलीन का परिकल्पित अनुत्पादन। • पीएफसीसीयू की अनुपस्थिति में, वीजीओ जो कि इकाई के लिए फीड था उसे पीएफसीसीयू में मूल्य वर्द्धित उत्पाद में परिवर्तित करने के बजाय बेच दिया गया।

प्रत्युत्तर में, कंपनी ने निम्नलिखित कहा (नवम्बर 2016):

क. सीडीयू/वीडीयू - उच्च दाब स्टीम पाईपलाईन का उपयोग भविष्य में फेज़ I तथा II से फेज़III तथा विपरीत क्रम से आवश्यकता होने पर भाप के अंतरंण के लिए किया जा सकता है। डीसीयू/डीएचडीटी - डीसीयू की अनुपस्थिति में, कम अवशेष विपणनीय फ्यूल ऑयल में प्रसंस्कृत किया गया था।

ख. पीएफसीसीयू/सीएचटीयू - कंपनी ने यह स्वीकार किया कि भाप और विद्युत की अनुपलब्धता ने पीएफसीसी तथा सीएचटीयू के संस्थापन को प्रभावित किया। सीएचटीयू की अनुपलब्धता का वीजीओ के निर्यातों पर कोई प्रभाव नहीं था क्योंकि यह पीएफसीसीयू के अनुवर्ती अनुमार्गण हेतु डीसीयू से केवल एचसीजीओ का प्रसंस्करण करता है।

तथापि, लेखापरीक्षा ने यह देखा कि सभी प्रसंस्करण इकाइयों के संस्थापन तक मूल्य वर्द्धित उत्पाद के उत्पादन के लक्ष्य को कंपनी प्राप्त नहीं कर सकी। इसके अतिरिक्त, फेज़ I तथा II से भाप और विद्युत के लिए अतिरिक्त लाईन बिछाने, जो कि विस्तारण योजना के लिए परिकल्पित/आवश्यकता नहीं थी, के परिणामत: ₹23 करोड़ की अतिरिक्त लागत आई। सीपीपी के साथ डीसीयू के असमकालन से फ्यूल ऑयल का उत्पादन हुआ, जो निम्न मूल्य उत्पाद है तथा फेज़ III परियोजना के उद्देश्य के प्रतिकूल था। यह उत्तर कि वीजीओ सीएचटीयू में प्रसंस्कृत नहीं हो पाएगा भी फेज़ III विस्तारण परियोजना की वित्तीय व्यवहार्यता रिपोर्ट (एफएफआर) के प्रतिकूल था जिसमें यह स्पष्ट रूप से बताया गया है कि एचसीजीओ तथा वीजीओ सीएचटीयू के फीड के लिए है।

मंत्रालय के साथ एग्ज़िट कॉन्फ्रेंस (जून 2017) के दौरान प्रसंस्करण इकाइयों को आरंभ करने पर भेल द्वारा सीपीपी के संस्थापन में विलंब के प्रभाव पर कंपनी/मंत्रालय द्वारा सहमति जताई गई।

2.5 सिंगल पॉईंट मूरिंग परियोजना का कार्यान्वयन

न्यू मंगलोर पत्तन स्थित अपने दो ऑयल बर्थ, जो छोटे जहाज़ (एफ्रामेक्स) को संभालने में सक्षम है, के द्वारा कंपनी कच्चा तेल प्राप्त और उत्पादों का प्रेषण करती है। कंपनी ने विशाल जहाज़ों (वीएलसीसी) में कच्चे तेल की अधिक मात्रा को संभालने

के लिए पत्तन से 17 कि.मी. दूर ₹1043.57 करोड़ की अनुमानित लागत पर एक सिंगल पॉईंट मूरिंग (एसपीएम) फेसिलिटी इंस्टॉल करने की योजना (2010) बनाई।

कंपनी ने पारस्परिक हित को ध्यान में रखते हुए कैवर्न (1.5 एमएमटी की उपलब्ध क्षमता में से 0.3 एमएमटी) में कच्चे तेल के भंडारण हेतु इण्डियन स्ट्राटेजिक पेट्रोलियम रिसोर्स लिमिटेड (आईएसपीआरएल), एक विशेष प्रयोजन वाहन तथा ओआईडीबी की पूर्ण स्वामित्व वाली सब्सीडियरी के साथ एक संघि करने का निर्णय लिया (दिसम्बर 2009)। कैवर्न तथा कंपनी के बूस्टर पंपिंग स्टेशन से कैवर्न तक ₹1100 करोड़ की अनुमानित राशि पर पाइपलाईन का निर्माणआईएसपीआरएल का उत्तरदायित्व था। इसमें, से कंपनी का अनुमानित हिस्सा ₹220 करोड़ अनुमानित था।

एसपीएम फैसिलिटी की शेष परियोजना लागत अर्थात ₹823.57 करोड़ एसपीएम ऑफ शोर फैसिलिटी, सब-सी पाईपलाईन, किनारे पर बूस्टर पंपिंग स्टेशन तथा आईएसपीआरएल केकैवर्न से रिफाइनरी तक पाईपलाईन के लिए थी।

एसपीएम के इंस्टॉलेशन के द्वारा कंपनी ने मालभाड़ा (₹166.77 करोड़), विलंब-शुल्क (₹15.50 करोड़) तथा रिफाइनरी मार्जिन में सुधार (₹71.90 करोड़) की ₹254.17 करोड़ प्रतिवर्ष की बचत का आकलन किया।

अगस्त 2013 में 806.77 करोड़ (आईएसपीआरएल के कैवर्न की पूंजीगत लागत के हिस्से को छोड़कर) की लागत के साथ एसपीएम फैसिलिटी संस्थापित की गई। आईएसपीआरएल कैवर्न फैसिलिटी अभी संस्थापित की जानी थी (सितम्बर 2016) एसपीएम परियोजना के कार्यान्वयन संबंधी मुद्दों का विवेचन निम्नानुसार है:

2.5.1 ईआईएल के साथ एसपीएम करार में कमियां

कंपनी द्वारा समय बचाने के लिए एसपीएम के कार्यान्वयन का ठेका ईआईएल को नामांकन आधार पर प्रदान (जुलाई 2010) किया गया तथा ओपन बुक एक्ज़ीक्यूशन[14] (ओबीई) के अंतर्गत परियोजना मई 2012 तक पूर्ण हो जानी चाहिए थी। कंपनी द्वारा यह अनुमान लगाया गया कि चूंकि ईआईएल आईएसपीआरएल का ठेकेदार भी रह चुका है तो परियोजना के कार्यान्वयन के दौरान बेहतर समन्वय और तालमेल होगा। कार्य की अनुमानित लागत ₹1,043.57 करोड़ थी जिसमें सयंत्र और मशीनरी

[14] ***एक करार जिसमें पूर्व निर्धारित मार्जेन/शुल्क के साथ सभी संबंधित लागतों की प्रतिपूर्ति ठेकेदार को कर दी जाती है।***

के लिए ₹600 करोड़ शामिल थे। ईआईएल को 'एज़ बिल्ट' शुल्क के रूप में 8.5 *प्रतिशत* का भुगतान किया जाना था। लेटर ऑफ अवार्ड के अनुसार, संयत्र और मशीनरी की अनुमानित लागत के 70 *प्रतिशत* के लिए उपस्कर, माल और कार्य के आदेश दिए जाने के बाद यह कार्य लम्प सम टर्न की (एलएसटीके) में परिवर्तित हो जाना था।

लेखापरीक्षा संवीक्षा से पता चला कि यद्यपि ठेकेदार ने अप्रैल 2011 तक आदेश स्थिति का 70 *प्रतिशत* भाग पूर्ण कर लिया था, परन्तु कंपनी ने शर्तों के अनुसार करार को एलएसटीके में परिवर्तित करने की लागत तथा लाभों का विश्लेषण करने के लिए कदम नहीं उठाए तथा ईआईएल ने कार्य ओबीई विधि के अन्तर्गत पूर्ण किया।

कंपनी ने बताया कि (नवम्बर 2016) परियोजना अनुमोदन और कार्यान्वयन समिति (पीएईसी) ने ठेका प्रदान करते समय, अन्य करारों (पीएफसीसीयू/पीपीयू) के समान ओबीई शर्तों और निबंधन को अपनाने का निर्णय लिया। ओबीई से एलएसटीके में परिवर्तन के संबंध में, ईआईएल से इसकी प्राप्ति होने के तुरंत बाद परिवर्तन के प्रस्ताव पर कार्य आरंभ किया गया था।

मंत्रालय के साथ एग्ज़िट कॉन्फ्रेंस (जून 2017) के दौरान, कंपनी के बताया कि उसने एलएसटीके हेतु अधिक ज़ोर नहीं दिया क्योंकि एलएसटीके की वास्तविक लागत ओबीई से अधिक थी। मंत्रालय ने कंपनी के उत्तर पर सहमति जताई।

कंपनी द्वारा दिए गये उत्तर के आधार पर कि करार निष्पादित होने के पश्चात अप्रैल 2014 में ईआईएल से यह प्रस्ताव आया कि ओबीई कीमतें एलएसटीके कीमतों से अधिक है। अत: एलएसटीके कीमतों के साथ ओबीई कीमतों की तुलना करना अनुचित था।

2.5.2 क्रूड भंडारण के लिए आईएसपीआरएल के साथ व्यवस्था को अंतिम रूप न दिया जाना

यद्यपि आईएसपीआरएल द्वारा निर्मित किए जाने वाले कैवर्न की भागीदारी करने का निर्णय दिसम्बर 2009 में लिया गया था, किंतु इस संबंध में कोई करार नहीं किया गया था। अक्टूबर 2012 में, जब एसपीएम यांत्रिक रूप से पूर्ण हो चुका था, तब कंपनी द्वारा एक अध्ययन कराया गया जिसमें यह इंगित किया गया कि संभार कारणों तथा मल्टीपल क्रूड ग्रेड के कारण कैवर्न आरंभ करने से पूर्व वीएलसीसी

जलयानों को यहाँ खाली नहीं कराया जा सकता। तथापि, जून 2014 में पारस्परिक रूप से सहमत शर्तों और निबंधनों पर एसपीएम और कैवर्न के साझा प्रयोग के लिए आईएसपीआरएल के साथ कंपनी द्वारा एक समझौता ज्ञापन किया गया। तथापि समझौता ज्ञापन में संदर्भित अवसंरचना भागीदारी अनुबंध (आईएसए) जो प्रचालन, वाणिज्यिक, वित्तीय और कानूनी मुद्दों का समाधान करेगा, उसे अभी तक अंतिम रूप नहीं दिया गया था (नवम्बर 2016)।

लेखापरीक्षा ने देखा कि एसपीएम फैसिलिटी अगस्त 2013 में आरंभ की गई, परन्तु कंपनी को अभी प्रतिपादित लाभ प्राप्त करना था क्योंकि उससे जुड़ी कैवर्न फैसिलिटी अभी तैयार नहीं थी (नवम्बर 2016)। आईएसपीआरएल के साथ समझौता ज्ञापन पर हस्ताक्षर करने में कंपनी को 48 माह (जुलाई 2010 से जून 2014) का समय लगा तथा संबंधित आईएसए दो वर्षों से भी अधिक समय से लंबित था।

कंपनी ने कहा कि (नवम्बर 2016) शोर टैंकों के निर्माण के लिए अनुमति प्राप्त करते समय पर्यावरण एवं वन मंत्रालय (एमओईएफ) के कहने पर एसपीएम ने आईएसपीआरएल कैवर्न के साथ संधि की थी और करार पूर्ण करने के लिए आईएसपीआरएल के साथ सक्रिय प्रयास किया गया था।

मंत्रालय के साथ एग्ज़िट कान्फ्रेस (जून 2017), में कम्पनी ने लेखापरीक्षा आपत्ति से सहमति जताई। यह बताया गया कि आईएसपीआरएल ने कम्पनी के साथ भण्डारण सुविधा सहभाजित न करने का निर्णय लिया था यद्यपि कम्पनी द्वारा इस संबंध में प्रयास किए जा रहे थे। मंत्रालय ने कहा कि आईएसपीआरएल का केवर्न सामरिक उद्देश्यों के लिए निर्मित किया गया था और एमआरपीएल को केवर्न प्रयोग करने की अनुमति नहीं दी जा सकती। इसके अलावा, कम्पनी ने स्पष्ट किया कि केवल केवर्न से रिफाइनरी तक बिछाई गई 1.5 कि.मी पाइपलाइन उस मामले मेंखाली रहेगी यदि एमआरपीएल को भण्डार से कच्चा तेल निकालने की स्वीकृति नहीं दी जाएगी और इस पाइपलाइन को अंतरिम अवधि के दौरान पानी की आपूर्ति के लिए भी उपयोग किया गया था।

कम्पनी/मंत्रालय का उत्तर स्वीकार्य नहीं था क्योंकि एमओईएफ ने कम्पनी को कच्चे तेल के भण्डारण टैंकों के स्थान की यह सुझाव देते हुए पुन: जांच करने की सलाह दी थी कि रेतीली तटीय भूमि पर भण्डारण टैंकों के निर्माण से बचने के लिए इन्हें उच्च स्तर पर स्थापित किया जाए। उसने सुझाव दिया था कि कम्पनी आईएसपीआरएल

द्वारा निर्मित मैंगलोर क्रूड आयल केवर्न के सहभाजन की संभावनाकी खोज करे। तथापि, इस संबंध में अंतिम निर्णय कम्पनी द्वारा लिया जाना था। तथ्य यह रह जाता है कि एसपीएम पर किया गया ₹806.77 करोड़ का व्यय कच्चे तेल की प्राप्तियों के लिए केवर्न के सहभाजन हेतु विशिष्ट शर्तों तथा निबन्धनों के बिना किया गया था। अत: एसपीएम का मुख्य उद्देश्य अर्थात वीएलसीसी में कच्चा तेल प्राप्त करना संस्थापन के तीन वर्षों बाद भी पूरा नहीं किया जा सका।

2.5.3 बूस्टर पम्पिंग स्टेशन और पाइपलाइन की निष्क्रियता

कम्पनी ने बूस्टर पम्पिंग स्टेशन (बीपीएस) का संस्थापन (दिसम्बर 2013) ₹188.69 करोड़ की लागत से और केवर्न से रिफाइनरी तक पाइपलाइन (अगस्त 2014) का संस्थापन ₹14.73 करोड़ की लागत से किया था। लेखापरीक्षा ने पाया कि आईएसपीआरएल द्वारा केवर्न सुविधा के संस्थापन में विलम्ब के कारण दिसम्बर 2013 से केवर्न से रिफाइनरी तक बीपीएस और पाइपलाइन निष्क्रिय पड़े रहे (सितम्बर 2016)।

कम्पनी ने कहा (नवम्बर 2016) कि आईएसपीआरएल के अस्तित्व पर ध्यान दिए बिना बीपीएस एसपीएम के संचालन हेतु आवश्यक था क्योंकि स्टेशन में विभिन्न नियंत्रक यूनिटें शामिल थीं। इसके अलावा, सुविधाओं का निर्माण केवर्न सुविधा के साथ तालमेल हेतु किया गया था जो दिसम्बर 2013 तक संस्थापन हेतु निर्धारित थी।

तथ्य यह रह जाता है कि दिसम्बर 2013 तक ₹203.42 करोड़ की लागत से निर्मित सुविधाओं का उपयोग सितम्बर 2016 तक नहीं किया गया था।

मंत्रालय ने कोई उत्तर प्रस्तुत नहीं किया (जून 2017)।

2.5.4 जलयानों की समय सारणी और विपथन

एसपीएम के त्रुटि मुक्त संस्थापन की अपेक्षा करते हुए कम्पनी ने चार मध्यम जलयानों (सुएज़मैक्स) का आदेश दिया (अक्टूबर 2012 से जनवरी 2013 तक) ताकि कच्चा तेल एसपीएम सुविधा में स्थान ले सके। तथापि, ये जलयान एसपीएम पर कच्चे तेल को मुक्त नहीं कर सके क्योंकि सुविधा में उभरे कोर से रिसाव के कारण सुविधा का संस्थापन नहीं किया जा सका। लेखापरीक्षा ने पाया कि यद्यपि अक्टूबर 2012 में परीक्षण चालन के दौरान रिसाव पाया गया था, परन्तु सुधारात्मक

कार्रवाई पूरी करने में तीन माह लग गए (दिसम्बर 2012)। संस्थापन के दौरान समान प्रकार की त्रुटियां दोबारा पाई गई थी (जनवरी 2013)। चूंकि रिसाव पाए जा रहे थे, इसलिए पहले उदाहरण में छोटे जलयान के बजाय बड़े जलयानों में कच्चे तेल की योजना तथा आदेश देने के परिणामस्वरूप लाइटरेज[15] के लिए मुम्बई को सभी चार जलयानों का विपथन और उसे निकालने के लिए मंगलौर बंदरगाह पर चार छोटे जलयानों के साथ साथ वापिस भेजना पड़ा। फलस्वरूप, विपथन और लाइटरेज पर ₹12.34 करोड़ का अतिरक्त व्यय और विलम्ब शुल्क पर ₹6.39 करोड़ का व्यय करना पडा था। अन्ततः अगस्त 2013 में सुविधा का संस्थापन किया गया था।

उत्तर में (नवम्बर 2016) कम्पनी ने परीक्षण चालन की विफलता के कारण और संशोधन में विलम्ब के कारण स्पष्ट किए। उसने कहा कि कच्चे तेल की अधिप्राप्ति की योजना 2 से 3 महीने पहले की जानी थी और इसलिए जनवरी 2013 में त्रुटि मुक्त संस्थापन की अपेक्षा में बड़े जलयानों की योजना बनाई गई थी और वास्तव में इन चार जलयानों के समग्र परिवहन पर किया गया व्यय छोटे जलयानों द्वारा कच्चे तेल के परिवहन की तुलना में कम था।

उत्तर इस तथ्य के प्रति देखा जाना है कि कम्पनी ने बड़े जलयानों के प्रति छोटे जलयानों की लागत और लाभ पर कोई विश्लेषण नहीं किया। यदि प्रस्ताव मितव्ययी था, तो कम्पनी एसपीएम के संस्थापन तक अर्थात अगस्त 2013 तक इस प्रणाली को जारी रखसकती थी। इसके बजाय कंपनी ने एसपीएम के संस्थापन के समय तक छोटे जलयानों में कच्चा तेल प्राप्त करना जारी रखा।

मंत्रालय ने कोई उत्तर नहीं दिया (जून 2017)।

2.5.5 एसपीएम का उद्देश्य पूरा न होना

कम्पनी ने एसपीएम के संस्थापन के बाद अनुमान किया (2010), कि बडे जलयानों में कच्चे तेल के परिवहन पर माल भाड़े में कमी के कारण कच्चे तेल की उतराई लागत प्रति वर्ष ₹166.77 करोड़ तक सस्ती और विलम्ब प्रभारों में ₹15.50 करोड़ प्रति वर्ष तक की बचत होगी। कम्पनी ने अपने रिफाइनरी मार्जिन में भी प्रति वर्ष ₹71.90 करोड़ तक की वृद्धि प्रत्याशित की थी। अतः एसपीएम से प्रत्याशित कुल लाभ प्रति वर्ष ₹254.17 करोड़ निकाला गया था।

---

[15] ***छोटे जलयानों में कार्गो का स्थानांतरण ताकि उसे अल्पतर ड्राफ्ट के साथ पत्तन पर उतारा जा सके।***

लेखापरीक्षा ने पाया कि ₹806.77 करोड़ की लागत से एसपीएम के संस्थापन (अगस्त 2013) के बाद भी, कम्पनी संबंधित भंडारण सुविधा तैयार न होने के कारण वीएलसीसी में कच्चा तेल नहीं ला सकी जैसा परिकल्पित था और मालभाड़े में कमी का उद्देश्य प्राप्त नहीं किया जा सका। वीएलसीसी के माध्यम से एक वर्ष में प्रारम्भ में प्रक्षेपित 54 लदानों के प्रति, कम्पनी ने 2014-15 में 273 छोटे जलयान और 2015-16 में पांच वीएलसीसी तथा 289 अन्य जलयान लगाए। विलम्ब शुल्क ₹12.21 करोड़ (2010-11) से ₹54.97 करोड़ (2013-14) और ₹81.70 करोड़ (2015-16) तक बढ़ गया क्योंकि जेटी और एसपीएम दोनों एक ही कच्चा तेल निकालने की लाइन से जुड़े थे जिसके परिणामस्वरूप जलयान भार मुक्ति के लिए प्रतीक्षित थे। कम्पनी के जीआरएम ने 2011-12 में 5.60 अमरीकी डालर प्रति बीबीएल से 2014-15 में (-) 0.64 अमरीकी डालर प्रति बीबीएल तक कम हुआ यद्यपि यह दोबारा 2015-16 में बढ़ कर 5.20 अमरीकी डालर प्रति बीबीएल हो गया था।

कम्पनी ने उत्तर दिया (नवम्बर 2016) कि 2015-16 के दौरान थ्रूपुट में 15.69 एमएमटी तक वृद्धि हुई थी, पत्तन पर संभाले गए जलयानों की संख्या में कमी की गई थी जिसके परिणामस्वरूप संकुलन में भी कमी हुई और एसपीएम द्वारा विलम्ब शुल्क वास्तविक स्तर तक नियंत्रित किया गया था।

उत्तर इस तथ्य के दृष्टिगत देखा जाना है कि थ्रूपुट में वृद्धि जीआरएम में नहीं दर्शायी गई थी। इसके अलावा पत्तन में संकुलन की कमी से विलम्ब शुल्क में कमी नहीं हुई जिसमें 2010-11 की तुलना में 2015-16 में 6.7 गुणा तक की वृद्धि हुई थी।

मंत्रालय ने कोई उत्तर नहीं दिया। (जून 2017)।

अध्याय 3 प्रसंस्करण यूनिटों का प्रचालन

कम्पनी पेट्रोलियम उत्पादों की मांग, प्रसंस्करण यूनिटों और रिफाइनरी विन्यास के रूपांकित प्राचलों के अनुसार कच्चे तेल के अपेक्षित ग्रेड की उपलब्धता के आधार पर रिफाइनरी परिचालन की योजना बनाती है। रिफाइनरी का उपज स्वरूप क्रूड मिक्स, रिफाइनरी विन्यास, प्रौद्योगिकी, तैयार उत्पाद मांग, उत्पाद प्रक्रिया अनुकूलन और विभिन्न प्रसंस्करण यूनिटों के परिचालन निष्पादन पर निर्भर करता है।

विभिन्न घटकों जैसे प्रसंस्करण यूनिटों की क्षमता के साथ तालमेल में कच्चे तेल के लिए योजना में कमियां, विलम्बित संस्थापन, संस्थापित यूनिटों का अन्य विद्यमान / नई सहायक प्रसंस्करण यूनिटों के साथ तुल्यकालन, इष्टतम क्षमता से कम परिचालन इत्यादि ने भी रिफाइनरी यूनिटों के परिचालन की दक्षता पर प्रतिकूल प्रभाव डाला। रिफाइनिंग परिचालनों और सकल रिफाइनरी मार्जिन (जीआरएम) में ऐसी कमियों के प्रभावों की चर्चा अनुवर्ती पैराग्राफों में की गई है।

3.1 कच्चे तेल की योजना और अधिप्राप्ति

कच्चा तेल एक मुख्य इनपुट है जो प्राप्तियों और उसके फलस्वरूप रिफाइनरी विन्यास निर्धारित करता है। कच्चे तेल में सल्फर की मात्रा प्रसंस्करण योजना और उत्पाद के बाजार मूल्य का निर्धारण करती है। कच्चे तेल की योजना और नियोजन एक महत्वपूर्ण कार्य है और इसके सटीक नियोजन के परिणामस्वरूप काफी बचत हो सकती है। इसलिए, एक रिफाइनरी के लिए एक प्रमुख मुद्दा इष्टतम कच्चे तेल के मिश्रण की पहचान और प्रक्रिया है जो लाभ मार्जिन को अधिकतम करती है। सही कच्चा तेल मिश्रण ढूंढने के लिए रिफाइनरी को प्रसंस्करण और मितव्ययी प्रतिफल दोनों को ध्यान में रखना होता है। कम्पनी द्वारा कच्चे तेल के चयन के लिए मुख्य मानदंड जीआरएम को अधिकतम करना है। कच्चे तेल के चयन के बाद, कच्चे तेल की अधिप्राप्ति और संभार विभाग को कच्चे तेल को सुरक्षित करना और उसे वितरण हेतु सुनिश्चित करना होता है।

कम्पनी, विदेशी राष्ट्रीय तेल कम्पनियों से वार्षिक आधार पर आवधिक अनुबंधों के माध्यम से लगभग 85 *प्रतिशत* कच्चे तेल का आयात उनके आधिकारिक विक्रय मूल्य पर करती है। बाकी मात्रा स्वदेशी विक्रेताओं और स्पाट आधार पर प्राप्त की जाती है।

कम्पनी ने 15 एमएमटीपीए क्षमता के साथ क्रूड डिस्टिलेशन यूनिट (सीडीयू) का डिजाइन 9.5 एमएमटीपीए (67 *प्रतिशत*) अरब हैवी क्रूड (हाई सल्फर क्रूड तेल) और 5.5 एमएमटीपीए (33 *प्रतिशत*), मुम्बई हाई क्रूड (लो सल्फर क्रूड) के प्रसंस्करण के उद्देश्य से किया था। सीडीयू-III का डिजाइन 'उच्च टैन' कच्चे तेल के संसाधन और सहायक प्रसंस्करण यूनिटों को तदनुरूप सीडीयू से संसाधन फीड़ हेतु किया था।

लेखापरीक्षा ने पाया कि 2011-12 और 2013-14 से 2015-16 वर्षों के दौरान, कम्पनी ने जब सहायक प्रसंस्करण यूनिटें तैयार नहीं थी तब अधिक उच्च सल्फर कच्चे तेल की अधिप्राप्ति की थी। फलस्वरूप, कम्पनी उच्च मूल्य उत्पादो का उत्पादन और अपना राजस्व अधिकतम नहीं कर सकी जिसे आगामी पैराग्राफों में उजागर किया गया है।

कम्पनी ने उत्तर दिया (नवम्बर 2016) कि यूनिटों का डिजाइन कई प्रकार के कच्चे तेलों के प्रसंस्करण हेतु और प्रसंस्कृत कच्चे तेल की सहायक प्रसंस्करण सुविधाओं की उपलब्धता से मेल हेतु किया गया था जिसके कारण कम्पनी ने 2015-16 में 76 *प्रतिशत* उच्चतम डिस्टिलेट उपज की प्राप्ति की थी। जीआरएम विदेशी विनिमय उतार चढ़ाव और इन्वेन्ट्री की हानियों के कारण प्रभावित हुई थी।

मंत्रालय के साथ एग्जिट कान्फ्रेंस में (जून 2017), कम्पनी ने माना कि सहायक प्रसंस्करण यूनिटें तैयार नहीं थी; तथापि, उसने कच्चे तेल का प्रसंस्करण किया क्योंकि जीआरएम सकारात्मक था। मंत्रालय ने कम्पनी के उत्तर का समर्थन किया।

कम्पनी/मंत्रालय का उत्तर इस तथ्य के प्रकाश में देखा जाए कि उत्पाद मिश्रण, डिस्टिलेट प्राप्ति,ईंधन एवं हानि तथा जीआरएम का निर्धारण करने के लिए कच्चा तेल मिश्रण एक महत्वपूर्ण घटक है। यद्यपि कम्पनी ने 2015-16 में 76 *प्रतिशत* का उच्चतम डिस्टीलेट प्रतिफल प्राप्त कर लिया था, परन्तु इसके पास एक विश्व स्तरीय रिफाइनरी होते हुए भी यह 83 *प्रतिशत* के प्राप्ति योग्य प्रतिफल से कम था। इसके अलावा, कम्पनी की जीआरएम 2012-13 से 2015-16 की अवधि के दौरान 2.45, 2.67, -0.64 और 5.20 अमरीकी डालर प्रति बीबीएल थी जो चरण-III परियोजना में यथा परिकल्पित 10.82 अमरीकी डालर प्रति बीबीएल के जीआरएम से काफी कम थी। जब चरण-III की सहायक यूनिटों को संस्थापित और परिचालित नहीं किया गया था तब कम्पनी ने कच्चे तेल की अधिप्राप्ति को प्रतिबंधित नहीं किया। अत: कच्चे तेल के अधिक प्रसंस्करण से वर्तमान सहायक प्रसंस्करण यूनिटें संतृप्त

हो गई जिसके परिणामस्वरूप वांछित डिस्टिलेट प्राप्ति का उत्पादन नहीं हुआ।

3.2 कच्चे तेल की डिस्टिलेशन यूनिट के परिचालन में अप्रभावी नियोजन

डिस्टिलेशन कच्चे तेल की रिफाइनिंग प्रक्रिया का प्रारंभ है,जहां कच्चा तेल विभिन्न खंडों में संबंधित अस्थिरता और बायलिंग प्वाइंट के आधार पर पृथक किया जाता है। क्रूड डिस्टिलेशन यूनिट (सीडीयू) के विशिष्ट उत्पाद ऑफ गैसेस, नाप्था, केरोसीन, लाइट गैस आयल (एलजीओ) हैवी गैस आयल (एचजीओ) और रेसिड्यू हैं।

लेखापरीक्षा ने पाया कि कम्पनी ने मार्च 2012 में सीडीयू III संस्थापित किया था। चरण-III के तहत विभिन्न अन्य सहायक यूनिटें नवम्बर 2012 से सितम्बर 2014 तक संस्थापित की गई थीं। तथापि, कम्पनी ने सहायक प्रसंस्करण यूनिटों के गैर संस्थापन को ध्यान में रखे बिना सभी यूनिटों की प्रसंस्करण क्षमता के अनुरूप कच्चे तेल की अधिप्राप्ति की। इसके परिणामस्वरूप 2011-12 से 2014-15 के दौरान उच्च स्पीड डीज़ल (एचएसडी), वेक्यूम गैस आयल (वीजीओ), नाप्था, एविएशन टर्बाइन फ्यूल (एटीएफ) और फ्यूल आयल (एफओ) का अधिक उत्पादन हुआ। सभी सहायक यूनिटों के संस्थापन के बाद भी, कम्पनी ने 2015-16 में निम्न मूल्य उत्पाद जैसे एफओ और नाप्था जैसे उत्पादों का उत्पादन करना जारी रखा। लेखापरीक्षा ने पाया कि 2011-12 से 2015-16 की अवधि के दौरान इनमें से कुछ उत्पादों को घरेलू कीमत से कम मूल्य पर निर्यात करना पड़ा था। यद्यपि इन मामलों में से कुछ में लागत की वसूली कर ली गई थी, फिर भी ₹2,774.52 करोड़ के राजस्व की कम वसूली हुई। यह भी पाया गया कि इन उत्पादों में से कुछ जिनका निर्यात किया गया, की वसूली उत्पादन की लागत से भी कम थी, जिसके परिणामस्वरूप ₹1,666.86 करोड़ तक की लागत की वसूली नहीं हुई (परिशिष्ट III)। इससे समग्र जीआरएम प्रभावित हुआ।

कम्पनी ने उत्तर दिया (नवम्बर 2016) कि निर्यात के कारण राजस्व की हानि को निर्यात और घरेलू कीमतों के बीच अभिप्रायात्मक अन्तर के रूप में माना जाए। इसने सकारात्मक परिचालन मार्जिन दर्ज किया और चरण-III यूनिटों के संस्थापन में क्रमिक विलम्ब, स्थायी विद्युत और स्टीम की अनुपलब्धता के कारण थे।

मंत्रालय के साथ एग्जिट कान्फ्रेंस में (जून 2017), कम्पनी ने फिर दोहराया कि उसने कच्चे तेल का प्रसंस्करण किया क्योंकि जीआरएम सकारात्मक था। मंत्रालय ने कम्पनी के उत्तर से सहमति जताई।

कम्पनी/मंत्रालय का उत्तर इस तथ्य के प्रकाश में देखा जाना है कि कम्पनी ने सहायक प्रसंस्करण यूनिटों की उपलब्धता पर विचार किए बिना कच्चे तेल की अधिप्राप्ति और प्रसंस्करण किया और कम मूल्य उत्पादों का उत्पादन किया। इसके अलावा, यद्यपि कम्पनी ने वेक्यूम गैस आयल (वीजीओ) का निर्यात किया और राजस्व अर्जित किया था, तो भी वह उसे सहायक प्रसंस्करण यूनिटों में मूल्य वर्द्धित उत्पाद में परिवर्तित करने के लिए उपयोग नहीं कर सकी। कम्पनी पर्याप्त रूप से घरेलू मांग पूरा करने के लिए तेल विपणन कम्पनियों (ओएमसी) को बीएस-III और IV ग्रेड एमएस (2011-12 से 2014-15) और हाई स्पीड डीजल (एचएसडी) (2011-12 से 2014-15) की आपूर्ति नहीं कर सकी। इन सभी कारकों के कारण जीआरएम 5.60 अमरीकी डालर प्रति बीबीएल (2011-12) से घटकर (-) 0.64 अमरीकी डालर प्रति बीबीएल (2014-15) हो गई।

3.3 पीएफसीसीयू से हाइड्रोक्रेकर यूनिटों का समकालन न करना

चरण-III विस्तारण से पूर्व, कम्पनी के पास दो हाइड्रोक्रेकर यूनिटें (एचसीयू) थी जो 100 *प्रतिशत* रूपांतरण के साथ परिचालन की पुनचक्रण प्रणाली के लिए डिजाइन की गई थीं। एचसीयू मुख्यत: निम्न सल्फर मात्रा जैसे केरोसीन और डीजल जैसे मध्य डिस्टिलरीज का उत्पादन करने के लिए प्रयोग किए जाते हैं। एचसीयू का परिचालन फीड गुणवता और मात्रा, परिचालन की प्रणाली, उत्प्रेरक प्रकार, कुछ उत्पादों को अधिकतम तैयार करना, उत्प्रेरक चक्र और हाइड्रोजन प्रेशर जैसे घटकों द्वारा प्रभावित होता है। एचसीयू वीजीओ, नाप्था, केरोसीन और उच्च स्पीड डीज़ल का उत्पादन करता है। अविभाजित स्रोतों को अनावृत तेल (यूसीओ) कहा जाता है।

चरण-III विस्तार के अन्तर्गत पेट्रोलियम फ्लूडाइज्ड कैटेलिक क्रैकिंग यूनिट (पीएफसीसीयू) में अनकनवट्रीड ऑयल (यूसीओ) को प्रोसेस करने के उद्देश्य से दोनों एचसीयू (एचसीयू-1 सितम्बर 2011 और एचसीयू-2 मई 2012 में) में सुधार करके इसके परिचालन को रीसाइकल मोड[16] से वन्स थ्रू मोड[17] (54 प्रतिशत रूपान्तर दर

[16] *रीसायकल मोड के अन्तर्गत फीड के रूपान्तरण को 100 प्रतिशत सुनिश्चित करने के लिए फीड को पुन: संसाधित किया जाएगा।*

से), परिचालन क्षमता क्रमश: 1.6 तथा 1.7 एमएमटीपीए के साथ, में परिवर्तित किया गया। जिसकी चरण - III में योजना बनाई गई थी प्रोसेस लाइसेंस लाइसेन्सर, मै. यूओपी ने गारंटी दी थी कि पुन: मरम्मत ईकाईयों का निष्पादन एचसी 115 एलटी क्रेकिंग उत्प्रेरक और केएफ 848 हाईड्रोट्रीटींग उत्प्रेरक के साथ रूपान्तरण दर 54 *प्रतिशत* पर होगा। यद्यपि, एचसीयू -1 की पुन: मरम्मत सितम्बर 2011 में की गई थी, परन्तु इसके उत्प्रेरक को मौजूदा एचसी 215 से एचसी 115 में इस आधार पर नहीं बदला गया कि एचसी 215 का बकाया कार्यकालएक वर्ष था और पीएफसीसीयू तैयार नहीं था। एचसीयू - 2 कीपुन: मरम्मत मई 2012 में की गई थी और इसके उत्प्रेरक को एचसी 215 से एचसी 115 में इस पुर्वानुमान पर बदला गया कि पीएफसीसीयू 2012 की द्वितीय छ:माही में आरंभ किया जाएगा। तथापि, दोनों एचसीयूज को चार वर्षों के लिए पुन: चक्रण पद्धति के अन्तर्गत परिचालित करना पड़ा था (2011-15) और केवल 2015-16 में इकाईयों को वन्स थ्रू मोड के अन्तर्गत परिचालित किया गया था।

2011-12 से 2014-15 की अवधि के लिए जब ईकाई का पुन: चक्रण पद्धति पर परिचालन जारी था, एचसीयू -1 एवं 2 के कार्यचालन की समीक्षा से खुलासा हुआ कि पुन: चक्रण के अन्तर्गत मानक प्राप्ति की तुलना में उच्च कीमत उत्पादों की कम प्राप्तियॉ और निम्नकीमत उत्पादोंकी अधिक प्राप्तियां हुई थी, इसके परिणामस्वरूप ₹6,328.76 करोड़ के राजस्व की हानि हुई **(अनुबंध IV)** इसके अलावा, उपरोक्त अवधि के दौरान पुन: चक्रण पद्धति के अन्तर्गत ईकाईयों के परिचालन के परिणामस्वरूप पुन: मरम्मत के उद्देश्य को प्राप्त नहीं हुआ।

कम्पनी ने उत्तर दिया (नवम्बर 2016) कि वास्तविक प्राप्ति अभिकल्पित प्राप्तियों के अनुरूप है और सहमत हुआ कि दोनों हाईड्रोक्रेकर्स की रूपान्तरण दरें इस अवधि के दौरान अधिक थी। उत्प्रेरक के बदलाव में देरी पीएफसीसीयू को आरंभ करने में देरी के कारण हुई जिसके परिणामरूप 2012-13 में नाप्था का उत्पादन अधिक हुआ।

कम्पनी का उत्तर इस तथ्य के परिप्रेक्ष्य में देखा जा सकता है कि पीएफसीसीयू में मूल्य वर्द्धित उत्पाद में वीजीओ/यूसीओ का रूपान्तरण न करने के कारण 2014-15

---

[17] *वन्स थ्रू मोड के अन्तर्गत फीड को एक बार संसाधित किया जाएगा और बकाया अपरिवर्तित फीड पीएफसीसीयू को भेजा जाएगा जो प्रोपेलीन का उत्पादन करेगा और तब पीपीयू में जायेगा जो पोलीप्रोपेलीन का उत्पादन करेगा, जो एक उच्च कीमत उत्पाद है।*

तक एचसीयूज के पुन: मरम्मत का उद्देश्य प्राप्त नहीं किया गया था। परिचालन की समान पद्धति के साथ भी मानक प्राप्ति को प्राप्त नहीं किया जा सका जिसके परिणामस्वरूप राजस्व में हानि हुई।

मंत्रालय के साथ एग्जिट कान्फ्रेंस (जून 2017) में कम्पनी द्वारा यह बताया गया कि भेल द्वारा सीपीपी को आरंभ करने में देरी के कारण पीएफसीसीयू आरंभ नहीं हुई, जिससे मंत्रालय सहमत था।

3.4 डीजल हाईड्रो डीसल्फराईजेशन ट्रीटिंग यूनिट का कम उपयोग

हाईड्रो ट्रीटिंग, उत्प्रेरक की उपस्थिति में हाईड्रोजन के साथ शोधन करने से विभिन्न इकाईयों से प्राप्त फीड से सल्फर, नाइट्रोजन तथा धातु अशुद्धियां को अलग करने की प्रक्रिया है। डीजल हाइड्रो ट्रीटिंग डीसल्फराईजेशन युनिट (डीएचडीटी) को चरणII की विस्तार परियोजना के अन्तर्गत (नवम्बर 2012) 3700 टीएमटीपीए की क्षमता के साथ आरंभ किया गया था। इकाई बीएस III/IV ग्रेड एचएसडी और निम्न सल्फर नाप्था और केरोसिन काउत्पादन करती है। यह ईकाई 1750.76 टीएमटीपीए की क्षमता के साथ गैस ऑयल हाईड्रो डीसल्फराईजेशन ईकाई[18] (जीओएचडीएस) के अतिरिक्त नियोजित थी जो कि एक मौजूदा इकाई थी।

डीएचडीटी और जीओएचडीएस का क्षमता उपयोग 31 मार्च 2016 को समाप्त तीन वर्षों के लिए निम्न प्रकार था:

तालिका 3.1 डीएचडीटी और जीओएचडीएस का क्षमता उपयोग

वर्ष	डीएचडीटी		जीओएचडीएस	
	संसाधित फीड (टीएमटी)	क्षमता उपयोग(%)	संसाधित फीड (टीएमटी)	क्षमता उपयोग(%)
2013-14	1947.87	53	1213.56	69
2014-15	3149.15	85	623.41	36
2015-16	3379.04	91	1528.73	87

उपरोक्त से, यह देखा जा सकता है कि वर्ष 2013-14 के दौरान डीएचडीटी का क्षमता उपयोग केवल 53 *प्रतिशत* था। यद्यपि 2014-15 और 2015-16 के दौरान, उपयोग में सुधार हुआ था परन्तु यह इकाई की स्थापित क्षमता से कम था। जीओएचडीएस के

[18] ***लाईट गैस ऑयल, हैवी गैस ऑयल और वैक्युम गैस ऑयल से सल्फर को हटाता है।***

मामले में 2013-14 से 2015-16 के दौरान इकाई का उपयोग उसकी स्थापित क्षमता से नीचे था।।

यद्यपि डीएचडीटी संपूर्ण एचएसडी को बीएस III/IV में परिवर्तन के आशय के साथ आरंभ किया गया था, परन्तु डीएचडीटी के आरंभ के बाद भी तत्काल निविदा आधार पर निम्न श्रेणी एचएसडी के निर्यात हुए थे। लेखापरीक्षा ने आगे पाया कि निर्यात तब किये गये जब घरेलू तेल विपणन कम्पनियों (ओएमसीज) से 653 टीएमटी बीएस III/IV एचएसडी की मांग 2013-14 और 2014-15 के दौरान पूरी नहीं हुई जैसा कि निम्नलिखित तालिका में दर्शाया गया है:

तालिका 3.2: ओएमसी द्वारा एचएसडी की मांग और एमआरपीएल द्वारा आपूर्ति

(टीएमटी में मात्रा)

वर्ष	ओएमसी मांग	वास्तविक आपूर्ति	कमी	निर्यातित मात्रा
2013-14	4,750	4,338	412	710
2014-15	4,902	4,661	241	630
2015-16	5,543	5,547	-	-

कम्पनी ने (नवम्बर 2016) स्वीकार किया कि डिलेड कोकर यूनिट (डीसीयू), हैवी कोकर गैस ऑयल हाईड्रोट्रीटींग यूनिट (सीएचटीयू) और पीएफसीसीयू जैसी इकाईयों का आरंभ न होने के कारण इकाई कम क्षमता पर परिचालित की गई थी। कम्पनी ने आगे बताया कि केवल डीसल्फराईज्डएचएसडी को जुलाई 2014 से निर्यात किया गया था।

मंत्रालय के साथ एग्जिट कोन्फ्रेंस (जून 2017) में कम्पनी ने सूचित किया कि भेल द्वारा सीपीपी का आरंभ न करने के कारण इकाईयां जिन्हें डीएचडीटी को फीड उपलब्ध करवानी थी आरंभ नहीं हो सकी जिसके परिणामस्वरूप डीएचडीटी का कम उपयोग हुआ।

उत्तर को इस तथ्य के परिप्रेक्ष्यमें देखा जाय कि कम्पनी ने 2013-14 से 2015-16 की अवधि के दौरान 17639टीएमटी एचएसडी का उत्पादन किया जो डीएचडीटी और जीओएचडीएस द्वारा संसाधित कुल एचएसडी अर्थात 10003.22 टीएमटी से अधिक था। इसके अलावा जब संसाधित क्षमता और पर्याप्त घरेलू मांग थी, तब कम्पनी ने बीएस III/IV डीजल का संसाधन नहीं किया और न हीबेचा। इस प्रकार कम्पनी ने यथा प्रकल्पित संपूर्ण डीजल को बीएस III/IV में परिवर्तन का मुख्य उद्देश्य प्राप्त नहीं किया।

3.5 सीएचटीयू से मूल्यवर्द्धित उत्पाद का उत्पादन न करना

हैवी कोकर गैस ऑयल हाईड्रो ट्रीटिंग यूनिट (सीएचटीयू) पीएफसीसीयू के लिए एक फीड उपक्रम ईकाई है। इस इकाई का उद्देश्य पीएफसीसीयू के लिए कम सल्फर, कम नाईट्रोजन हाइड्रो ट्रीटेड हेवी कोकर गैस ऑयल (एचसीजीओ) उत्पन्न करना था। ईंधन गैस, नाप्था और डीजल भी सीएचटीयू से उत्पादन किए जाने थे। सीएचटीयू को मई 2014 में आरंभ किया गया था।

2014-15 में अभिकल्पित प्राप्ति 506 टीएमटी की इनपुट के प्रति, कुल आऊटपुट 521 टीएमटी होनी चाहिए थी। इसी प्रकार, 2015-16 में, 741 टीएमटी की इनपुट अभिकल्प प्राप्ति के प्रति 762 टीएमटी होनी चाहिए थी।तथापि, 2014-15 और 2015-16 में वास्तविक प्राप्ति क्रमश:505 टीएमटी और 741 टीएमटी थी।

कम्पनी का उत्तर (नवम्बर 2016) 2014-15 और 2015-16 के दौरान उत्पादों की कम प्राप्तियों के कारण के बारे में मौन था।

मंत्रालय ने कोई उत्तर नहीं भेजा।

3.6 पीएफसीसीयू काआरंभ और परिचालन

पीएफसीसीयू को पालीमर ग्रेड प्रोपेलीन का उत्पादन करने के लिए चरण ।।। विस्तार परियोजना के अन्तर्गत आरंभ किया गया था(अगस्त 2014), जो पीपीयू में उच्च मूल्य उत्पाद पोलीप्रोपेलीन में संसाधित हेतु निर्दिष्ट था। रूपान्तरण न होने के मामले में, प्लान्ट से प्रोपेलीन एलपीजी पूल की ओर मोड़ दिया जाएगा। पीपीयू 17 जून 2015 से आरंभ किया गया था।

3.6.1 लेखापरीक्षा ने देखा किपीएफसीसीयू के आरंभ के दौरान, इकाई में कम बहाव था जिसके कारण प्लान्ट लोड को बढ़ाया नहीं जा सका और यूनिट कन्ट्रोल वाल्व की अनदेखी कर आरंभ की गई थी। तथापि, कुछ दिनों के भीतर अर्थात 2 सितम्बर 2014 को बाईपास के माध्यम से कोई प्रवाह न होने के कारण प्लान्ट को बन्द करना पड़ा था। कम्पनी ने उपरोक्त कमी को ठीक करने के लिए 20 दिनों का समय लिया (02 सितम्बर 2014 से 21 सितम्बर 2014) जिसके परिणामस्वरूप् उत्पादन की हानि हुई और ₹198.53 करोड़ के राजस्व की परिणामी हानि हुई।

कम्पनी ने उत्तर दिया (नवम्बर 2016) कि बड़ी संसाधन इकाई के आरंभ में समस्याएं आनी अपेक्षित थी और पीएफसीसीयू में घटना होना एक शुरूआती समस्या थी जो किसी भी जटिल प्रणाली में घट सकती थी।

मंत्रालय के साथ एग्जिट कॉन्फ्रेंस में (जून 2017) कम्पनी ने बताया कि मरम्मत कार्य 5 दिनों में पूरा कर लिया गया था लेकिन विद्युत बन्द होने के कारण युनिट को पुन: चालू करने में अन्य 15 दिनों का समय लगा जो कि भेल पर आरोप्य था। मंत्रालय के प्रतिनिधि ने कम्पनी के उत्तर की पुष्टि की।

लेखापरीक्षा ने पाया कि आरंभ से पहले ही कम्पनी को समस्या की जानकारी थी और इसलिए मरम्मत की प्रभावशीलता को सुनिश्चित करने के लिए कमियों को सुधारने हेतु अपेक्षित समय का निर्धारण किया जाना चाहिए था। समय के अनुमान के अभाव में यह सुनिश्चित नहीं किया जा सका कि कम्पनी ने कमी को सुधारने के लिए उचित समय लिया।

3.6.2 पीएफसीसीयू में प्रोपेलीन की अभिकल्प प्राप्तिफीड का 20.60 *प्रतिशत* थी। लेखापरीक्षा ने पाया कि अगस्त 2014 से मई 2015 की अवधि के दौरान पीएफसीसीयू में कुल फीड 6,96,922 एमटी थी जिससे पोली प्रोपेलीन यूनिट (पीपीयू) में प्रोपेलीन के पोली प्रोपेलीन में रूपान्तरण के लिए 1,43,566 एमटी का उत्पादन किया जाना चाहिए था, परन्तु पीएफसीसीयू में केवल 3,951 एमटी प्रोपेलीन का उत्पादन किया गया था। तथापि, क्योंकि पीपीयू तैयार नहीं था इसके बावजूद इस मात्रा को लिक्वीफाइड पेट्रोलियम गैस (एलपीजी) निकाय की ओर मोड़ना पड़ा था। अभिकल्प प्राप्ति के अनुसार प्रोपेलीन का उत्पादन न होने और इसके पोलीप्रोपेलीन एक उच्च मूल्य उत्पाद में रूपान्तरण न होने के परिणामस्वरूप पीपीयू में ₹382.83 करोड़ के लाभ की हानि हुई **(अनुबंध V क)**।

कम्पनी ने बताया (नवम्बर 2016) कि क्योंकि पीपीयू को 2015 में आरंभ किया गया था इसलिए संपूर्ण प्रोपेलीन को एलपीजी के रूप में बेचा गया था।

मंत्रालय ने कोई उत्तर प्रेषित नहीं किया।

3.6.3 लेखापरीक्षा ने यह भी देखा कि पीपीयू को आरंभ करने के बाद, पीएफसीसीयू द्वारा जून 2015 से मार्च 2016 के दौरान 1,54,611 एमटी (14,14,595 एमटी फीड का 10.93 *प्रतिशत)* प्रोपेलीन का उत्पादन किया गया था जोकि अभिकल्प प्राप्ति की

तुलना में 1,36,791 एमटी कम था। इस अवधि के दौरान प्रोपेलीन की कम प्राप्ति के परिणामस्वरूप पोलीप्रोपेलीन, एक उच्च मूल्य उत्पाद का 1,36,244 एमटी तक उत्पादन कम हुआ और फलस्वरूप ₹364.77 करोड़ के लाभ की हानि हुई **(अनुबंध V ख)**। कम्पनी ने उत्तर दिया (नवम्बर 2016) कि 2015-16 के दौरान, पीपीयू स्थिरीकरण मोड में थी और यूनिट को संपूर्ण फीड 156000 एमटी तक सीमित किया गया था और निरन्तर प्रयासों के कारण प्रोपेलीन प्राप्ति 20.60 *प्रतिशत* की अभिकल्प प्राप्ति के प्रति 19 *प्रतिशत* तक पहुंची। इसके अलावा प्राप्ति में सुधार के लिए प्रयास प्रगति पर थे।

तथापि, यह तथ्य शेष है कि 4,40,000 एमटी/प्रतिवर्ष स्थापित क्षमता के प्रति पीपीयू में जून 2015 से मार्च 2016 के दौरान केवल 1,56,149 एमटी संसाधित किया गया था। यह दर्शाता है कि पीएफसीसीयू में प्रोपलीन के उत्पादन की पर्याप्त संभावना थी जिसे आगे पीपीयू में और अधिक संसाधित किया जा सकता था।

मंत्रालय ने कोई उत्तर प्रेषित नहीं किया।

3.7 पीपीयू को आरंभ करना और परिचालन

पीपीयू जिसमें प्रोपेलीन को पोलीप्रोपेलीन में बदला जाना था, की जून 2015 में आरंभ की गयी थी। पोलीप्रोपेलीन की अभिकल्प प्राप्ति फीड के 99.60 *प्रतिशत* पर अनुमानित की गई थी।

3.7.1 जून 2015 में संस्थापना के बाद यूनिट को 16 दिनों के लिए (11 जूलाई 2015 से 27 जूलाई 2015) बैगिंग मामलों की वजह से बन्द करना पड़ा था। इसके परिणामस्वरूप 16 दिनों के लिए पोलीप्रोपेलीन के उत्पादन की हानि हुई और ₹28.57 करोड़[19] की परिणामी हानि हुई।

कम्पनी ने उत्तर दिया (नवम्बर 2016) कि आरंभ के दौरान बैगिंग यूनिट बार-बार टूट गई और विभिन्न तकनीकी मामलों के कारण इन मशीनों का समय निकल गया।

मंत्रालय ने कोई उत्तर प्रेषित नहीं किया।

3.7.2 लेखापरीक्षा ने पाया कि 156,149 एमटी फीड जिसे जून 2015 से मार्च 2016 के दौरान पीपीयू द्वारा संसाधित किया गया था में से, कम्पनी 140,544

[19] ***1,40,544 एमटी/244 दिन x16 दिन x ₹ 31,005 (लागत लेखाओं के अनुसार लाभ)***

एमटी प्राप्त कर सकी जो अभिकल्प प्राप्ति 155,524 एमटी के प्रति फीड का 90 *प्रतिशत* था। 14,980 एमटी पोलीप्रोपेलीन की कम वसूली के परिणामस्वरूप ₹46.45 करोड़[20] की हानि हुई।

उत्तर में, कम्पनी ने बताया (नवम्बर 2016) कि कम प्राप्ति का कारण कम लोड पर परिचालन और कम आकार के कैरियर गैस फिल्टर है।

उत्तर इस तथ्य के प्रति देखा जाना है कि कम प्राप्ति के कारण नियंत्रणीय प्रकृति के थे।

मंत्रालय ने उत्तर प्रेषित नहीं किया।

3.8 डीसीयू को आरंभ करना और परिचालन

चरण । एवं ।। के अन्तर्गत, क्रूड डिस्टीलेशन यूनिट (सीडीयू)/वैक्यूम डिस्टीलेशन यूनिट (वीडीयू) में उत्पन्न शॉर्ट रेजीडयू (एसआर) ईंधन तेल (एफओ) में दो विसब्रेकर यूनिटों[21] (वीबीयू) में संसाधित किया गया था जो एक कम मूल्य उत्पाद था। चरणIIIविस्तार परियोजना के अन्तर्गत कम्पनी ने डीसीयू में एसआर के संसाधन द्वारा एफओ के उत्पादन को कम करना योजित किया। डीसीयू यांत्रिक रूप से दिसम्बर 2012 में पूर्ण हुई थी, और ₹1,057.57 करोड़ की लागत पर सितम्बर 2011 की निर्धारित समापन तिथि के प्रति अप्रैल 2014 में आरंभ हुई।

3.8.1 डीसीयू केआरंभ (अप्रैल 2014) में देरी के कारण 2012-13 से 2013-14 के दौरान एसआर वीबीयू में संसाधित किया गया था और एफओ उत्पन्न किया गया था। इन दो वर्षों के दौरान उत्पादित तथा बेचे गए एफओ के विवरण को नीचे दर्शाया गया है।

[20] ***14,980 एमटी x ₹ 31,005 (लागत लेखाओं के अनुसार लाभ)***

[21] ***शॉर्ट रेजीडयू को हल्के मूल्य वृद्धि उत्पादन में उन्नत करता है।***

तालिका 3.3: एफओ का उत्पादन और बिक्री

(मात्रा टीएमटी में)

वर्ष	कुल उत्पादन	बिक्री		
		घरेलू	निर्यात	कुल बिक्री
2012-13	2113	128	1955	2083
2013-14	2281	89	2216	2305

यह देखा जाय कि कम्पनी ने अधिक एफओ का निर्यात किया जिसके द्वारा इसकी बिक्री आय 2012-13 और 2013-14 के दौरान घरेलू आय की तुलना में ₹1,459.89 करोड़ तक कम हो गई।

3.8.2 आरंभ करने के बाद, डीसीयू 2014-15 और 2015-16 के दौरान क्रमश: 39 और 87 *प्रतिशत* पर परिचालित किया गया था। इसके अलावा परिचालन मापदंड जैसे तापमान, दबावइत्यादि में बदलाव ने विभिन्न उत्पादों की प्राप्ति को प्रभावित किया। लेखापरीक्षा ने देखा कि कोक की वास्तविक उपज जो कि एक निम्न मूल्य उत्पाद है, अभिकल्प प्राप्ति 29.66 *प्रतिशत* के प्रति 2014-15 और 2015-16 के दौरान क्रमश: 32.47 और 33 *प्रतिशत* थी।

यह भी देखा गया कि कंपनी ने निम्नलिखित ब्यौरों के अनुसार 2014-15 तथा 2015-16 के दौरान एफओ का उत्पादन तथा बिक्री जारी रखी:

तालिका 3.4: एफओ उत्पादन तथा बिक्रियॉ

(मात्रा टीएमटी में)

वर्ष	कुल उत्पादन	बिक्रियॉ		
		घरेलू	निर्यात	कुल बिक्रियॉ
2014-15	1873	66	1731	1797
2015-16	604	90	630	720

कंपनी ने उत्तर दिया (नवम्बर 2016) कि इसने अधिक कच्चे तेल को संसाधित किया, एफओ का उत्पादन एवं निर्यात किया क्योंकि टॉपिंग मार्जिन सकारात्मक रहा। कोक प्राप्ति में वृद्धि के संदर्भ में, कंपनी ने लेखापरीक्षा टिप्पणी को स्वीकार किया तथा बताया कि कंपनी कोक की कमी हेतु प्रचालन परिस्थितियों में निरंतर आशोधन और आसुतों की प्राप्ति में सुधार कर रही है।

कंपनी का उत्तर इस तथ्य के मद्देनजर देखा जाना है कि कंपनी चरण III के किसी उद्देश्य, अर्थात मार्जिन को बढ़ाने के लिए एफओ उत्पादन को न्यूनतम करना, को प्राप्त नहीं कर सकी।

3.8.3 डीसीयूने वैट गैस कंप्रैसर (डब्ल्यूजीसी) को शुरू करते समय समस्याओं का सामना किया। यूनिट को शुरू करने के बाद डब्ल्यूजीसी से संबंधित रख-रखाव कार्य को करने के लिए 21 दिनों (06 जून 2014 से 24 जून 2014 तक तथा 12 जनवरी 2015 से 15 जनवरी 2015 तक) की अवधि के लिए दोबारा बंद करना पड़ा था।

कंपनी ने बताया (नवम्बर 2016) कि नई संसाधन यूनिट की उपयोगिता सामान्यत: 60 से 75 *प्रतिशत* पर अपेक्षित थी तथा दिनों की संख्या के संबंध में यूनिट की उपलब्धता 71.20 *प्रतिशत* थी।

कंपनी का उत्तर स्वीकार्य नहीं था क्योंकि वर्ष 2014-15 में यूनिट का क्षमता उपयोग केवल 39 *प्रतिशत* था।

मंत्रालय के साथ एक्जिट कॉन्फ्रैस (जून 2017), में कंपनी ने बताया कि वह कोक उत्पत्ति में कमी करके आस्रुत की प्राप्ति में सुधार करने का प्रयास कर रहे थे। यह भी बताया गया कि कोक की प्राप्ति में 29.66 *प्रतिशत* के प्रतिमानों के प्रति 30 *प्रतिशत* (2016-17) तक सुधार आया था। इसकी पुष्टि मंत्रालय के प्रतिनिधि ने भी की थी।

3.9 फीड की कमी के कारण संसाधन यूनिटों का गैर-प्रचालन

संसाधन यूनिटें उत्पादों की आवश्यकता के आधार पर परस्पर संबंधित है। एक यूनिट से फीड की प्राप्ति न होने से दूसरी यूनिट का प्रचालन प्रभावित होता है। लेखापरीक्षा ने देखा कि चरण III विस्तारण के तहत् शुरू की गई कुछ यूनिटों को फीड की कमी के कारण बंद करना पड़ा था।

फीड की अनुपलब्धता के कारण यूनिटों को बंद करने के ब्यौरे निम्नानुसार थे:

तालिका 3.5 फीड की अनुपलब्धता के कारण बंद की गई यूनिटें

क्रम सं.	यूनिट	चालू की गई	वर्ष	अवधि दिन	संक्षिप्त कारण
1.	सीएचटीयू	मई 2014	2014-15	11	शून्य फीड तथा यूनिट को सीडीयू-III बंद होने के कारण बंद कर दिया गया
2.	डीसीयू	अप्रैल 2014	2014-15	12	वैक्यूम रैजिडयू की अनुपलब्धता
3.	डीएचडीटी	नवंबर 2012	2015-16	10	कच्चे तेल के कम स्टॉक, सीडीयू-I के बंद होने तथा हाइड्रोजन जनरल यूनिट-3 की ट्रिपिंग के कारण हाइड्रोजन की अनुपलब्धता के कारण

नई यूनिटों को फीड की अनुपलब्धता के कारण बंद कर दिया गया, हालांकि कंपनी ने रिफाइनरी की प्रतिष्ठापित क्षमता से अधिक कच्चा तेल संसाधित किया था।

कंपनी ने उत्तर दिया (नवम्बर 2016) कि उपरोक्त यूनिटें प्रचालनात्मक बाधाओं के कारण संबंधित यूनिटों से फीड की अनुपलब्धता के कारण उपलब्ध नहीं थी। इसके अलावा, डीसीयू को कोक के अधिक उत्पादन एवं निकास के कारण 12 दिनों के लिए बंद करना पड़ा था।

तथ्य यह है कि फीड की अनुपलब्धता के कारण यूनिटों को बंद करने के उपरोक्त मामलों से अपर्याप्त नियोजन का पता चला।

मंत्रालय ने कोई उत्तर नहीं दिया।

अध्याय 4 सहायक सुविधाओं का प्रचालन

रिफाइनरियों में भिन्न जटिलता एवं उद्देश्य की विभिन्न अतिरिक्त संसाधन यूनिटें शामिल हैं। कुछ विशेष उत्पादों (मोम, ल्यूब्रिकैन्ट , डामर आदि) का उत्पादन करते हैं, दूसरे हवा एवं जल के उत्सर्जनों पर नियंत्रण रखते हैं और कुछ अन्य मुख्य प्रक्रियाओं को सहायता उपलब्ध कराते हैं। मुख्य सहायक सुविधाओं में विद्युत एवं भाप उत्पादन, हाइड्रोजन उत्पादन तथा प्राप्ति और लाइट गैस हैंडलिंग प्रथक्करण, अपशिष्ट जल उपचार तथा तेल संचालन तथा भंडारण आदि शामिल हैं।

4.1 भाप की अधिक खपत

भाप का उपयोग कैप्टिव विद्युत संयंत्रों द्वारा मुख्यत: रसायन अभिक्रिया के लिएतथाविद्युत उत्पादन के लिएविभिन्न प्रक्रियाओं/उपयोगिता यूनिटों में किया जाता है। भाप का उत्पादन बॉयलरों की सहायता से किया जाता है। कंपनी अपने उत्पादन की योजना हेतु लिनियर प्रोग्राम (एलपी) सॉफ्टवेयर अर्थात प्रोसेस इन्डस्ट्री मॉडलिंग सिस्टम (पीआईएमएस) का उपयोग कर रही है। सॉफ्टवेयर का उपयोग उत्पाद के इष्टतम प्रतिरूप के साथ-साथ सुविधाओं की खपत जानने के लिए भी किया जाता है।

कंपनी से 2011-12 से 2015-16 की अवधि हेतु पीआईएमएस के अनुसार सुविधाओं की खपत से संबंधित डाटा मंगाए गए थे। वर्ष 2015-16 की पीआईएमएस मासिक समाधान रिपोर्ट के आधार पर यह देखा गया कि वर्ष के दौरान भाप की वास्तविक खपत, जो कि 17.40 एमएमटी थी, 15.51 एमएमटी की आदर्श खपत से अधिक थी जिसके परिणामस्वरूप ₹231.94 करोड़ का अधिक व्यय हुआ। कंपनी ने वर्ष 2011-12 से 2014-15 की अवधि से संबंधित डाटा प्रस्तुत नहीं किया था।

कंपनी ने बताया (नवम्बर 2016) कि हाइड्रोकार्बन साइड की मॉडलिंग हेतु मुख्यत: एलपी मॉडल का उपयोग किया जाता है तथा रिफाइनरियों द्वारा जनोपयोगी वस्तुओं के निष्पादन का पूर्वानुमान लगाने एवं मूल्यांकन के लिए एलपी परिणामों का उपयोग नहीं किया गया। आगे यह बताया गया कि जनोपयोगी वस्तुओं की खपत को ऊर्जा खपत हेतु अप्रत्यक्ष रूप से चित्रित किया जा सकता था जिसके लिए पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय (एमओपीएनजी) ने प्रतिमान विकसित किए हैं।

मंत्रालय के साथ एग्जिट कॉन्फ्रैंस (जून 2017) में कंपनी ने बताया कि भाप खपत को लिनियर प्रोग्रामिंग (एलपी) मॉडल में बनाया गया था जोकि एक गणितीय मॉडल

था, ना कि थर्माडाइनैमिक माडल। एलपी प्रणाली को कंपनी ने भाप की खपत की तुलना करने के लिए स्वयं अपने प्रबंधन के लिए विकसित किया था तथा यहां विचलन की संभावना हमेशा थी। यह भी बताया गया कि एमबीएन भाप की खपत का बेहतर प्रक्षेपण था तथा कंपनी का एमबीएन पानीपत रिफाइनरी की तुलना में 65 से 85 की रेंज में था जिसका सार्वजनिक क्षेत्र में 63 से 65 की बीच सर्वोत्तम एमबीएन था। यह सूचना दी गई कि एमआरपीएल किए गए उर्जा अध्ययन प्राप्त कर रहा था तथा बेहतर लक्ष्य प्राप्त करने का प्रयास कर रहा था। मंत्रालय ने सूचना दी कि कंपनी को समझौता ज्ञापन के अनुसार एमबीएन कम करने के निर्देश दिए गए थे।

कंपनी/मंत्रालय के उत्तर उसमें उल्लिखित प्रतिमानों तथा उसके प्रति वास्तविक प्राप्ति के संदर्भ में किसी विश्लेषण के परिणामों द्वारा समर्थित नहीं थे।

4.2 हाइड्रोजन उत्पादन यूनिट से हाइड्रोजन की कम प्राप्ति के परिणामस्वरूप नाप्था की अधिक खपत हुई

उत्पादों जैसे पेट्रोल (मोटर स्पिरिट), हाई स्पीड डीजल (एचएसडी), ईंधन तेल (एफओ) के ससांधन तथा पेट्रोकैमिकल फ्लुडाइज्ड केटलिटिक क्रेकिंग यूनिट (पीएफसीसीयू) और अन्य संयंत्रों के लिए फीड में सल्फर तत्व को कम करने के लिए हाइड्रोजन की आवश्यकता होती है। हाइड्रोजन संयंत्र के लिए फीड हल्का नाप्था है। कंपनी के पास रिफाइनरी की आवश्यकता को पूरा करने के लिए 138,000 एमटी[22] की कुल वार्षिक प्रतिष्ठापित क्षमता वाली तीन हाइड्रोजन उत्पादन यूनिटें[23] (एचजीयूज) थीं। कटिन्युअस कैटलिटिक रिफॉर्मर यूनिट[24] (सीसीआर) भी हाइड्रोजन का उत्पादन करती थी।

लेखापरीक्षा ने देखा कि कोई भी एचजीयूज 2011-12 से 2015-16 की अवधि के दौरान हाइड्रोजन उत्पादन की अभिकल्पित प्राप्ति (33 *प्रतिशत*) नहीं कर सकी थी। यह 22.25 से 27 *प्रतिशत* के बीच था। कम प्राप्ति के कारण हाइड्रोजन की आवश्यक मात्रा प्राप्त करने के लिए 3,35,990 एमटी अतिरिक्त नाप्था संसाधित किया जाना था। संसाधित नाप्था की अधिक मात्रा का मूल्य ₹1,363.98 करोड़ था और प्रक्रिया में उत्पादित अतिरिक्त एफओ का मूल्य, जोकि ₹339.20 करोड़ था, पर विचार करते

---

[22] ***एचजीयू 1 तथा 2 - 34,000 टीपीए प्रत्येक तथा एचजीयू 3 - 70,000 टीपीए***

[23] ***नाप्था की भाप रिफॉर्मिंग द्वारा हाइड्रोजन का उत्पादन करती है।***

[24] ***यह कम ऑकटेन मूल्य के नाप्था को उच्च ऑकटेन उत्पादों में परिवर्तित करती है।***

हुए अधिक लागत ₹1024.78 करोड़ गिनी गई थी। यह देखा गया कि नाप्था की अधिक खपत कम लोड पर एचजीयूज के प्रचालन, लोड बंद होने और दोबार चालन से थी, जिसका मुख्य कारण कैप्टिव पावर प्लान्ट (सीपीपी) में विद्युत की आपूर्ति में बाधा और हाइड्रो जनरेटिंग यूनिट (एचजीयू) - 3 में तकनीकी दिक्कतें थी।

मंत्रालय के साथ एग्जिट कॉन्फ्रेंस (जून 2017) में कंपनी ने बताया कि लेखापरीक्षा टिप्पणी लागत लेखापरीक्षा रिपोर्ट के आधार पर की गई थी जो केवल लागत पक्ष को दर्शाती है जबकि मीटर रीडिंग के अनुसार हाइड्रोजन की वास्तविक खपत 33 *प्रतिशत* की डिजाइन प्राप्ति के समान थी। मंत्रालय ने कंपनी के उत्तर का समर्थन किया था।

उत्तर किसी दस्तावेजी साक्ष्य द्वारा समर्थित नहीं था। तथापि, लेखापरीक्षा ने कंपनी के वर्षवार संयंत्र बहीखाता, जो फीड के वास्तविक इनपुट तथा हाइड्रोजन के वास्तविक उत्पादन को दर्शाते हैं, में उपलब्ध सूचना के आधार पर हानि की गणना की थी।

4.3 किफायती एवं विश्वसनीय स्रोतों से विद्युत की व्यवस्था

कंपनी ने चरण I तथा चरण II के तहत 115.50 मे.वा. का कैप्टिव विद्युत संयंत्र (सीपीपी) स्थापित किया था। चरण III में, 114 मे.वा. का दूसरा सीपीपी अगस्त/सितम्बर 2014 में चालू किया गया था। इसके अलावा, कंपनी ने गैर- महत्वपूर्ण लोड को पूरा करने के लिए मैंगलोर इलैक्ट्रीसिटी सप्लाई कंपनी लिमिटेड (एमइएससीओएम) के साथ 12.5 केवीए की संविदा मांग बनाए रखी।

4.3.1 यह देखा गया कि XII पंचवर्षीय योजना अवधि (2012-17) के अनुसार तेल एवं गैस क्षेत्र में प्रणोद क्षेत्रों में से एक ऊर्जा का इष्टतम उपयोग तथा भविष्य के लिए व्यवहार्य योजना विकसित करना था। एमओपीएनजी के कार्यसंचालन समूह ने रिफाइनरियों को विशेष रूप से 132/220 केवी पर ग्रिड आपूर्ति में परिवर्तन की व्यवहार्यता का अध्ययन करने का परामर्श दिया था (जनवरी 2015)। कंपनी ने कैप्टिव विद्युत संयंत्रों से विद्युत आपूर्ति की समस्या पर काबू पाने और ऊर्जा लागत को बचाने के लिए डेडिकेटेड ग्रिड कनेक्टिविटी से विश्वसनीय रूप से विद्युत प्राप्त करने के लिए कंपनी के पास उपलब्ध विभिन्न विकल्पों के निर्धारण एवं मूल्यांकन के लिए व्यवहार्यता अध्ययन करने के लिए पावर ट्रेडिंग कार्पोरेशन इंडिया लिमिटेड (पीटीसी) को नियुक्त किया था (जनवरी 2015)। पीटीसी ने देखा कि वर्ष 2014-15 के दौरान राज्य/ओपन एक्सेस से विद्युत खरीद की लागत ₹13.65 केडब्ल्यूएच के

कैप्टिव विद्युत उत्पादन की औसत लागत के प्रति ₹7 प्रति केडब्ल्यूएच थी। पीटीसी ने ₹560 करोड़ की अनुमानित लागत पर उडुपी पावर कार्पोरेशन लि. (यूपीसीएल) के 1200 मे.वा. संयंत्र के साथ 220 केवी का सीधा कनेक्शन लेने की सिफारिश की थी (फरवरी 2016) ताकि एमआरपीएल की प्रचालन लागत को ₹450 करोड़ प्रति वर्ष तक कम किया जा सके।

इस तथ्य पर विचार करते हुए कि कैप्टिव विद्युत की लागत ग्रिड से प्राप्त विद्युत से अधिक थी**,** एमओपीएनजी के निर्देशों तथा पीटीसी की सिफारिशों के अनुरूप शीघ्र कार्रवाई करने की आवश्यकता है।

कंपनी ने बताया (नवम्बर 2016) कि इसने बाह्य विद्युत का मूल्यांकन किफायत के मद्देनजर किया था और इस दृष्टि से नहीं कि इनकी स्वयं की विद्युत अविश्वसनीय है तथा यह किफायत के आधार पर ग्रिड से विद्युत का आयात जारी रखना चाहता है।

4.3.2 यह भी देखा गया कि कंपनी में संसाधन यूनिटों तक विद्युत की निर्बाध आपूर्ति प्राप्त करने की समस्या थी। संसाधन यूनिटों तक निर्बाध विद्युत की अनुपलब्धता के कारण कंपनी को काफी उत्पादन घंटों की हानि हुई। 2012-13 से 2015-16 की अवधि के दौरान यूनिट-वार उत्पादन घंटों की हानि **अनुबंध VI** में दर्शाई गई है। विद्युत खराबी के कारण संसाधन यूनिटों को बंद करने की प्रवृति में पिछले वर्षों में वृद्धि हुई थी।

सीपीपी से अनिश्चित विद्युत आपूर्ति के संबंध में, कंपनी ने सूचना दी (नवम्बर 2016) कि सीपीपी III यूनिटों को स्थिर किया जा रहा था।

मंत्रालय के साथ एग्जिट कॉन्फ्रैस (जून 2017) में कंपनी ने बताया कि इसने विद्युत स्रोत के रूप में ग्रिड आपूर्ति पर विचार करने हेतु मंत्रालय के निर्देश के अनुसार आवश्यक उपाय शुरू किए हैं। इसने आगे सूचना दी कि इसने कोंकण रेलवे, जिसने कंपनी को उडुपी पावर कार्पोरेशन लिमिटेड से विद्युत आपूर्ति के लिए उनके कोरिडोर का उपयोग करने की अनुमति दी थी, की रेल लाइन सहित रूट सर्वेक्षण कर लिया है। मंत्रालय ने सूचना दी कि यह नई रिफाइनरियों के लिए कैप्टिव विद्युत संयंत्र का पक्षपोषण नहीं कर रहा था।

4.4 ईंधन तथा हानि

रिफाइनरियां विद्युत एवं भाप सहित विभिन्न प्रचालन प्रक्रियाओं तथा जनोपयोगी वस्तुओं के उत्पादन में ईंधन के रूप में ईंधन तेल, प्राकृतिक गैस तथा अपशिष्ट गैस का उपयोग करती है। इसके अलावा, संसाधन हानियां सामान्य प्रचालन लागत में वृद्धि करती है। ईंधन एवं हानि रिफाइनरी के प्रचालन में बहुत महत्वपूर्ण व्यवहार्य प्रचालन लागत है क्योंकि कंपनी के सकल रिफाइनरी मार्जिन (जीआरएम) को इस लागत को कम/नियंत्रित करके सुधारा जा सकता था।

यह देखा गया कि कंपनी ने ईंधन एवं हानि के लिए कोई प्रतिमान निर्धारित नहीं किए थे। लेखापरीक्षा ने रिफाइनरी की विभिन्न यूनिटों के संबंध में 2011-12 से 2015-16 की अवधि हेतु ईंधन एवं हानि की समीक्षा की तथा यह पाया कि कंपनी के ईंधन एवं हानि में 2013-14 के बाद से वृद्धि हुई थी जैसाकि निम्नलिखित तालिका में दर्शाया गया है:

तालिका 4.1:31 मार्च 2016 को समाप्त पिछले पांच वर्षों के लिए ईंधन एवं हानि

(थ्रूपुट का प्रतिशत)

वर्ष	ईंधन	हानि	कुल ईंधन एवं हानि [ख]+[ग]
[क]	[ख]	[ग]	[घ]
2011-12	6.42	0.33	6.75
2012-13	6.48	0.52	7.00
2013-14	7.51	0.39	7.90
2014-15	9.74	0.35	10.09
2015-16	9.88	0.18	10.06

कम्पनी ने कहा (नवम्बर 2016) कि ईंधन खपत तथा ऊर्जा खपत के लिए उद्योग में अनुसरित किए जा रहे विभिन्न पैरामीटरों को निर्धारित लक्ष्यों के आधार पर मॉनीटर किया जा रहा था।

उत्तर में बताए पैरामीटरों के संदर्भ में किसी विश्लेषण के परिणामों द्वारा समर्थित नहीं किया गया है जिसके अभाव में लेखापरीक्षा यह आश्वासन प्राप्त करने में असमर्थ थी कि ईंधन तथा हानि प्रतिमानों के अन्दर थी।

मंत्रालय के साथ एग्जिट कान्फ्रेंस (जून 2017) में, कम्पनी ने सूचित किया कि वह लक्ष्यों को निर्धारित करने की प्रक्रिया में थी। मंत्रालय के प्रतिनिधि कम्पनी के उत्तर से सहमत हुए।

4.5 उत्प्रेरक का प्रबंधन

रिफाइनरी अपेक्षित विशिष्टता को प्राप्त करने के साथ-साथ आस्रुत की प्राप्ति में सुधार करने के लिए उत्पादों की गुणवत्ता को सुधारने हेतु उत्प्रेरक का उपयोग करती है। उत्प्रेरक का प्रबंधन अनिवार्य है क्योंकि वे रिफाइनरी की सम्पूर्ण अर्थव्यवस्था में प्रमुख भूमिका निभाते हैं।

4.5.1 लेखापरीक्षा ने पाया कि कम्पनी ने केवल चरण I तथा II के लिए उत्प्रेरक के उपयोग हेतु नीति बनाई थी (जनवरी 2009) परन्तु चरण III इकाईयों के लिए नीति अभी बनायी जानी थी (नवम्बर 2016)।

कम्पनी ने कहा (नवम्बर 2016) कि चरण III के लिए उत्प्ररेक नीति को अभी बनाया जाना था।

मंत्रालय ने कोई उत्तर नहीं दिया।

4.5.2 लेखापरीक्षा ने पाया कि सीसीआर इकाई प्रयुक्त उत्प्रेरक उत्पादन कर रही थी। इस प्रयुक्त उत्प्रेरक में सामान्य तौर पर प्लैटिनम सहित कीमती धातुओं की कम *प्रतिशतता* निहित है। यह पाया गया कि कम्पनी ने प्रयुक्त उत्प्रेरक में प्लैटिनम सहित कीमती धातुओं की गुणवत्ता के निर्धारण के लिए कोई मूल्यांकन नहीं किया।

कम्पनी ने कहा (नवम्बर 2016) कि वह प्रयुक्त उत्प्रेरक में विद्यमान प्लैटिनम की गुणवत्ता का मूल्यांकन करेगी तथा निपटान हेतु उत्प्रेरक आपूर्तिकर्त्ता और अन्य रिफाइनरियों के सम्पर्क में रहेगी।

मंत्रालय ने कोई उत्तर नहीं दिया।

अध्याय 5 पर्यावरणीय पहलू

कच्चे तेल की रूपातंरण प्रक्रिया के दौरान पेट्रोलियम रिफाइनरी पर्यावरण तथा पारिस्थितिकी तंत्र को प्रभावित करती है। पेट्रोलियम रिफाइनिंग से जुड़े संभावित पर्यावरणीय मामलों में वायु प्रदूषण, जल प्रदूषण, ध्वनि प्रदूषण, भूमि प्रदूषण, अपशिष्ट जल तथा अन्य हानिकारक सामग्रियां सम्मिलित हैं।

कम्पनी ने ईंधन कटौती को सुनिश्चित करने, वायु उत्सर्जन को प्रबंधित करने, जल सरंक्षण तथा अपशिष्ट जल प्रबंधन हेतु प्रणालियों को अपनी प्रक्रिया में पर्यावरणीय-अनुकूल प्रौधोगिकी को सम्मिलित किया। लेखापरीक्षा ने पाया कि कम्पनी ने सामान्य तौर पर प्रदूषण नियंत्रण बोर्ड द्वारा निर्धारित उत्सर्जन मानदण्डों का अनुपालन किया था। हालांकि, इसमें आगे सुधार की गुजांईश थी जैसाकि आगामी पैराग्राफों में चर्चा की गई है:

5.1 फ्लेयर गैस रिकवरी सिस्टम की संस्थापना न होना

कम्पनी रिफाइनिंग की प्रक्रिया के दौरान विभिन्न आपत्तिजनक गैसों का उत्पादन करती है तथा उन्हें निस्तारित करती है। चरण III विस्तारण के लिए पर्यावरणीय मंजूरी देते समय, एमओईएफ ने कम्पनी को हाइड्रोकार्बन हानि तथा पर्यावरण के लिए आपत्तिजनक गैसों के उत्सर्जन को कम करने के लिए फ्लेयर गैस रिकवरी सिस्टम (एफजीआरएस) संस्थापित करने का निर्देश दिया था (अप्रैल 2008)। हालांकि, कम्पनी ने चरण III प्रक्रिया इकाई काम्पलेक्स से फ्लेयरिंग डाटा की अनुपलब्धता बताते हुए डिजाइन चरण में एफजीआरएस के संस्थापन को स्थगित किया जबकि, एफजीआरएस के लिए ₹ 20 करोड़ का बजट आबंटित किया गया था।

लेखापरीक्षा में यह पाया गया कि कम्पनी ने एफजीआरएस की संस्थापना किए बिना चरण III विस्तारण (मार्च 2012 से जून 2015) के अन्तर्गत विभिन्न इकाईयों को चालू किया जो एमओईएफ द्वारा दी गई पर्यावरणीय मंजूरी के अनुपालन में नहीं था। आगे यह भी देखा गया कि कम्पनी ने 7 वर्षों के विलम्ब के पश्चात् ₹ 30 करोड़ की अनुमानित लागत पर एफजीआरएस को संस्थापित करने की प्रक्रिया आरम्भ की (सितम्बर 2015) जिसके लिए इसने इंजीनियरिंग सलाहकार के रूप में मेकॉन का चयन किया (मई 2016)। हालांकि, इसे एफजीआरएस के संस्थापन हेतु आदेश अभी दिया जाना है (नवम्बर 2016)।

इस प्रकार, कम्पनी एमओईएफ द्वारा दी गई पर्यावरणीय मंजूरी के प्रावधानों का अनुपालन करने में न केवल विफल हुई अपितु उसने फ्लेयर गैस की रिकवरी के अवसर को भी गंवा दिया जिसे ईंधन गैस के रूप में उपयोग किया जा सकता था जिसका मौद्रिक प्रभाव मार्च 2016 में समाप्त पांच वर्ष की अवधि हेतु ₹67 करोड़ था।

कम्पनी ने कहा (नवम्बर 2016) कि वह वास्तविक फ्लेयर परिचालन डाटा की अनुपलब्धता के कारण फ्लेयर रिकवरी सिस्टम का डिजाइन नहीं बना सकी।

उत्तर स्वीकार्य नहीं है क्योंकि डाटा की अनुपलब्धता के कारण पर्यावरणीय मंजूरी के प्रावधान का गैर-अननुपालन एक न्यायोचित वजह नहीं हो सकती।

मंत्रालय के साथ एग्जिट कान्फ्रेंस (जून 2017) में, कम्पनी ने सूचित किया कि एफजीआरएस की संस्थापना प्रक्रियाधीन है तथा इसका दिसम्बर 2017 में संस्थापित होना अपेक्षित था।

5.2 हरित क्षेत्र का विकास न होना

चरण III विस्तारण परियोजना के लिए पर्यावरणीय मंजूरी देते समय, एमओईएफ ने कम्पनी को स्थानीय वन विभाग से जुड़कर हरित क्षेत्र विकास हेतु 33 *प्रतिशत* परियोजना समर्पित करने का निर्देश दिया (अप्रैल 2008)। कम्पनी ने संभावित अस्थायी उत्सर्जनों को कम करने, ध्वनि प्रदूषण, मृदा संरक्षण को नियंत्रित करने तथा रिफाइनरी परिसरों में सौंदर्यपूरक वातावरण के सृजन हेतु हरित क्षेत्र बनाने के लिए 120 एकड़ भूमि निर्धारित की (सितम्बर 2010) जिसके लिए कम्पनी ने 4-5 वर्षों की अवधि में ₹2.10 करोड़ का व्यय अनुमानित किया। इस संदर्भ में वर्ष 2011-2016 के दौरान परियोजना आरम्भ करने के लिए राज्य वन विभाग (एसएफडी) को ₹1.91 करोड़ के लिए एक कार्य आदेश जारी किया गया (मार्च 2011)। वृक्षारोपण कार्य को सितम्बर 2013 तक पूरा किया जाना था तथा अनुरक्षण कार्य को मार्च 2016 तक पूरा किया जाना था।

लेखापरीक्षा ने पाया कि एसएफडी ने वर्ष 2011-13 के दौरान केवल 5.30 एकड़ भूमि को कवर करते हुए 1,759 पौधे लगाए थे तथा इसमें इसके बाद कोई कार्य नहीं हुआ।

कम्पनी ने उत्तर दिया (नवम्बर 2016) कि चरण III परियोजना हेतु भूमि के उपयोग के कारण हरित क्षेत्र हेतु भूमि का अभाव था। कम्पनी ने आगे कहा कि वह हरित क्षेत्र के संवर्धन हेतु 27 एकड़ अतिरिक्त भूमि का अधिग्रहण कर रही है।

मंत्रालय ने कोई उत्तर नहीं दिया।

5.3 प्रदूषण नियंत्रण बोर्ड के निर्देशों के अनुपालन में विलम्ब

डिलेड कोकर यूनिट (डीसीयू) मूल्यवान डिस्टीलेट तथा पेट्रोलियम कोक (पेट कोक) उत्पादित करती है। पीट कोक की ढुलाई सीलोज (3x1000 एमटी) के माध्यम से ओपन कोक ले डाउन एरिया तथा ट्रक लोडिंग सुविधा के लिए एक बन्द वाहक सिस्टम द्वारा की जाती है। इसी प्रकार, सल्फर रिकवरी यूनिट (एसआरयू) में उत्पादित सल्फर को खुले आंगन में तथा 6 सीलोज में संग्रहीत किया जाता है।

वर्ष 2014 तथा 2015 के दौरान, कर्नाटक राज्य प्रदूषण नियंत्रण बोर्ड (केएसपीसीबी) ने चरण III कोक यार्ड तथा सल्फर यार्ड से धूल उत्सर्जन तथा सतही जल संदूषण के संदर्भ में कम्पनी को विभिन्न कारण बताओ ज्ञापन जारी किए। केएसपीसीबी ने धूल प्रदूषण से बचने के लिए कोक यार्ड तथा सल्फर यार्ड को कवर करने की सलाह दी (मार्च 2015)। केएसपीसीबी ने कोक यार्ड में वाश वाटर के संग्रहण तथा पुनर्चक्रण करने के लिए स्थायी व्यवस्था प्रदान करने की भी सिफारिश की ताकि निलंबित कणिकीय पदार्थ वाले वॉश वाटर को उस प्राकृतिक नाले के आस-पास से प्रवाहित न होने दिया जाए जो आस-पड़ोस के गांवों से गुजरता है।

अत: कम्पनी ने पीट कोक के लिए उचित वाहक संयोजकता तथा अनलोडिंग सुविधा, कोक यार्ड में उपयुक्त वाश वाटर प्रबंधन सुविधा तथा ₹ 52 करोड़ की लागत पर सल्फर यार्ड में कवर किए गए शेड के साथ प्रत्येक में 3,000 एमटी के तीन अतिरिक्त सिलोस अथवा 1,000 एमटी के पांच नए सिलोस की संस्थापना का प्रस्ताव दिया (सितम्बर 2015)। हालांकि, एक से अधिक वर्ष के उपरान्त उक्त सुविधाओं के निर्माण हेतु ठेका अभी दिया जाना था (नवम्बर 2016)। इसके परिणामस्वरूप इन इकाईयों द्वारा उत्पन्न प्रदूषण जोखिमों को कम नहीं किया गया।

कम्पनी ने उत्तर दिया (नवम्बर 2016) कि उसने जल तथा वायु प्रदूषण के सम्मिश्रण से बचने के लिए केएसपीसीबी द्वारा उल्लिखित शर्तों का अनुपालन करने के सभी प्रयास किए।

तथ्य यह है कि मार्च 2015 में केएसपीसीबी द्वारा की गई किसी भी सिफारिश का अभी तक अनुपालन नहीं किया गया (नवम्बर 2016)।

मंत्रालय ने कोई उत्तर नहीं दिया।

5.4 जल स्रोतों का अपर्याप्त सृजन तथा प्रबंधन

रिफाइनरी को कच्चे तेल को प्रसंस्करण करने के लिए अधिक मात्रा में जल की आवश्यकता है। कम्पनी को जल के अभाव के कारण अप्रैल 2012 (12 अप्रैल 2012 से 27 अप्रैल 2012) में अपनी रिफाइनरी बन्द करनी पड़ी।

चूँकि कम्पनी ने केएसपीसीबी के परामर्श पर (अप्रैल 2014), अपने उत्पादन की सभी प्रसंस्करण स्थितियों के लिए जल खपत हेतु कोई प्रतिमान निर्धारित नहीं किया था, अत: इसने चरण I तथा II के लिए अपनी रिफाइनरी में एक व्यापक जल लेखापरीक्षा अध्ययन करने के लिए राष्ट्रीय उत्पादन परिषद (एनपीसी) से अनुरोध किया।

एनपीसी ने स्रोत से जल अन्तर्ग्रहण कम करने के लिए तथा पम्पिंग लागत, विखनिजीकरण लागत को कम करने के लिए जल संरक्षण तथा एफ्लूएन्ट ट्रीटमेंट प्लांट पर लोड करने के लिए संयंत्र में संघनन रिकवरी को बढ़ाने की सिफारिश की (नवम्बर 2014)। इसने वर्षा जल की रिकवरी करने के लिए चार स्थानों की पहचान की। इसने तूफानी वर्षा जल हार्वेस्टिंग तकनीक के नियोजन और अदुषित तूफानी वर्षा जल के केप्चर करने के लिए उचित प्रणालनीकरण और वर्षा जल को नालियों में न जाने देने की सिफारिश भी की।

कम्पनी को उक्त सिफारिशों पर अभी कार्रवाई करनी थी (नवम्बर 2016)।

कम्पनी ने उत्तर दिया (नवम्बर 2016) कि वह एक विलवणन संयंत्र की स्थापना के लिए एक व्यवहार्यता अध्ययन कर रही थी तथा सदूंषण जल के तृतीयक ट्रीटमेंट के लिए एक रिवर्स ओसमोसीस यूनिट की स्थापना के लिए कार्रवाई आरम्भ कर रही थी। इसके अलावा, कम्पनी ने कहा कि वे बेहतर पद्धतियों अथवा बेहतर उपलब्ध तकनीकों का उपयोग करके या तेल क्षेत्र में बेहतर निष्पादकों द्वारा प्राप्त जल फुट प्रिंट का चयन करके जल फुट प्रिंट बेंचमार्क स्थापित करेगी।

मंत्रालय ने कोई उत्तर नहीं दिया।

5.5 क्लीन डेवलैपमेंट मैकेनिज्म में भागीदारी न होना

क्योटो प्रोटोकॉल में यूनाइटेड नेशंस फ्रेमवर्क कन्वेंशन ऑन क्लाइमेट चेंज (यूएनएफसीसीसी) ने एक स्तर पर पर्यावरण में ग्रीन हाउस गैस संकेन्द्रणों का स्थिरीकरण करने के लिए क्लीन डेवलैपमेंट मैकेनिज्म (सीडीएम) अवधारणा प्रस्तुत की जो जलवायु सिस्टम के साथ खतरनाक हस्तक्षेप से बचाएगी। चूँकि भारत क्योटो प्रोटोकॉल का हस्ताक्षरकर्ता है, अत: भारत सरकार ने नैशनल क्लीन डेवलेपमेंट मेकेनिज्म अथारिटी (एनसीडीएमए) की स्थापना की (अप्रैल 2004) ताकि सस्थाएं चाहे निजी/सार्वजनिक या गैर-सरकारी हो, सभी सीडीएम प्रक्रिया में भाग ले सके।

लेखापरीक्षा ने पाया कि कम्पनी के पास अपनी किसी परियोजना को पंजीकृत करने का कोई प्रस्ताव नहीं था जो उस 'सर्टिफाइड एमीशन रिडक्शन' (सीईआर) क्रेडिट के रूप में सीडीएम के तहत लाभ प्राप्त करने के लिए संभावित था जो व्यापार योग्य है।

कम्पनी ने उत्तर दिया (नवम्बर 2016) कि वह परियोजनाओं के लिए सीडीएम के तहत पंजीकरण करने की आवश्यक कार्रवाई आरम्भ करेगी।

मंत्रालय ने कोई उत्तर नहीं दिया।

अध्याय 6 निष्कर्ष एवं सिफारिशें

6.1 निष्कर्ष

कम्पनी की चरण III विस्तारण परियोजना को 11.82 एमएमटीपीए से 15 एमएमटीपीए तक रिफाइनरी की क्षमता बढ़ाने तथा मूल्य वर्द्धित उत्पादों का उत्पादन करने के लिए 2006 में कल्पना की गई थी। वर्ष 2009 में, एक पॉली प्रोपीलेन यूनिट को विस्तार के कार्यक्षेत्र में जोड़ा गया तथा फिर वर्ष 2010 में, एक सिंगल प्वाइंट मूरिंग सुविधा की भी कल्पना की गई थी। परियोजना की कुल लागत को ₹15,008 करोड़ तक अनुमानित किया गया जिसमें से कम्पनी ने मार्च 2016 तक ₹14,832 करोड़ की राशि व्यय की थी। अक्टूबर 2011 तक चालू होना कल्पित चरण III विस्तारण परियोजना सितम्बर 2014 में पूरी हुई। इसी प्रकार, पॉलीप्रोपीलेन यूनिट (पीपीयू) को जून 2015 में 34 माह के विलम्ब के पश्चात् चालू किया गया। सिंगल प्वाइंट मूरिंग (एसपीएम) सुविधा को 16 माह के विलम्ब के पश्चात् अगस्त 2013 में चालू किया गया।

चरण III विस्तारण परियोजना की योजना तथा क्रियान्वयन की समीक्षा अवधि के दौरान देखे गए प्रमुख मामलों को नीचे संक्षेप में दिया गया है:

- योजना में कमियां पाई गई जिसके कारण परियोजना संप्रत्ययीकरण स्थिति के कार्यक्षेत्र में परिवर्तन हुआ जिसके परिणामस्वरूप दो से अधिक वर्षों का अधिक समय तथा ₹2,509 करोड़ का लागत आधिक्य हुआ।
- बाहरी उधारों को सम्बद्ध विदेशी मुद्रा अस्थिरता जोखिम का बचाव किए बिना प्रबंधित किया गया। इसके परिणामस्वरूप सितम्बर 2016 तक ऋण पुन: चुकाने पर ₹13.70 करोड़ (निवल मुद्रा बचाव लागत) की हानि हुई। परियोजना हेतु निधियां आवश्यकता से अधिक आहरित की गई जिसके परिणामस्वरूप बिना ब्याज वाले चालू खाते में ₹768.46 करोड़ निष्क्रिय पड़े रहे।
- चयनित 87 प्रमुख ठेकों में, 84 मामलों में सामान्य ठेके के क्रियान्वयन में विलम्ब हुए थे।
- कैप्टिव पावर प्लांट के विलम्ब से चालू होने के परिणामस्वरूप विभिन्न इकाईयां निष्क्रिय रही भले ही वे यांत्रिक रूप से पूर्ण थी।

- यद्यपि एसपीएम को अगस्त 2013 में चालू किया गया था तथापि इसे इंडियन स्ट्रेटजिक पेट्रोलियम रिजर्व लिमिटेड (आईएसपीआरएल) द्वारा संबंधित केवर्न के पूरा न होने के कारण प्रभावी रूप से उपयोग नहीं किया जा सका। फलस्वरूप मालभाड़े में बचत, विलम्ब शुल्क का परिहार तथा सकल रिफाइनरी लाभ (जीआरएम) में सुधार जैसी एसपीएम सुविधा की स्थापना के उद्देश्य को प्राप्त नहीं किया जा सका।
- पेट्रोकेमिकल फ्लूडाइज्ड कैटालिटिक क्रेकिंग यूनिट (पीएफसीसीयू) के साथ पुनर्निर्मित हाइड्रोक्रैकर इकाईयों के गैर-तुल्यकालन के कारण 2011-12 से 2014-15 की अवधि के दौरान उच्च मूल्य उत्पादों के स्थान पर निम्न मूल्य उत्पादों का उत्पादन हुआ और ₹ 6328.76 करोड़ के राजस्व की परिणामी हानि हुई।
- अगस्त 2014 से मई 2015 तक की अवधि के दौरान अभिकल्पित प्राप्ति के अनुसार प्रोपीलीन का गैर-उत्पादन एवं पीपीयू में पॉली प्रोपीलीन एक उच्च मूल्य उत्पाद के रूप में गैर-रूपांतरण के परिणामस्वरूप ₹ 382.83 करोड़ के लाभ की हानि हुई।
- 2015-16 के दौरान विभिन्न उपयोगिताओं में भाप की अधिक खपत थी जिसके परिणामस्वरूप ₹ 231.94 करोड़ का अतिरिक्त व्यय हुआ।
- सांविधिक प्राधिकरणों द्वारा जारी पर्यावरण निदेशों के अनुपालन में कम्पनी की ओर से विलम्ब हुए थे।

6.2 सिफारिशें

- भविष्य में, समय एवं लागत की अधिकता से बचने के उद्देश्य से परियोजनाओं को अंतिम रूप देने से पूर्व कम्पनी एक व्यापक योजना बनाएं। निधियों के अधिक आहरण से बचने के लिए परियोजनाओं के लिए निधियों की आवश्यकता वास्तविक आधार पर निर्धारित की जाय।
- कम्पनी पावर प्लांट जैसी उपयोगिताओं के सामयिक समापन को सुनिश्चित करे जिसका अन्य इकाईयों को चालू करने पर प्रपाती प्रभाव पड़ता है। कम्पनी निष्क्रियता एवं कम-उपयोग से बचने के लिए प्रसंस्करण इकाईयों का क्रमबद्ध समापन एवं उचित एकीकरण सुनश्चित करे।

- कम्पनी एसपीएम के उपयोग को अधिकतम करने के लिए तत्काल प्रयास करे।
- कम्पनी सभी प्रसंस्करण यूनिटों की क्षमता की इष्टतम उपयोगिता सुनिश्चित करे।
- कम्पनी विभिन्न प्रसंस्करण इकाईयों द्वारा उपयोगिताओं की खपत का मूल्यांकन करने के लिए प्रणाली विकसित करें ताकि इन उपयोगिताओं का इष्टतम उपयोग सुनिश्चित किया जा सके।

नई दिल्ली
दिनांक: 18 जुलाई 2017

(नंद किशोर)
उप नियंत्रक-महालेखापरीक्षक एवं
अध्यक्ष, लेखापरीक्षा बोर्ड

प्रतिहस्ताक्षरित

नई दिल्ली
दिनांक: 18 जुलाई 2017

(शशि कान्त शर्मा)
भारत के नियंत्रक-महालेखापरीक्षक

अनुबंध

अनुबंध I

(पैराग्राफ 1.5 देखें)

प्रसंस्करण इकाईयों के विन्यास में संशोधन दर्शानेवाले विवरण

क्र.सं.	इकाईयां	वर्ष 2006	वर्ष 2008	वर्ष 2009	वर्ष 2010	उद्देश्य	संशोधन के कारण
1.	सीडीयू III	विचार नहीं किया गया	3.00 एमएमटीपीए	परिवर्तन नहीं	परिवर्तन नहीं	रिफाइनिंग क्षमता को बढ़ाना	निम्न मूल्य उच्च अम्ल क्रूड के प्रसंस्करण में लचीलापन प्रदान करना
2	पीएफसीसीयू	2.07 एमएमटीपीए	2.20 एमएमटीपीए	परिवर्तन नहीं	परिवर्तन नहीं	प्रोपीलीन का अतिरिक्त थ्रुपुट एवं उत्पादन निम्न सल्फर फीडस्टॉक एवं एरोमैटिक युक्त एफसीसी नाप्था पर परिचालन	5.5 एमएमटीपीए मुम्बई हाई क्रूड और 9.5 एमएमटीपीए अरब हैवी क्रूड के लिए संशोधित एवं इष्टतम एलपी चालनों पर आधारित
3.	डीएचडीटी	3.25 एमएमटीपीए	3.70 एमएमटीपीए	परिवर्तन नहीं	परिवर्तन नहीं	उच्च सल्फर एवं निम्न सिटेन एसआर गैस ऑयल एवं क्रैक्ड डीज़ल रेंज स्ट्रीम को बीएस III एवं IV विनिर्देशों में उन्नयन करना	लाइट नाप्था हाइड्रो संसाधन को डीज़ल हाइड्रोसंसाधन के भाग के तौरपर समझा गया एवं इस प्रकार बढ़ा।
4.	डीसीयू	3.18 एमएमटीपीए	3.00 एमएमटीपीए	परिवर्तन नहीं	परिवर्तन नहीं	हाई सल्फर शॅर्ट अवशिष्ट को आसुत एवं नाप्था में उन्नयन कर ईंधन तेल उत्पादन को कम करना	डीएचडीटी की बढ़ी हुई क्षमता को देखते हुए।
5.	सीएचटीयू	नियोजित नहीं	0.65 एमएमटीपीए	परिवर्तन नहीं	परिवर्तन नहीं	पीएफसीसीयू को एक फीडर इकाई के तौर पर डीसीयू और स्ट्रेट रन वीजीओ से एचसीजीओ भाप का प्रसंस्करण करना	एचसीयू रिवैम्पिंग की लम्बी शट डाउन अवधि के साथ उच्च संशोधनों पर काबू पाना

क्र.सं.	इकाईयां	वर्ष 2006	वर्ष 2008	वर्ष 2009	वर्ष 2010	उद्देश्य	संशोधन के कारण
6.	एचजीयू	47 केटीपीए	70 केटीपीए	परिवर्तन नहीं	परिवर्तन नहीं	प्रसंस्करण इकाई में हाइड्रोजन की आवश्यकता को पूरा करना	हाइड्रोजन की गंभीरता को ध्यान में रखते हुए लाभ के साथ लाइसेंसर डाटा के अनुसार वास्तविक आवश्यकता पर आधारित
7.	एसआरयू	315 टीपीडी	555 टीपीडी	परिवर्तन नहीं	परिवर्तन नहीं	अमाईन से सल्फर की वसूली	सीएचटीयू में हाइड्रो ट्रीटिंग पर विचार करते हुए क्षमता में वृद्धि
8.	एलओबीएस	0.25 एमएमटीपीए	छोड़ा गया	परिवर्तन नहीं	परिवर्तन नहीं	एमएच क्रूड वीजीओ और कोकर हैवी गैस ऑयल के प्रयोग द्वारा गैर रूपांतरित हाइड्रो क्रैकर बॉटम भाप से ल्यूब, ऑयल आदि का उत्पादन करना	लाइसेंसर से फीडबैक के आधार पर हटाया गया कि वांछित गुणवत्ता सम्भव नहीं थी और दीर्घावधिक बाजार वृद्धि से कम भी थी।
9.	पीपीयू	विचार नहीं किया गया	विचार नहीं किया गया	0.44 एमएमटीपीए	परिवर्तन नहीं	प्रोपीलीन से पॉलीप्रोपीलीन का उत्पादन करना	-
10.	एसपीएम	विचार नहीं किया गया	विचार नहीं किया गया	विचार नहीं किया गया	निहित	पास के मैंगलोर पोर्ट पर बड़े जहाज द्वारा आयातित क्रूड के सुचारू उन्मोचन सुनिश्चित करना	-

अनुबंध II

(पैराग्राफ 1.5 देखें)

2006 में अनुमानित लागत का विवरण और आगे संशोधन

(₹ करोड़ में)

क्र. सं.	विवरण	2006	2008	2009	2010
1	भूमि	10	91	91	91
2	साइट विकास	30	192	192	192
3	प्रक्रिया जानना कैसे/मूलभूत इंजीनियरिंग	76	109	109	109
4	पीएमसी/डेट.अभि./आदि	456	828	828	828
5	संयंत्र एवं मशीनरी	5,841	8,964	8,712	8,712
6	जल आपूर्ति एवं जन स्वास्थ्य	-	100	100	100
7	बिल्डिंग्स	30	50	50	50
8	निर्माण साइट सुविधाएं	29	45	45	45
9	स्वामी निर्माण अवधि व्यय	78	124	124	124
10	प्रारंभ एवं चालू करना	58	108	108	108
11	आकस्मिकता 10%	661	1,061	1,061	1,061
12	कार्यचालन पूंजी लाभ	120	153	153	153
13	वित्तीयन प्रभार	554	587	587	587
	कुल	**7,943**	**12,412**	**12,160**	**12,160**
14	पीपीयू	-	-	1804	1804
15	एसपीएम	-	-	-	1044
	कुल लागत	**7,943**	**12,412**	**13,964**	**15,008**

अनुबंध III

(पैराग्राफ 3.2 देखें)

अधिक उत्पादों के निर्यात के कारण राजस्व का परिकलन

उत्पाद	औसत घरेलू बिक्री मूल्य (₹ प्रति एमटी)	औसत निर्यात मूल्य (₹ प्रति एमटी)	औसत अंतर (₹ प्रति एमटी) [2]-[3]	निर्यातित मात्रा (एमटी)	कम उगाही (₹ करोड़ में) [4]x[5]	लागत (₹ प्रति एमटी)	अंतर (₹ प्रति एमटी) [7]-[3]	वसूली नहीं गई लागत (₹ करोड़ में) [8]x[5]
[1]	**[2]**	**[3]**	**[4]**	**[5]**	**[6]**	**[7]**	**[8]**	**[9]**
2011-12								
एटीएफ	49,031	48,328	703	8,30,000	58.35	48,268		
फर्नेस ऑयल	36,075	32,307	3,768	16,10,000	606.65	32,270		
एचएसडी	48,551	46,669	1,882	7,20,000		47,541	872	62.78
नाप्था	48,518	46,153	2,365	11,10,000		47,517	1,364	151.40
कुल					**665.00**			**214.19**
2012-13								
एटीएफ	55,382	54,314	1,068	11,40,000		54,354	40	4.56
एचएसडी	53,761	51,258	2,503	11,80,000		53,762	2,504	295.47
नाप्था	53,202	48,949	4,253	13,40,000		51,233	2,284	306.06
कुल					**0.00**			**606.09**
2013-14								
एटीएफ	59,473	58,014	1,459	14,10,000	205.72	57,140		
एचएसडी	56,696	57,253	-557	7,10,000		58,130	877	62.27
नाप्था	56,881	55,157	1,724	13,60,000	234.46	54,877		
कुल					**440.18**			**62.27**
2014-15								
एटीएफ	50,709	46,183	4,526	8,10,000		50,426	4,243	343.68
फर्नेस ऑयल	33,426	30,158	3,268	13,30,000	434.64	28,603		
एचएसडी	41,590	42,190	-600	6,30,000		46,308	4,118	259.43
नाप्था	52,057	44,511	7,546	9,70,000	731.96	43,403		
कुल					**1,166.61**			**603.12**
2015-16								
एटीएफ	31,274	27,746	3,528	5,70,000		29,565	1,819	103.68
फर्नेस ऑयल	19,702	17,316	2,386	3,00,000	71.58	15,110		
एचएसडी	29,319	24,925	4,394	3,80,000		26,965	2,040	77.52

एमएस बीएस III	39,415	34,856	4,559	20,000	9.12	28,838		
नाप्था	33,246	28,708	4,538	9,30,000	422.03	27,109		
कुल					**502.73**			**181.20**
कुल योग					**2,774.52**			**1,666.86**

अनुबंध IV

(पैराग्राफ 3.3 देखें)

डिजाइन प्राप्ति की गैर-उपलब्धि के कारण राजस्व की हानि

एचसीयू - I

मुख्य उत्पाद	डिजाइन प्राप्ति (*प्रतिशत*)	डिजाइन प्राप्ति (एमटी)	वास्तविक उत्पादन (एमटी)	अंतर [4]-[3]	प्रति एमटी बिक्री प्राप्ति (₹)	अंतर राशि (₹ करोड़ में) [5]x[6]
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]
2011-12 (फीड 13,58,308 एमटी)						
एलपीजी	2.62	35,588	37,255	1,667	44,298	7.39
नाप्था	15.51	2,10,674	2,77,379	66,705	48,518	323.64
केरोसीन एण्ड एचएसडी	81.61	11,08,515	9,83,657	-1,24,858	48,551	-606.20
2012-13 (फीड 13,85,747 एमटी)						
एलपीजी	2.62	36,307	40,938	4,631	52,543	24.33
नाप्था	15.51	2,14,929	3,15,252	1,00,323	53,202	533.74
केरोसीन एण्ड एचएसडी	81.61	11,30,908	8,52,407	-2,78,501	53,761	-1,497.25
2013-14 (फीड 14,64,476 एमटी)						
एलपीजी	2.62	38,369	46,101	7,732	58,468	45.21
नाप्था	15.51	2,27,140	3,27,193	1,00,053	56,881	569.11
केरोसीन एण्ड एचएसडी	81.61	11,95,159	8,55,698	-3,39,461	56,696	-1,924.61
2014-15 (फीड 14,50,229 एमटी)						
एलपीजी	2.62	37,996	29,597	-8,399	43,754	-36.75
नाप्था	15.51	2,24,931	2,59,564	34,633	52,057	180.29
केरोसीन एण्ड एचएसडी	81.61	11,83,532	10,12,214	-1,71,318	41,590	-712.51
राजस्व की कुल हानि - एचसीयू I						**-3,093.61**

एचसीयू - II

मुख्य उत्पाद	डिजाइन प्राप्ति (*प्रतिशत*)	डिजाइन प्राप्ति (एमटी)	वास्तविक उत्पादन (एमटी)	अंतर [4]-[3]	प्रति एमटी बिक्री प्राप्ति (₹)	अंतर राशि (₹ करोड़ में)[5]x[6]
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]
2011-12 (फीड 15,52,452 एमटी)						
एलपीजी	2.55	39,588	23,861	-15,727	44,298	-69.67
लाइट नाप्था	7.11	1,10,379	1,61,145	50,766	48,518	166.90
हेवी नाप्था	13.60	2,11,133	1,94,768	-16,365		
केरोसीन	27.60	4,28,477	2,57,272	-1,71,205	48,984	-838.63
डीज़ल	43.60	6,76,869	7,56,304	79,435	48,551	385.66
2012-13 (फीड 15,11,598 एमटी)						
एलपीजी	2.55	38,546	36,295	-2,251	52,543	-11.83
लाइट नाप्था	7.11	1,07,475	1,38,306	30,831	53,202	-22.16
हेवी नाप्था	13.60	2,05,577	1,70,581	-34,996		
केरोसीन	27.60	4,17,201	3,65,804	-51,397	55,034	-282.86
डीज़ल	43.60	6,59,057	5,46,771	-1,12,286	53,761	-603.66
2013-14 (फीड 15,46,985 एमटी)						
एलपीजी	2.55	39,448	46,653	7,205	58,468	42.13
लाइट नाप्था	7.11	1,09,991	1,62,717	52,726	56,881	255.70
हेवी नाप्था	13.60	2,10,390	2,02,617	-7,773		
केरोसीन	27.60	4,26,968	3,54,685	-72,283	58,133	-420.20
डीज़ल	43.60	6,74,485	5,60,714	-1,13,771	56,696	-645.04

2014-15 (फीड 16,67,480 एमटी)						
एलपीजी	2.55	42,521	39,500	-3021	43,754	-13.22
लाइट नाप्था	7.11	1,18,558	1,44,672	26114	52,057	-44.07
हेवी नाप्था	13.60	2,26,777	1,92,198	-34579		
केरोसीन	27.60	4,60,224	3,56,744	-103480	52,644	-544.76
डीज़ल	43.60	7,27,021	5,85,295	-141726	41,590	-589.44
राजस्व की कुल हानि - एचसीयू II						**-3,235.15**
कुल योग- एचसीआई 1 और एचसीयू 2 में राजस्व की हानि						**-6,328.76**

नोट: हेवी और लाइट नाप्था दोनों को अलग-अलग दरों के रूप में मानकर नाप्था के लिये औसत बिक्री प्रतिफल उपलब्ध नहीं है।

अनुबंध V ए

(पैराग्राफ 3.6.2 देखें)

पॉली प्रोपलीन इकाई चालू करने में विलम्ब के कारण हानि जिसके परिणास्वरूप प्रोपलीन का एलपीजी पूल में परिहार्य परिवर्तन हुआ (अगस्त 2014 से मई 2015)

अवधि	पीएफसीसीयू में आपूर्ति मात्रा (एमटी)	वास्तविक प्राप्ति (एमटी)	
		एलपीजी	प्रोपलीन
अगस्त 2014 से मार्च 2015	5,16,050	2,27,614	2,413
अप्रैल 2015	81,002	24,657	1,306
मई 2015	99,870	30,623	232
कुल	**6,96,922**	**2,82,894**	**3,951**
प्रोपलीन का वास्तविक उत्पादन (वास्तविक उत्पादन एमटी/कुल आपूर्ति मात्रा x 100)		**[ए]**	0.57%
डिजाइन प्राप्ति (*प्रतिशत* में)		**[बी]**	20.60%
प्रोपलीन की कम प्राप्ति **[बी]-[ए]**		**[सी]**	20.03%
प्रोपलीन की कमी (एमटी) (सी x पीएफसीसीयू में आपूर्ति मात्रा)		**[डी]**	1,39,615
वास्तव में उत्पादित प्रोपलीन (एमटी)		**[ई]**	3,951
प्रोपलीन जिसका उत्पादन होना चाहिए (एमटी) **[डी]+[ई]**		**[एफ]**	1,43,566
प्रोपलीन की डिजाईन प्राप्ति से पॉली-प्रोपलीन		**[जी]**	99.60%
पॉली प्रोपलीन की मात्रा प्राप्त नहीं की गई (एमटी) **[एफ]**x**[जी]**		**[एच]**	1,42,992

उत्पाद	लाभ ₹/ एमटी	मात्रा (एमटी)	हानि (₹)
कम उत्पादन किया गया पॉलीप्रोपलीन	31,005	1,42,992	4,43,34,66,960
कम: एलपीजी उत्पादन	4,215	1,43,566	(60,51,30,690)
लाभ की हानि			**3,82,83,36,270**

अनुबंध V बी

(पैराग्राफ 3.6.3 देखें)

पीपीयू (जून 2015 से मार्च 2016) चालू करने के बाद के बाद पीएफसीसीयू में प्रोपलीन की कम प्राप्ति के कारण हानि

अवधि	पीएफसीसीयू में आपूर्ति मात्रा (एमटी)	उत्पादन (एमटी)	
		एलपीजी	प्रोपलीन
जून 2015 से मार्च 2016	14,14,595	3,90,263	154611
प्रतिशतता में प्राप्ति (प्राप्ति/आपूर्त मात्रा x 100)		**[ए]**	10.93%
डिजाइन प्राप्ति (*प्रतिशत* में)		**[बी]**	20.60%
प्रोपलीन की कम प्राप्ति**[बी]-[ए]**		**[सी]**	9.67%
प्रोपलीन की कमी **[सी]x आपूर्त मात्रा**		**[डी]**	136791
प्रोपलीन की डिजाईन प्राप्ति से पोली-प्रोपलीन		**[ई]**	99.60%
पोली प्रोपलीन की मात्रा प्राप्त नहीं की गई **[ई] x [डी]**		**[एफ]**	1,36,244

उत्पाद	लाभ ₹ / एमटी	मात्रा (एमटी)	हानि (₹)
कम उत्पादन किया गया पॉलीप्रोपलीन	31,005	1,36,244	4,22,42,45,220
कम: एलपीजी उत्पादन	4,215	1,36,791	(57,65,74,065)
लाभ की हानि			**3,64,76,71,115**

अनुबंध VI

(पैरा 4.3.2 देखें)

इकाई-वार कुल कामबंदी घंटों का विवरण

(घंटों में)

क्र. सं.	इकाई	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16
1.	क्रूड डिस्टलेशन इकाई-1				30
2.	क्रूड डिस्टलेशन इकाई-2		25	28	9
3.	क्रूड डिस्टलेशन इकाई-3		563	720	326
4.	हाइड्रोक्रैकर इकाई-1	30	99	32	99
5.	हाइड्रोक्रैकर इकाई-2		128		67
6.	डीज़ल हाइड्रो डीसल्फराइज़ेशन इकाई		309	362	73
7.	कोकर हेवी गैस ऑयल हाइड्रोट्रीटर			235	173
8.	पैट्रो-फ्लूड कैटलिटिक क्रैकिंग इकाई			272	166
9.	डिलेड कोकिंग इकाई			395	52
10.	पॉली प्रोपलीन इकाई				63
11.	गैस ऑयल हाइड्रो डीसल्फराइज़र इकाई		42		73
12.	आइसोमराइज़ेशन इकाई		36		146
13.	कन्टिन्यूअस कैटलिटिक रिफॉर्मिंग-1		34		70
14.	कन्टिन्यूअस कैटलिटिक रिफॉर्मिंग-2		17		34
	कुल	**30**	**1,253**	**2,044**	**1,381**

शब्दावली एवं संकेताक्षर

शब्दावली

क्र.सं.	मद	विवरण
1.	क्रूड डिस्टलेशन इकाई (सीडीयू)	सामान्य वायुमण्डलीय दबाव पर महत्वपूर्ण डिस्टलेशन (एलपीजी, नाप्था , केरोसीन, डीज़ल आदि) और कच्चे तेल से गाद साफ और अलग करना। इसके अतिरिक्त विभिन्न भाग अन्य इकाईयों में संसाधित किये जाते हैं।
2.	कन्टिन्यूअस कैटलिटिक रिफॉर्मिंग इकाई (सीसीआर)	यह निम्न ऑक्टेन मूल्य नाप्था को उच्च ऑक्टेन उत्पादों में परिवर्तित करती है।
3.	डिलेड कोकर इकाई (डीसीयू)	निम्न मूल्य रेसिडयू को महत्वपूर्ण उत्पादों (नाप्था , डीज़ल और कोकर गैस ऑयल) और पेट कोक में परिवर्तित करती है।
4.	डीज़ल हाइड्रो डीसल्फराइज़ेशन ट्रीटिंग इकाई (डीएचडीटी)	इकाई विभिन्न इकाईयों से प्राप्त उत्पाद की सल्फर, नाइट्रोज़न और धातु अशुद्धता को हटाती है।
5.	ईंधन और हानि	ईंधन और हानि उस लागत को संदर्भित करती है जो लागत रिफाइनरियों द्वारा रिफाइनरियों को चलाने में लगे ईंधन के कारण और पैट्रोलियम उत्पादों को कच्चे तेल में संसाधित करते समय प्रणाली में लगे ईंधन में लगती है।
6.	गैस ऑयल हाइड्रो डी-सल्फराइज़ेशन (जीओएचडीएस) यूनिट	लाइट गैस ऑयल (एलजीओ), हेवी गैस ऑयल (एचजीओ) और वैक्यूम गैस तेल (वीजीओ) से सल्फर को अलग करती है। जो डीज़ल की सल्फर विशेषता को पूर्ण करने के लिये अल्ट्रा-लो सल्फर डीज़ल में परिवर्तित किया जाता है।
7.	सकल रिफाइनरी लाभ (जीआरएम)	सकल रिफाइनरी लाभ (जीआरएम), ऑयल रिफाइनरी (आऊटपुट) से निकलने वाले पैट्रोलियम उत्पादों के कुल मूल्य और पेट्रोलियम उत्पाद के उत्पादन हेतु प्रयोग किये गये कच्चे तेल के मूल्य के बीच अंतर है। जीआरएम प्रति बैरल यूएस डॉलर में विशेष रूप से प्रस्तुत किया गया है।
8.	हेवी कोकर गैस ऑयल हाइड्रोट्रीटिंग इकाई (सीएचटीयू)	यह इकाई पीएफसीसीयू अनुप्रवाह हेतु आपूर्ति करने वाली इकाई है। यह पीएफसीसी इकाई अनुप्रवाह हेतु लो सल्फर आपूर्ति स्टॉक, लो नाइट्रोजन फीड हाइड्रो ट्रीटेड हेवी कोकर गैस ऑयल की आपूर्ति करती है।
9.	हाइड्रोक्रैकर इकाई (एयसीयू)	इकाई जिसमें वीडीयू और विज़-ब्रेकर इकाइयों से वीजीओ के हेवी फ्रेक्शन को हाइड्रोजन के प्रयोग से हल्के अधिक मूल्यवान मध्य डिस्टलेशन में परिवर्तित किया जाता है।
10.	हाइड्रोजन उत्पादन इकाई (एचजीयू)	नाप्था के वाष्प सुधार द्वारा हाइड्रोजन का उत्पादन किया जाता है।
11.	लाइट या हैवी कच्चा तेल	उच्च एपीआई (अमेरिकन पैट्रोलियम इंडेक्स) वाला कच्चा तेल हल्का कच्चा तेल है और निम्न एपीआई वाला कच्चा तेल भारी कच्चा तेल है।

12.	लम्प सम टर्न की (एलएसटीके)	एलएसटीके ठेके में, ठेकेदार को परियोजना/परिसंपत्ति सौंपने तक सभी संबंधित जोखिमों सहित निर्धारित लागत पर कार्य/सेवाएं प्रदान की जाती हैं।
13.	ओपन बुक निष्पादन (ओबीई)	ओबीई ठेके में, कार्य/सेवाओं के खरीददार और विक्रेता उस पारिश्रमिक लागत और अंतर पर सहमत होता है जो आपूर्तिकर्ता इस लागत में जोड़ सकता है। परियोजना सहमत अंतर सहित वास्तविक लागत के आधार पर उपभोक्ता को इनवॉइस की जाती है।
14.	पैट्रोकैमिकल फ्लूअडाइज़्ड कैटलिटिक क्रैकिंग इकाई (पीएफसीसीयू)	एचसीयू से अपरिवर्तित तेल से ईंधन गैस, एलपीजी, पोलीमर ग्रेड प्रोपलीन, नाप्था और लाइट साइकिल तेल, सीएचटीयू से हाइड्रो-ट्रीटेड हेवी कोकर गैस ऑयल और सीडीयू/वीडीयू से निम्न सल्फर वीजीओ का उत्पादन करती है।
15.	पॉली-प्रोपलीन इकाई (पीपीयू)	प्रोपलीन, पीएफसीसीयू के आउटपुट से पॉली प्रोपलीन के उत्पादन हेतु पेट्रोकेमिकल इकाई
16.	सल्फर रिकवरी इकाई	इकाई आपूर्ति से सल्फर रिकवर करती है।
17.	स्वीट और सॉर कच्चा तेल	निम्न सल्फर तत्व वाला कच्चा तेल स्वीट कच्चा तेल कहलाता है और उच्च सल्फर तत्व वाला कच्चा तेल सार कच्चा तेल कहलाता है।
18.	उत्पादन क्षमता	ऑयल रिफाइनरी में आपूर्त किये गये कच्चे तेल की कुल टन मात्रा उसकी उत्पादन क्षमता है।
19.	वैक्यूम डिस्टलेशन इकाई (वीडीयू)	सीडीयू के गाद से महत्वपूर्ण गैस तेल को कच्चे तेल के अवशिष्ट से अलग करती है।
20.	विज़-ब्रेकर इकाई (वीबीयू)	हल्के, गाढ़ापन कम किये गये उत्पादों को थर्मल क्रैकिंग द्वारा वैक्यूम डिस्टलेशन कॉलम के गाद से निकलने वाले छोटे-छोटे रेसिडयू को अपग्रेड करती है।

संकेताक्षर

संक्षिप्त रूप	अर्थ
एटीएफ	एविएशन टर्बाइन फ्यूल
सीसीआर	कन्टिन्यूअस कैटलिटिकरिफॉर्मिंग इकाई
सीडीयू	क्रूड डिस्टलेशन इकाई
सीएचटीयू	हेवी कोकर गैस ऑयल हाइड्रोट्रीटिंग इकाई
सीपीपी	कैप्टिव पावर प्लांट
डीसीयू	डिलेड कोकर इकाई
डीएफआर	विस्तृत व्यावहारिकता रिपोर्ट
डीएचडीटी	डीज़ल हाइड्रो डीसल्फराइज़ेशन ट्रीटिंग इकाई
जीओएचडीएस	गैस ऑयल हाइड्रो डी-सल्फराइज़र
जीआरएम	सकल रिफाइनरी लाभ
एचसीयू	हाइड्रो क्रैकर यूनिट
एचजीयू	हाइड्रोजन उत्पादन इकाई
एचएसडी	उच्च गति डीज़ल
आईआरआर	रिटर्न की आंतरिक दर
एलओबीएस	ल्यूब ऑयल बेस स्टॉक
एलपीजी	द्रवीकृत पेट्रोलियम गैस
एलएसटीके	लम्प सम टर्न की
एमएस	मोटर स्पिरिट
ओबीई	ओपन बुक निष्पादन
ओआईडीबी	तेल उद्योग विकास बोर्ड
पीएईसी	परियोजना मूल्यांकन और निष्पादन समिति
पीएफसीसीयू	पेट्रोकेमिकल फ्लूडाइज़्ड कैटलिटिक क्रैकिंग इकाई
पीएमसी	परियोजना प्रबंधन सलाहकार
पीपीयू	पॉलीप्रोपलीन इकाई
एसपीएम	सिंगल पॉइन्ट मूरिंग
एसआरयू	सल्फर रिकवरी इकाई
यूसीओ	अनकनवर्टेड ऑयल
वीबीयू	विज़-ब्रेकर इकाई
वीडीयू	वैक्यूम डिस्टलेशन इकाई
वीजीओ	वैक्यूम गैस तेल
वीएलसीसी	बहुत बड़ा कच्चा तेल जलयान

© भारत के नियंत्रक एवं महालेखापरीक्षक
www.cag.gov.in