ÍNDICE DE REVISÕES

REV.	DESCRIÇÃO E/OU FOLHAS ATINGIDAS
0	Edição original.
A	Inserido os itens 5.3 e o 10.4.
B	Inserido a quantidade de profissionais por posto

	REV. 0	REV. A	REV. B	REV. C	REV. D	REV. E	REV. F	REV. G	REV. H
DATA	28/04/2026	05/06/2026	11/06/2026						
PROJETO	-----	-----	-----						
EXECUÇÃO	ZMAN	ZMAN	ZMAN						
VERIFICAÇÃO	YRUY	YRUY	YRUY						
APROVAÇÃO	YRUY	YRUY	YRUY						

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.

Sumário

1 ESCOPO 3
2 DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA 3
3 TERMOS DE DEFINIÇÕES 3
4 LOCAIS DE PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS 3
5 DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES 4
6 REQUISITOS TÉCNICOS COMPLEMENTARES 17
7 REQUISITOS PROFISSIONAIS DA EQUIPE 20
8 MOBILIZAÇÃO E JORNADA DE TRABALHO 21
9 SUBCONTRATAÇÃO 21
10 CRITÉRIOS DE MEDIÇÃO 22
11 OBRIGAÇÕES DA CONTRATADA 26
12 OBRIGAÇÕES DA PETROBRAS 27

1 ESCOPO

O objetivo desta Especificação Técnica é, em complemento ao Contrato, descrever o escopo da CONTRATADA e da PETROBRAS, estabelecendo, atribuições e responsabilidades técnicas na execução dos Serviços de emissão de relatórios técnicos com base nas análises e interpretações de imagens de radares, câmeras e outros sensores remotos para monitoramento oceânico, incluindo, como obrigação associada, a disponibilização integral das imagens no seu formato original georreferenciado, e serviço de apoio operacional de engenharia – posto de serviço de turno.

2 DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

Lei 13.303/16 - Lei das Estatais.
Parecer Técnico nº 179/2017-COPROD/CGMAC/DILIC
Termo de Compromisso (TOG)
Anexo II.3.1-1 Critérios para acionamento do PEVO pelo monitoramento remoto

3 TERMOS DE DEFINIÇÕES

- AOI – *Area of interesting*: área de interesse em monitorar
- ArcGIS PRO – *Software* para Sistema de Informações Geográficas
- CTF – Cadastro Técnico Federal
- EULA – *End User License Agreements*
- FTP - *File Transfer Protocol*
- GIS – Sistema de Informações Geográficas
- MEQ – Margem Equatorial
- OceanOp – Oceanografia Operacional, com site na intranet Petrobras
- OCE – Gerência de Operação e Controle da Emergência
- Polarização VV – Modo de aquisição de imagens por Radar de Abertura Sintética (SAR) no qual o sinal eletromagnético é transmitido e recebido com polarização vertical.
- SAMC - Sistema de Apoio à Medição Contratual
- SAR – Radar de Abertura Sintética
- SSE – Definido no texto como: Sul e Sudeste Brasileiros (dif. de SU-Sudeste)
- RMA – Relatório Mensal de Atividades

4 LOCAIS E MODELO DE PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS

Os serviços referentes aos itens 5.1 e 5.2, objeto deste contrato, serão prestados nas dependências da CONTRATADA, que deverá dispor de todos os recursos necessários à sua execução, incluindo infraestrutura física adequada, condições de segurança do trabalho, acesso à internet e telecomunicações, bem como atendimento integral aos Requisitos de Conectividade e Segurança da Informação da PETROBRAS aplicáveis a ambientes externos.

4.2 Os serviços referentes ao item 5.3 serão prestados de forma presencial, por meio de postos de trabalho em regime de turno ininterrupto, compreendendo 24 (vinte e quatro) horas por dia e 7 (sete) dias por semana.

4.2.1 A prestação dos serviços ocorrerá nas instalações da PETROBRAS onde a LOEP possuir atividades, conforme demanda.

4.2.2 Para fins deste contrato, considera-se posto de trabalho em turno a disponibilização contínua de profissional qualificado, em escala de revezamento, de modo a garantir a cobertura integral do período contratado.

4.2.3 A CONTRATADA será responsável pela gestão dos horários, dimensionamento das equipes e escalas de trabalho dos prestadores de serviço, assegurando a continuidade operacional, a prontidão e o atendimento às demandas nos prazos e condições estabelecidos.

4.2.4 A PETROBRAS disponibilizará, para execução dos serviços presenciais, estações de trabalho com acesso à rede corporativa interna, bem como recursos de impressão quando necessário.

4.2.5 Mediante necessidade e prévia autorização do gestor ou da fiscalização do contrato, os serviços poderão ser executados em outras localidades ou em horários distintos dos inicialmente previstos.

4.2.6 A CONTRATADA deverá garantir a continuidade da prestação dos serviços, inclusive em feriados locais ou nacionais, sem prejuízo dos níveis de serviço acordados.

5 DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

5.1. EMISSÃO DE RELATÓRIO TÉCNICO POR MEIO DA ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO DE IMAGENS

5.1.1 A CONTRATADA será responsável pela programação de imagens, aquisição, processamento, análise e interpretação de imagens orbitais destinadas à observação da qualidade das águas, com vistas à identificação de feições ou manchas na superfície oceânica, incluindo aquelas de origens petrogênicas, biogênicas e outras, tendo como finalidade a elaboração e disponibilização à PETROBRAS do Relatório Técnico de Imagem Orbital, o qual constitui a entrega técnica obrigatória decorrente da execução destes serviços, para fins de verificação do cumprimento contratual e medição.

5.1.2 A análise e interpretação das imagens orbitais deverão contemplar a identificação de feições ou manchas na superfície oceânica, a detecção de indícios de derramamento de óleo ou outros, a diferenciação entre feições de origem petrogênica e aquelas associadas a fenômenos naturais oceano-meteorológicos, além da caracterização e quantificação das feições identificadas, quando aplicável, devendo também ser registradas, de forma sistemática, as informações relevantes para subsidiar avaliações ambientais e operacionais, tais como dados de ventos, correntes e ondas obtidos prioritariamente no site de Oceanografia Operacional da PETROBRAS.

5.1.3 A CONTRATADA deverá elaborar relatórios técnicos decorrentes da análise e interpretação das imagens orbitais, contendo, no mínimo, a imagem orbital processada, a descrição da imagem analisada, a identificação e a classificação preliminar das feições observadas, a localização geográfica das ocorrências, as dimensões estimadas das feições, o horário de aquisição da imagem, a identificação do satélite e do sensor utilizados, a interpretação técnica dos resultados obtidos, bem como conclusões e recomendações, quando aplicável. A CONTRATADA deverá observar o *layout* estabelecido pela PETROBRAS, considerando que todas as informações nele previstas constituem requisitos mínimos obrigatórios para a elaboração do relatório técnico.

5.1.4 Os serviços de geoprocessamento e interpretação de imagens orbitais deverão resultar na emissão de Relatório Técnico de Imagens Orbitais, o qual deverá contemplar o acompanhamento do cronograma de aquisição de imagens, a avaliação da possibilidade de aquisição junto aos fornecedores, o tratamento da base matricial por meio de processamento digital, a composição da imagem orbital final, a pesquisa e identificação de feições com potencial de ser derramamento de óleo, a análise de feições associadas a fenômenos oceano-meteorológicos, a descrição e quantificação das feições identificadas, quando aplicável, bem

como a emissão do relatório técnico contendo a imagem tratada e o envio à PETROBRAS dentro do prazo estabelecido.

5.1.5 A CONTRATADA deverá executar a atualização e compilação dos dados provenientes das interpretações realizadas, incluindo o registro histórico das feições detectadas, a consolidação das informações operacionais associadas, a consolidação dos resultados obtidos e a garantia da rastreabilidade das análises realizadas.

5.1.6 A CONTRATADA deverá propor e/ou adaptar, conforme especificações técnicas e manter padrões gráficos para utilização em Sistemas de Informações Geográficas (SIG/GIS), incluindo a definição de simbologia, padronização cartográfica, *templates* de mapas e *layouts* de relatórios, assegurando uniformidade visual e consistência técnica dos produtos gerados.

5.1.7 A CONTRATADA deverá desenvolver, manter e gerenciar soluções baseadas em Sistemas de Informações Geográficas, incluindo a organização de camadas geoespaciais, a integração de dados orbitais, a disponibilização de dados geográficos e a atualização contínua das bases cartográficas utilizadas nas análises.

5.1.8 A CONTRATADA deverá manter planilhas e bancos de dados atualizados, contemplando o registro das análises realizadas, o histórico de detecções, a geração de indicadores operacionais, a elaboração de análises críticas e a consolidação dos resultados, incluindo o registro das imagens analisadas, das feições identificadas e das comunicações realizadas à PETROBRAS.

5.1.9 Após a aquisição da imagem bruta, a CONTRATADA deverá realizar a análise e interpretação e disponibilizar à PETROBRAS o respectivo Relatório Técnico contendo as informações pertinentes, mesmo quando não forem identificadas feições, no prazo máximo de 45 (quarenta e cinco) minutos contados a partir do horário de aquisição da imagem bruta (T_0), conforme registro do fornecedor da imagem.

5.1.10 Caso seja identificada qualquer feição na imagem analisada, a CONTRATADA deverá comunicar a ocorrência à PETROBRAS, por e-mail e contato telefônico, no prazo máximo de 15 (quinze) minutos contados a partir da identificação da feição, sem prejuízo do prazo máximo estabelecido no item 5.1.9 para entrega do Relatório Técnico.

5.1.11 Após a comunicação inicial, a CONTRATADA deverá encaminhar à PETROBRAS o arquivo geoespacial em formato *shapefile* contendo a delimitação da feição identificada no prazo máximo de 30 (trinta) minutos contados a partir da identificação da feição, permanecendo inalterado o prazo máximo estabelecido no item 5.1.9 para disponibilização do Relatório Técnico completo.

5.1.12 Para fins de acompanhamento da execução dos serviços, verificação do cumprimento dos prazos estabelecidos e controle das entregas previstas neste item, a CONTRATADA deverá observar a sequência cronológica das etapas compreendidas entre a aquisição da imagem orbital e a disponibilização do respectivo Relatório Técnico à PETROBRAS, bem como os respectivos prazos máximos de execução, quando aplicável, conforme disposto na Tabela 1.

Tabela 1 - Cronologia das fases

Etapa	Marco Operacional	Descrição	Prazo Máximo	Marco Inicial de Contagem
1	Aquisição da Imagem Bruta (T_0)	Recebimento da imagem orbital adquirida junto ao fornecedor	-	Registro de aquisição da imagem
2	Análise e Interpretação	Processamento digital e interpretação da imagem orbital	Até 45 min	A partir de T_0
3	Comunicação de Feição (quando aplicável)	Comunicação à PETROBRAS em caso de identificação de feição	Até 15 min	A partir da identificação da feição
4	Envio de Shapefile (quando aplicável)	Envio do arquivo geoespacial contendo a delimitação da feição identificada	Até 30 min	A partir da identificação da feição
5	Disponibilização do Relatório Técnico	Entrega do Relatório Técnico de Imagem Orbital à PETROBRAS	Até 45 min	A partir de T_0

5.1.13 Os Relatórios Técnicos de Imagem Orbital que não atenderem integralmente aos requisitos técnicos estabelecidos nos itens 5.1 e 5.2 desta Especificação Técnica, com exceção do prazo de disponibilização previsto no item 5.1.9, poderão ser objeto de solicitação de revisão ou refazimento pela PETROBRAS.

5.1.14 Nos casos em que for identificada não conformidade técnica no Relatório Técnico disponibilizado, a PETROBRAS poderá solicitar formalmente à CONTRATADA o seu refazimento, devendo esta proceder com nova análise e interpretação da imagem orbital correspondente e disponibilizar nova versão do relatório corrigido.

5.1.15 Na hipótese de solicitação de refazimento do Relatório Técnico por não atendimento aos requisitos técnicos mínimos estabelecidos nesta Especificação Técnica, os prazos para disponibilização previstos no item 5.1.9 serão reiniciados, passando a ser considerados a partir do momento da comunicação formal da solicitação de refazimento pela PETROBRAS.

5.1.16 O refazimento do Relatório Técnico solicitado nos termos do item 5.1.14 não implicará em nova medição ou pagamento adicional, sendo considerado como parte integrante da entrega originalmente prevista.

5.2. PROGRAMAÇÃO, AQUISIÇÃO E DISPONIBILIZAÇÃO DE IMAGENS

As imagens orbitais adquiridas pela CONTRATADA para fins de execução dos serviços descritos no item 5.1 deverão atender integralmente aos requisitos técnicos mínimos estabelecidos neste item, sendo tais requisitos considerados como condição necessária para sua utilização na análise e interpretação e para a consequente elaboração do Relatório Técnico de Imagem Orbital, para fins de verificação do cumprimento contratual e medição dos serviços executados.

5.2.1 Disponibilidade de Imagens Radar de Abertura Sintética (SAR) Orbitais

5.2.1.1 Sinal e Polarização: As imagens utilizadas na prestação dos serviços deverão ser adquiridas por sensores radar operando nas bandas C e/ou X, compreendidas aproximadamente entre 3,7 e 12 GHz. As imagens orbitais deverão ser capturadas e disponibilizadas com polarização VV.

5.2.2 Imagens sobre as áreas ao largo do sul e sudeste brasileiros, dentre outras

5.2.2.1 Definição das áreas de monitoramento: as áreas e subáreas de monitoramento foram definidas a partir das envoltórias dos buffers, correspondentes a zonas de amortecimento com raios de até 24 milhas náuticas (MN), centrados nas Unidades Marítimas (UM), tais como sondas de perfuração, plataformas de produção e demais instalações que se encontravam em atividade para a PETROBRAS. Todas as áreas mencionadas encontram-se delimitadas em arquivos geográficos específicos, disponibilizados em anexo.

Nota 1: O interior de cada uma dessas envoltórias será doravante denominado apenas como *buffer*.

5.2.2.1.1 As áreas de rotina prioritária, demandadas por órgão ambiental, correspondem à Bacia de Campos (BC) e à Bacia de Santos (BS) e estão representadas na Figura 1.

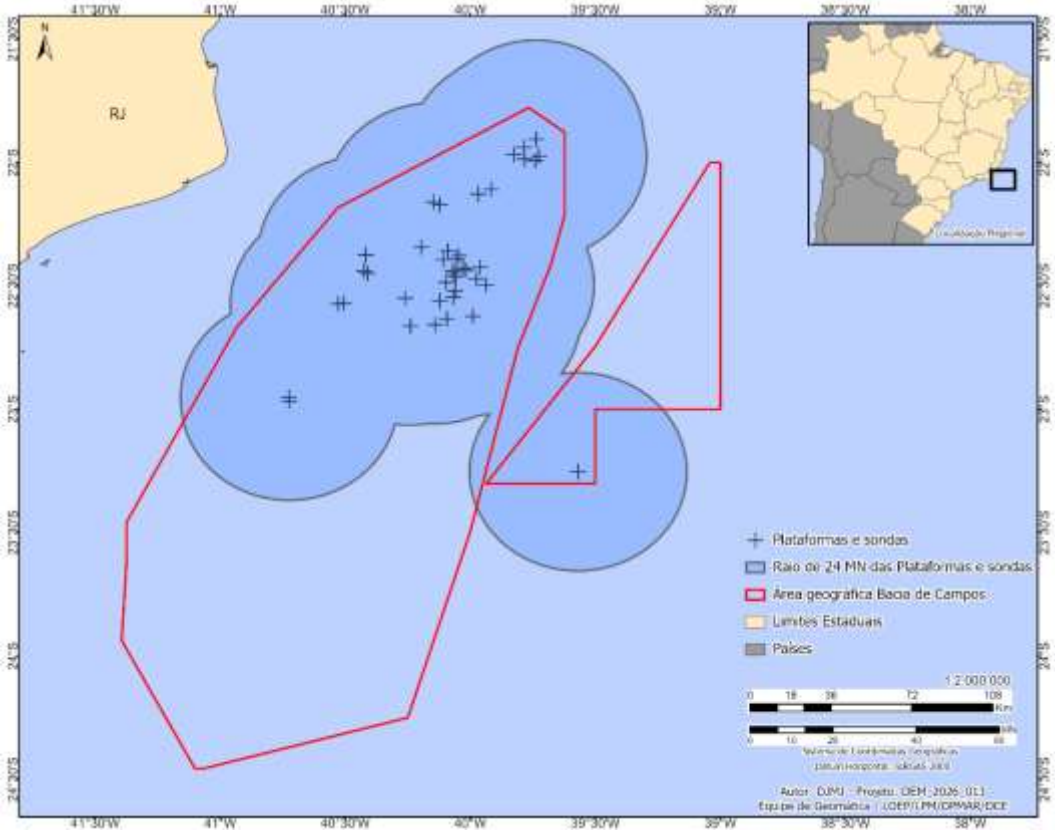


Figura 1 - Área sobre a Bacia de Campos

5.2.2.1.2 A Subárea Central sobre a Bacia de Campos (BC) e suas proximidades, incluindo o respectivo *buffer*, deverá ser coberta rotineiramente por imagens orbitais, conforme demanda da PETROBRAS, estando essa área sujeita a alterações a qualquer tempo.

5.2.2.1.3 Considerando a impossibilidade de conhecimento prévio da posição das Unidades Marítimas em atividade futura, a CONTRATADA deverá adotar como área máxima passível de cobertura a totalidade da área geográfica considerada, acrescida de um *buffer* de 24 milhas náuticas a partir de seus limites.

5.2.2.1.4 A área sobre a Bacia de Santos (BS) está representada na Figura 2 estando essa área sujeita a alterações a qualquer tempo.

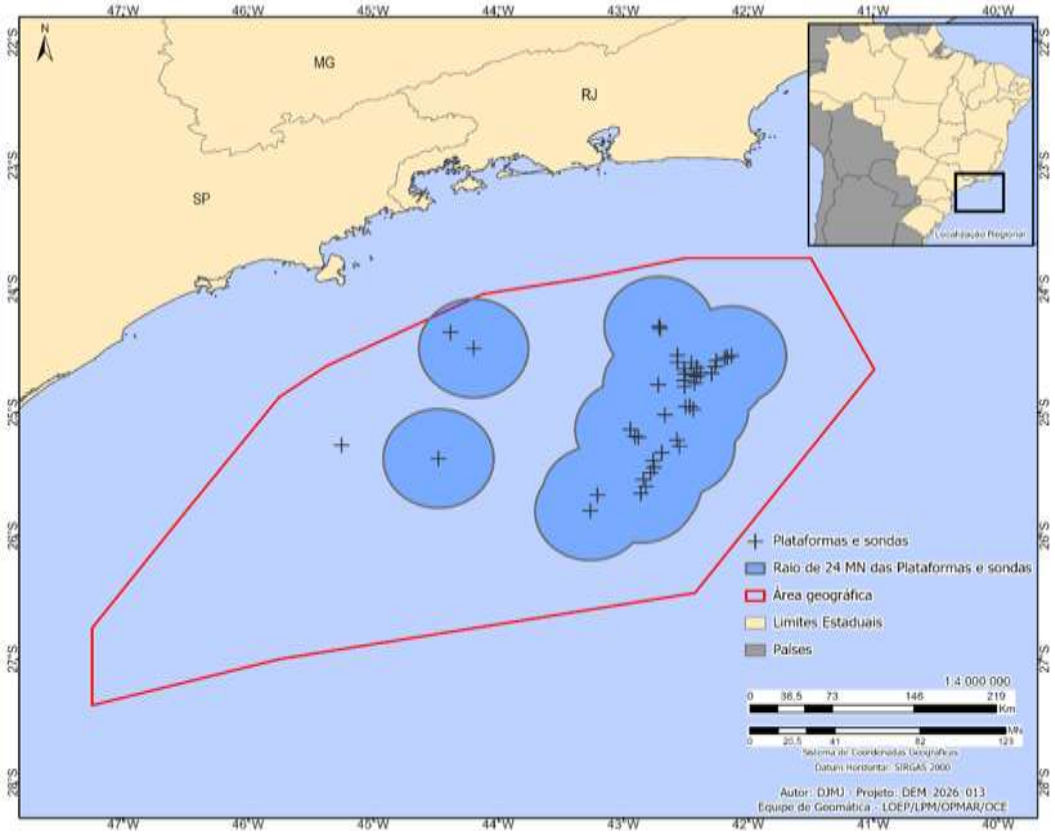


Figura 2 – Área sobre a Bacia de Santos

5.2.2.1.5 A área sobre a Bacia do Espírito Santo (BES) está representada na Figura 3 e será monitorada rotineiramente sob demanda da PETROBRAS. Porém, sem prioridade no momento. Essa condição poderá ser alterada a qualquer tempo, assim como os limites da área de monitoramento.

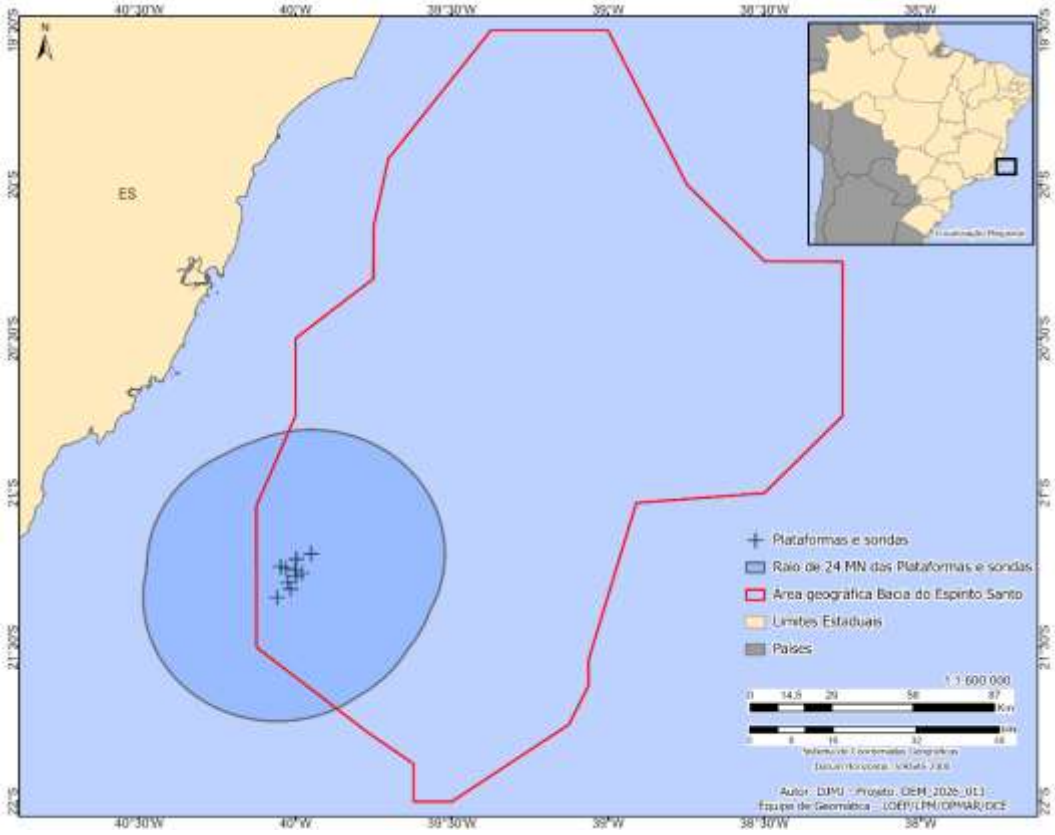


Figura 3 - Área sobre a Bacia do Espírito Santo

Nota 2: ArcGIS/SIRGAS 2000 refere-se ao uso do software ArcGIS com dados geográficos referenciados ao sistema geodésico SIRGAS 2000, padrão oficial adotado no Brasil. Essa combinação define o ambiente de geoprocessamento e o sistema de coordenadas utilizado, garantindo o posicionamento correto e a compatibilidade entre mapas e bases cartográficas.

Nota 3: Todas as áreas e respectivas proximidades poderão ser doravante referidas apenas como subáreas, ficando subentendido que as áreas adjacentes correspondentes aos seus buffers também estão incluídas no escopo de monitoramento, conforme indicado nos mapas apresentados adiante.

5.2.3 Revisitas no Sul e Sudeste (SSE): periodicidade e percentual de recobrimento

5.2.3.1 No monitoramento rotineiro prioritário atual - abril/2026, o período máximo permitido entre coberturas consecutivas é de 48h 00min 00s, e cada uma dessas coberturas deverá abranger 100,00000% das subáreas com atividade e seus *buffers*, sendo que as casas decimais representam a precisão requerida nas coberturas. O monitoramento rotineiro obrigatório poderá vir a incluir áreas sobre a BES, a partir de solicitação de órgão ambiental, ocasião em que a PETROBRAS fará o comunicado à CONTRATADA.

5.2.3.2 Monitoramento avulso: neste caso, o período máximo de revisita, em quaisquer outras áreas, é de 24 horas, tomando como base a latitude do Equador. Esse caso inclui locais que não estejam atualmente em monitoramento rotineiro, sendo que a necessidade de cobertura poderá decorrer de emergências ambientais, exercícios de combate ao derramamento de óleo, entre outras situações.

5.2.3.3 Falhas de periodicidade em rotinas, multas e outros casos

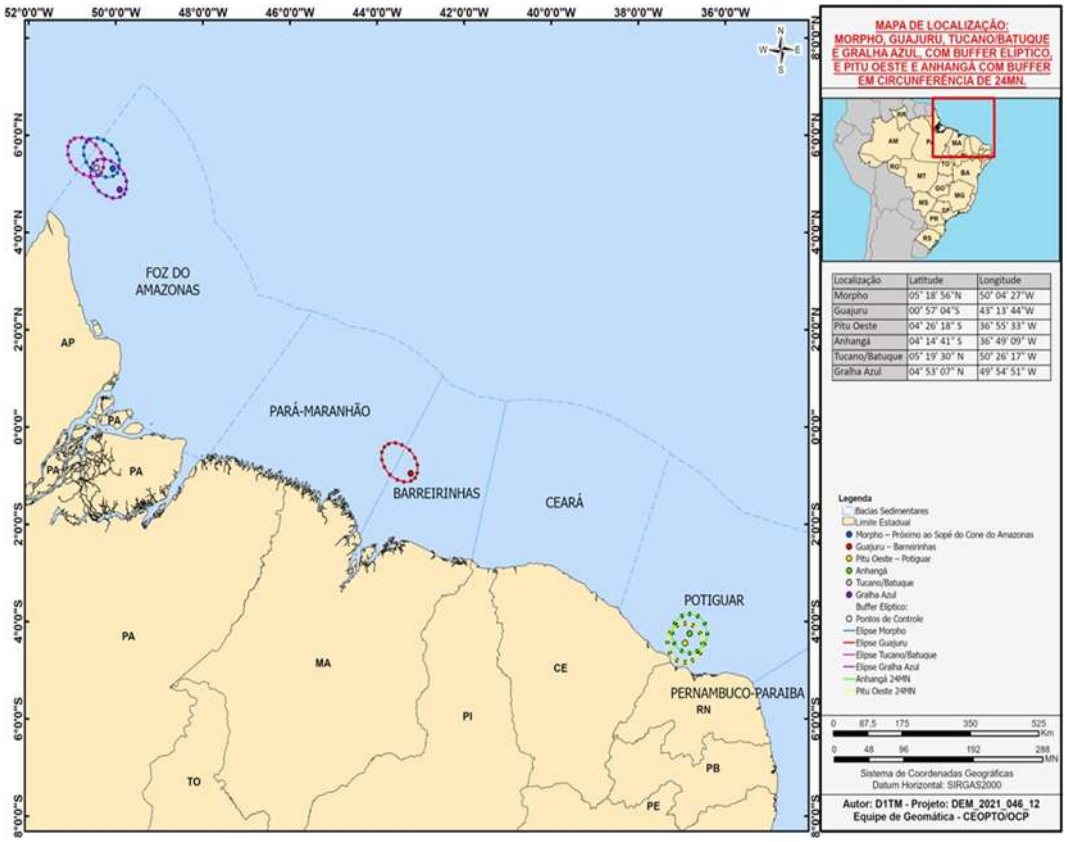
5.2.3.3.1 No monitoramento rotineiro, a Bacia de Campos e a Bacia de Santos possuem a mesma prioridade, sendo ambas prioritárias em relação à Bacia do Espírito Santo e suas proximidades, por ora. Assim, em caso de impossibilidade de mapeamento simultâneo de todas as áreas, seja

por conflito de imageamento ou outras limitações operacionais, deverá ser mantido o foco nas áreas da BC e da BS, até segunda ordem da PETROBRAS.

5.2.4 ÁREAS E PERÍODOS DE INTERESSE NA MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA (MEQ)

5.2.4.1 Quando houver atividade de exploração, entre outras, e sob demanda da PETROBRAS, ao longo do prazo do Contrato, estão previstas algumas áreas a serem cobertas por imagens orbitais, localizadas ao largo da costa norte brasileira, aqui denominada Margem Equatorial (MEQ). A Figura 4 demonstra a Margem Equatorial.

Nota 4: A localização das áreas poderá sofrer alterações, ocasiões nas quais a PETROBRAS fará atualizações, devido a futuras atividades exploratórias.



Localização	Latitude	Longitude
Morpho	05° 18' 56" N	50° 04' 27" W
Guajuru	00° 57' 04" S	43° 13' 44" W
Pitu Oeste	04° 26' 18" S	36° 55' 33" W
Anhangá	04° 14' 41" S	36° 49' 09" W
Tucano/Batuque	05° 19' 30" N	50° 26' 17" W
Gralha Azul	04° 53' 07" N	49° 54' 51" W

Figura 4 – Projeto de monitoramento orbital (AOI) nas proximidades estimadas da Margem Equatorial.

5.2.4.2 *Buffers* e Áreas de Interesse (AOI - *Areas Of Interesting*)

5.2.4.2.1 Cada uma das áreas de monitoramento normal, ou após a perfuração, ou em situação de emergência, deverá corresponder a uma área de amortecimento (buffer) com cobertura orbital, doravante denominada “cobertura”, situada no entorno dos locais a serem determinados ao longo do Contrato, onde estará posicionada pelo menos uma Unidade Marítima.

5.2.4.2.2 Cada *buffer* pode estar compreendido em elipses ou círculos, a critério da PETROBRAS. A geometria será selecionada em função das especificidades locais e poderá ser alterada ao longo do contrato, em decorrência de sazonalidades ou outros fatores operacionais.

5.2.4.2.3 As elipses poderão representar derivas predominantes para noroeste (NW) ou para oeste (W), enquanto, no caso de círculos, serão consideradas derivas em qualquer direção. As configurações elípticas estão apresentadas nas Figuras 5 e 6, sendo que as coordenadas de cada locação corresponderão ao foco F2 situado mais a sudeste ou mais a leste, conforme o tipo

de elipse adotado. Para a configuração circular, será considerado um raio de 24 MN ao redor da Unidade Marítima.

5.2.4.2.4 A princípio, a elipse de deriva principal para NW deverá ser utilizada nas Bacias da Foz do Amazonas e de Barreirinhas, conforme demonstrado na Figura 5, enquanto as derivas em qualquer direção ou de deriva principal para W deverão ser aplicadas na Bacia Potiguar, demonstrada na Figura 6, em função da presença de vórtice oceânico (ver Apêndice) e da proximidade do litoral.

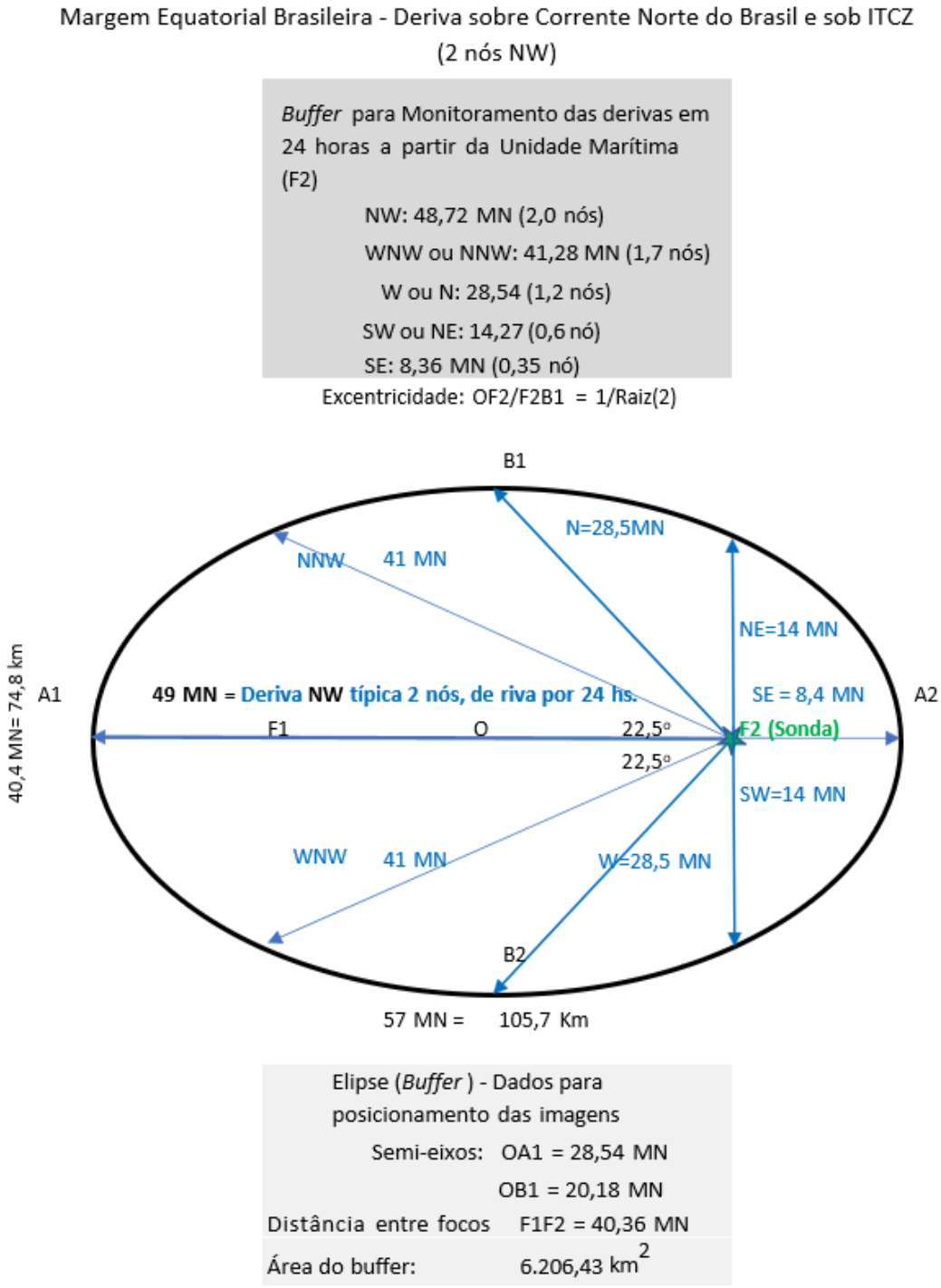


Figura 5 – Buffer das unidades marítimas (sondas) com deriva principal para Noroeste

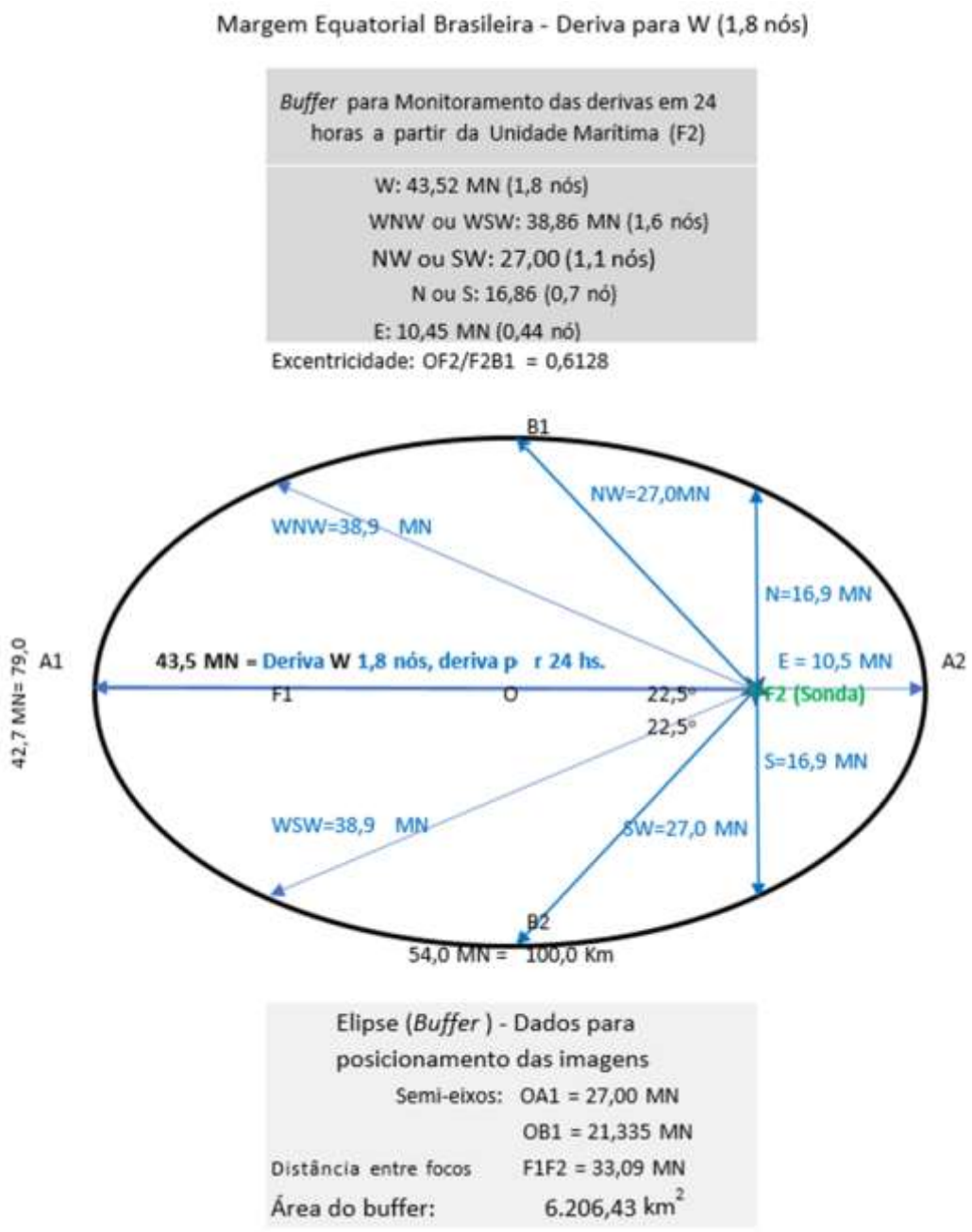


Figura 6 – Buffer com deriva principal para Oeste

5.2.5 Revisitas na MEQ: periodicidade e percentual de recobrimento

5.2.5.1 Rotinas de Monitoramento Normal: São esperadas, na MEQ, até cerca de 693 coberturas diárias. O monitoramento rotineiro obrigatório poderá vir a incluir áreas sobre a MEQ, a partir de solicitação de órgão ambiental, ocasião em que a PETROBRAS fará o comunicado à CONTRATADA.

5.2.5.2 Emergências serão consideradas quando:

5.2.5.2.1 Serão consideradas situações de emergência aquelas que demandem coberturas orbitais extraordinárias nas áreas da Margem Equatorial, não previstas no monitoramento rotineiro, tais como ocorrências operacionais, ambientais ou solicitações específicas da PETROBRAS. Para fins de dimensionamento operacional, adota-se a premissa de que, no

máximo, 10% dos dias possam requerer coberturas emergenciais, o que corresponde a um total estimado de até 69 coberturas de emergência considerando o conjunto das locações da MEQ.

5.2.5.2.2 As situações de emergência deverão ser inicialmente atendidas por meio de programação emergencial de aquisição de imagens. Caso a necessidade persista, as coberturas subsequentes poderão ser programadas com antecedência normal superior a 36 horas, conforme disposto no item 5.2.4.

5.2.5.3 O monitoramento normal rotineiro deve ser diário e, cada uma dessas coberturas tem que abranger 100,0000% de cada um dos buffers, onde as casas decimais representam a precisão requerida nas coberturas.

5.2.5.4 Monitoramento pontual não rotineiro: neste caso, o período máximo de revisita, em quaisquer outras áreas, deverá ser diário, tomando como base a latitude do Equador. Esse caso inclui locais que possam estar relacionados a exercícios de combate ao derramamento de óleo, entre outras situações, sendo utilizadas as imagens previstas para emergência.

5.2.5.5 Confirmação de cobertura: Os pontos de controle listados no Apêndice representam os contornos das Áreas de Interesse a serem monitoradas, constituindo a base para confirmação do monitoramento dentro do período estabelecido. Adicionalmente, arquivos geográficos com maior nível de detalhamento também serão disponibilizados em arquivo específico.

Nota 6: A situação das UMs, tanto no SSE quanto na MEQ, poderá sofrer algumas alterações ao longo do tempo, ocasiões nas quais a PETROBRAS fará atualizações, sendo que, devido a futuras atividades exploratórias, inclusive os limites das diversas áreas poderão mudar. Poderão ainda ocorrer processos de desinvestimento, descomissionamento e intervenção em poços, mesmo em campos já desinvestidos, alterando novamente os limites das áreas a imagear, até o início e durante a execução do contrato.

5.2.6 Detalhamento Sobre as Imagens

5.2.6.1 Qualidade das Imagens

5.2.6.1.1 Resolução das áreas de rotina de monitoramento, em função das dimensões do pixel: serão admitidas imagens de rotina com “resoluções” azimutal e transversal correspondentes a 40 m ou menos no solo.

5.2.6.1.2 Resolução das áreas de emergências ambientais - neste caso, a resolução bidirecional está dividida em 2 tipos:

a) 30 m ou menos, sendo que estas imagens terão dimensões de recobrimento no solo maior ou igual a 15.000 Km² cada e;

b) 100 m ou menos e, sendo que estas imagens terão dimensões de recobrimento no solo maior ou igual a 50.000 Km² cada.

5.2.6.1.3 Precisão de posição na imagem: do ponto de vista do geoprocessamento, as imagens deverão ser referenciadas geograficamente e, a distorção geométrica máxima aceitável deve ser tal que, a distância entre o posicionamento de um objeto na imagem SAR projetada num sistema GIS e, sua posição obtida a partir de coordenadas geográficas, represente no máximo o mesmo tamanho da resolução.

5.2.6.1.4 Ângulos de incidência: para a revisita de imageamento serão aceitas varreduras executadas em órbitas distintas, com ângulos de incidência da irradiação máximo igual a 50° (*beam’s far range* - alcance mais longínquo do feixe) e mínimo de 16°, ângulos contados a partir da vertical sob a trajetória do satélite. Diferentes opções de composições de ângulos do sensor, numa mesma passagem, serão consideradas como uma única imagem disponível para efeito de cálculo da frequência de revisita.

5.2.6.1.5 Correções radiométricas e histogramas dos níveis de cinza – variância e média: as imagens devem ser corrigidas das distorções radiométricas e, a variância e a média dos histogramas dos níveis de cinza devem ser observadas e controladas em cada imagem, durante

o processamento, de forma a que a distribuição dos níveis de cinza (variância) seja extensa, produzindo imagem rica em detalhes e, as médias dos tons de cinza dentre imagens distintas sejam próximas em cada composição de cenas, resultando em transições suaves entre imagens que constituam uma cobertura completa de uma área. O resultado deve ser imagens com faixas de varredura “equalizadas” ou homogêneas, evitando ruídos como *scalloping* e *striping* de tons diversos.

5.2.6.2 A exclusividade e confidencialidade na aquisição: nenhuma ordem de serviço de aquisição para a PETROBRAS deve ser visível a outros clientes do sistema de satélites. Em caso de conflito de ordens de serviço, a CONTRATADA informa apenas a um terceiro que a aquisição não é possível, sem comentar detalhes sobre ordem de serviço PETROBRAS ao concorrente.

5.2.6.3 Programação de Imagens Orbitais

5.2.6.3.1 A programação das imagens é de responsabilidade da CONTRATADA, sendo que a PETROBRAS pode requisitar a validação das revisitas totais mensais das áreas em monitoramento rotineiro antes da programação final, da divulgação e da aquisição por cada satélite. Os termos contidos na Ordem de Serviço/Acordo de Licença do Usuário Final, quando divergirem do CONTRATO, entre a PETROBRAS e a CONTRATADA, não serão considerados.

5.2.6.3.2 As programações finais de áreas em rotina de monitoramento normal ou após finda a perfuração serão informadas à PETROBRAS e, nos casos da BC e da BS para as listas de contatos definidas pela PETROBRAS, por meio de um mesmo e-mail para cada bacia. Imagens de outras bacias poderão vir a receber o mesmo tratamento, mas apenas caso a PETROBRAS venha a solicitar futuramente. Esta comunicação deve conter planilha Excel ordenada conforme item 5.2.6.4.1 e pelo menos os limites ou contorno das cenas, o contorno da área e as marcas de coordenadas geográficas, no formato *shapefile*.

5.2.6.3.3 As listas de contatos poderão conter pessoas ou instituições externas à PETROBRAS, tal como o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). A CONTRATADA será informada antes do início do contrato e poderá ocorrer alterações no seu decorrer.

5.2.6.3.4 Software: a CONTRATADA deverá disponibilizar software específico para avaliação e seleção de cenas, a ser utilizado pela equipe técnica da PETROBRAS, para validação de programação e eventual programação de emergência.

5.2.6.3.4.1 Licença de Software: deverão ser providas, em número suficiente, as licenças de software de avaliação e seleção de cenas.

5.2.6.3.4.2 Treinamento de uso de software: a CONTRATADA deverá prever treinamento específico para utilização do software conforme necessidade da PETROBRAS, além de esclarecer dúvidas pontuais quando necessário.

5.2.6.3.4.3 Validação e requisição de imagens: o software deverá apresentar as órbitas do(s) satélite(s) e suas respectivas faixas de cobertura. Deverá disponibilizar opções de frames para programação e, também, permitir a manipulação destes frames iniciais na direção da órbita dos satélites.

5.2.6.3.5 Seleção de cenas: a definição, de quando e onde as imagens das áreas com monitoramento rotineiro serão adquiridas, cabe à CONTRATADA, que deve priorizar sempre as mais bem visadas para observação de óleo no mar, evitando ângulos maiores.

5.2.6.3.6 Sobreposição de imagens: As imagens destinadas ao recobrimento das áreas de interesse deverão ser recortadas, de forma a evitar sobreposição entre imagens provenientes de uma mesma órbita. A sobreposição entre imagens de órbitas adjacentes, quando necessária, deverá ser mantida no nível mínimo tecnicamente aceitável, suficiente apenas para garantir a continuidade espacial do recobrimento.

5.2.6.3.7 Programação Emergencial: a CONTRATADA deverá ser capaz de programar emergencialmente imagens com antecedência de 24 horas, contadas entre a formalização do pedido e o instante da aquisição pelo satélite quando a demanda PETROBRAS tiver antecedência menor do que 36 horas.

5.2.6.3.7.1 Imagens programadas emergencialmente pela PETROBRAS: eventualmente a própria PETROBRAS poderá vir a fazer programações, no caso de pedidos emergenciais de imagens.

Nota 7: Nem toda a duração de uma emergência ambiental requer programação emergencial.

5.2.6.3.8 Prontidão: a programação de imagens em caráter de emergência poderá ser apresentada pela PETROBRAS a qualquer hora do dia ou da noite, em qualquer dia do ano.

5.2.6.3.9 Formalização de Pedido: a sistemática de comunicação e formalização dos pedidos de programação (ordens de serviço), especialmente emergencial, deverá ser acordada previamente, entre PETROBRAS e CONTRATADA e para isso a CONTRATADA deverá garantir a operacionalidade em regime de turno de 24 (vinte e quatro) horas por 7 (sete) dias por semana ininterruptamente, através de telefonia e e-mail.

5.2.6.3.10 A programação das áreas com monitoramento rotineiro normal ou após terminada a perfuração, de modo geral, será feita mensalmente e apresentada até o dia 16 de cada mês ou antes, quando o dia 16 for final de semana ou feriado. Estas programações serão para os períodos correspondentes aos dias 26 do mês corrente até 25 do mês subsequente, com exceção de áreas que venham a entrar em atividade após o dia 15 de cada mês. Neste último caso, solicitamos que a programação seja entregue o mais rapidamente possível.

5.2.6.3.11 Cancelamento: aquisições futuras só poderão ser canceladas, quando houver solicitação apresentada pela PETROBRAS com antecedência igual ou superior a 48 horas da aquisição da imagem pelo satélite.

5.2.6.3.12 Deverão ser apresentadas alternativas para suprir o fornecimento de imagens em caso de impossibilidade de operação dos satélites de rotina, o que corrobora para a segurança do sistema, conforme solicitação de órgão ambiental.

5.2.6.4 Disponibilização das Imagens Orbitais

5.2.6.4.1 A nomenclatura das imagens e pastas deverão seguir o padrão: AAAAMMDDHHMMSS ID - ano, mês, dia, hora, minuto, segundo e identificador de cena.

5.2.6.4.2 Local: a CONTRATADA deverá ser capaz de disponibilizar o arquivo das imagens em FTP (*File Transfer Protocol*) seguro e próprio, disponibilizando-o diretamente à PETROBRAS e, quando couber, a usuário adicional definido pela PETROBRAS, além de FTP da PETROBRAS.

5.2.6.4.3 Alteração de senha: deverá ser estabelecida uma sistemática de alteração da(s) senha(s) do(s) FTP(s) a cada 60 dias.

5.2.6.4.5 Caso a PETROBRAS opte por não receber uma imagem, a CONTRATADA não fará jus a qualquer pagamento.

5.2.6.4.6 A disponibilidade da imagem pura e simplesmente, nos FTPs acordados, não caracteriza aceitação ou recebimento desta pela PETROBRAS, tampouco sua conformidade com os requisitos técnicos estabelecidos neste item, sendo necessária a verificação de atendimento a tais requisitos para fins de utilização da imagem na análise, interpretação e consequente elaboração do Relatório Técnico de Imagem Orbital, para verificação do cumprimento contratual e medição dos serviços executados.

5.2.6.4.6.1 Para fins contratuais, distinguem-se os conceitos de aquisição, disponibilização e aceitação da imagem orbital, sendo que apenas a disponibilização acompanhada da verificação de conformidade técnica pela PETROBRAS poderá caracterizar entrega válida para fins de medição.

5.2.7 Formato do Arquivo: a CONTRATADA deverá ser capaz de disponibilizar, nos FTPs determinados e nos prazos estabelecidos, as imagens em formato "GeoTIFF", com coordenadas geográficas e uso do datum SIRGAS 2000. A disponibilização das imagens deverá ser acompanhada de registro eletrônico contendo a data e hora de sua efetiva disponibilização nos FTPs acordados, para fins de rastreabilidade e verificação do cumprimento dos prazos contratuais estabelecidos.

5.2.8 Metadados: um arquivo de metadados deve ser fornecido para cada imagem, conforme o padrão do fornecedor e deve conter pelo menos:

a) Identificador (ID) da cena;

b) Data e hora do início do imageamento;

c) Órbita (ascendente ou descendente);

d) Banda e polarização;

e) Modo de imageamento;

f) Tipo de produto;

g) Coordenadas do centro da cena (graus, minutos e segundos);

h) Resolução nominal (metros).

5.2.9 Aviso e confirmação da disponibilização: Após disponibilizar uma imagem no(s) FTP(s), a CONTRATADA deverá comunicar formalmente à PETROBRAS tal disponibilização, por meio de correio eletrônico, contendo no mínimo a identificação da cena, a data e hora de disponibilização e o respectivo local de acesso.

5.2.9.1 No caso de imagens rotineiras das áreas com atividade na BC e na BS, a CONTRATADA informará à PETROBRAS e à lista de contatos definida pela PETROBRAS, através de um mesmo e-mail, por bacia. No caso de imagens programadas emergencialmente ou sobre outras áreas que não a BC e BS, a CONTRATADA informará, a princípio, apenas à PETROBRAS, porém ainda, a critério da PETROBRAS, tal comunicação poderá vir a ocorrer também com lista de contatos citada.

5.2.9.2 A comunicação com a PETROBRAS deverá ser realizada imediatamente após a disponibilização da imagem, em qualquer hora do dia e em todos os dias do ano, por meio de telefonia ou correio eletrônico, devendo ser mantido registro eletrônico dessa comunicação, incluindo data e hora do envio, para fins de verificação do cumprimento contratual.

5.2.9.3 Aviso de falha de aquisição: os alertas de falha de aquisição devem ser emitidos para a PETROBRAS e, somente no caso de área com monitoramento rotineiro prioritário nas Bacias de Campos e de Santos, também para cada lista de contatos definida pela PETROBRAS, simultaneamente e, neste último caso, em um mesmo e-mail comum por bacia.

5.2.9.4 Para fins de verificação do cumprimento dos prazos contratuais estabelecidos para análise, interpretação e emissão do Relatório Técnico de Imagem Orbital, será considerada como data e hora de disponibilização da imagem aquela correspondente ao registro eletrônico de sua efetiva disponibilização nos FTPs acordados, desde que acompanhada da respectiva comunicação formal à PETROBRAS.

5.2.10 Duração das imagens em arquivo disponível (FTP): as imagens deverão ser mantidas disponíveis para serem baixadas (*download*) durante um período mínimo de 180 dias.

5.2.11 Licença de Uso das imagens – a PETROBRAS se compromete a respeitar a propriedade das imagens, tendo em vista que somente reterá a licença de uso destas imagens. No caso de licença para multiusuário, quando couber, a CONTRATADA deverá exigir diretamente ao outro usuário a assinatura dos EULAs (*End User License Agreements*).

5.2.12 As imagens orbitais SAR adquiridas no âmbito do monitoramento rotineiro ou sob demanda da PETROBRAS, incluindo aquisições avulsas e emergenciais, deverão ser

disponibilizadas à PETROBRAS conforme os requisitos estabelecidos neste item, constituindo entregas técnicas obrigatórias decorrentes da execução dos serviços, independentemente da identificação de feições ou da subsequente emissão de Relatório Técnico de Imagem Orbital.

5.3. SERVIÇO DE APOIO A ANÁLISE DE ENGENHARIA CARTOGRÁFICA E OCEANOGRÁFICA

5.3.1 A execução do escopo a seguir será realizada mediante alocação de empregados da CONTRATADA para desenvolvimento dos serviços de apoio, com o cargo listado abaixo, observadas as condições estabelecidas no item 4.2, especialmente a descrição do referido cargo, as atribuições e os requisitos de grau de instrução, exigências legais, experiências, conhecimento e habilidade descritas no quadro seguinte.

5.3.1.1 Serviço de Apoio a Análise de Engenheiro Cartográfica e Oceanográfica (Item 2.1 da PPU – Posto de Turno de Serviço)	
Código CBO	2148-10 e/ou 2148-05
Quantidade de Postos de Serviços	**02 (dois)** postos de serviço. Nota: Historicamente, cada posto de serviço deverá ser atendido, simultaneamente, por no mínimo 01 (um) profissional por turno, sendo que o dimensionamento mínimo da equipe para cobertura da operação contínua (24h por dia, 7 dias por semana) deverá ser de 09 (nove) profissionais, distribuídos da seguinte forma: • 04 (quatro) profissionais alocados ao Posto de Serviço A; • 04 (quatro) profissionais alocados ao Posto de Serviço B; • 01 (um) profissional adicional na função de folguista, destinado à cobertura de ausências legais, férias e demais necessidade operacionais.
Descrição Sumária	Prover serviço de análise e interpretação de imagens orbitais, compreendendo a identificação e classificação preliminar de feições, a determinação de sua localização geográfica e a estimativa de suas dimensões, em conformidade com o macroprocesso de logística de E&P. O serviço deverá contemplar a análise e interpretação de imagens orbitais disponíveis, elaboração de relatórios associados a imagens adquiridas, devendo ser mantidas as atividades contínuas de monitoramento ininterrupto (24/7) dos sistemas de detecção de óleo instalados em unidades *offshore*, produção de documentos cartográficos para suporte à tomada de decisão, análise de incidentes, mapeamento de incidentes e simulados, bem como suporte técnico em geoprocessamento.
Descrição Geral das Atribuições	Suporte ao processo de logística de Exploração & Produção, considerando as atividades de acordo com as ênfases descritas abaixo: **Engenheiros cartógrafos e engenheiros agrimensores:** apoiar a análise e interpretação de imagens orbitais aplicadas à observação da qualidade das águas e à identificação de feições na superfície oceânica, incluindo manchas de diferentes origens e fenômenos oceano-meteorológicos. Compreendendo o geoprocessamento e a integração de dados geoespaciais, a caracterização, classificação e, quando aplicável, a quantificação das feições identificadas, bem como a elaboração de relatórios técnicos, produtos cartográficos e bases de dados georreferenciadas.
Jornada de Trabalho	Turno de 24(vinte e quatro) horas com jornada de 12(doze) horas ininterruptas – 07(sete) dias por semana. Nota: Historicamente, a escala de trabalho será preferencialmente no formato 4(quatro) x 4 (quatro), com base em dados históricos de operação, contemplando turnos diurno e noturno, conforme abaixo: • Turno diurno: das 7h às 19h;

	• Turno noturno: das 19h às 7h.
Grau de Instrução Mínimo e Formação	• Grau de Instrução: Nível superior. • Formação: Bacharel em Engenharia Cartográfica ou Bacharel em Engenharia de Agrimensura; • Cadastro Técnico Federal (CTF) válido, obtido junto ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).
Tempo de Experiência	• Experiência comprovada de no mínimo 06 (seis) meses de atuação em atividades de análise e interpretação de imagens orbitais aplicadas à observação da qualidade das águas e à identificação de feições na superfície oceânica.
Conhecimentos Obrigatórios	• Pacote *MS-Office*.
Conhecimentos Desejáveis	• Normas ABNT relacionadas a elaboração de escrita técnica e redação empresarial. • Uso de *Business Inteligence* (*BI*) como *Spotfire*, *Power BI* etc. • Métodos ágeis e sua aplicação nas rotinas de trabalho (Kanbam, Scrum etc.). • Sistema *SAP Ariba* e *SAP 4/Hana* ou versão mais atual.
Valor Salarial Exigido	• Piso Salarial para o profissional executante da atividade - desconsiderando encargos complementares e encargos adicionais. **• R$ 13.778,50 (treze mil setecentos e setenta e oito reais e cinquenta centavos).** Fonte: Lei n° 4.950-A/1966
Local da Prestação dos Serviços	Os serviços poderão ser prestados em base operacional ou ambiente administrativo, nos locais onde a LOEP possuir atividades. A quantidade de postos de serviço em cada município será definida a critério da PETROBRAS.

5.3.2 CONDIÇÕES SOBRE AS ATIVIDADES

5.3.2.1. A descrição das atividades apresentada no item 5.3.1 deste Anexo representa uma síntese dos serviços a serem executados pelos profissionais, ou seja, não esgotam todas as tarefas possíveis.

5.3.2.2. Para a prestação do serviço descrito no item 5.3.1 deste Anexo deverá a CONTRATADA empregar profissionais com qualificação técnica adequada às respectiva atividades a serem executados, atendendo os requisitos de experiência, formação acadêmica e conhecimentos descritos, plenamente aptos a operar com excelência os sistemas e ferramentas da PETROBRAS descritos neste edital, com domínio das rotinas de trabalho, iniciativa, perfil proativo e direcionado para trabalho em equipe e alta produtividade nas atividades que irão desenvolver.

5.3.2.3. A CONTRATADA é responsável por garantir a comprovação da devida formação, experiência e conhecimentos de cada perfil requerido nas qualificações descritas no item 5.3.1 deste Anexo.

5.3.2.4. A CONTRATADA deverá respeitar e garantir que seu pessoal cumpra as disciplinas, padrões, regulamentos e normas da PETROBRAS em vigor.

5.3.2.5. A CONTRATADA deverá comunicar imediatamente à PETROBRAS quando verificadas divergências entre as disposições contidas nesta especificação de serviços, nos documentos nela mencionados, nos Códigos, Normas e Padrões aplicáveis aos serviços a serem executados.

5.3.2.6. A CONTRATADA deverá garantir a contratação de acordo com a quantidade de profissionais requerida pela PETROBRAS de forma a atender as atividades descritas no presente Anexo, garantindo a ininterrupta prestação dos serviços objeto deste Anexo.

5.3.2.6.1 A CONTRATADA deverá apresentar programação de férias de seus colaboradores à fiscalização PETROBRAS a cada 6 (seis) meses, a partir da data de início da vigência do contrato.

5.3.2.6.2 No caso de ausência por férias dos colaboradores, deve ser providenciada a substituição temporária, de forma a evitar interrupções nos serviços de turno.

5.3.2.7. Para fins de formação das equipes, a CONTRATADA deverá observar o quantitativo mínimo sugerido, requerido para o desempenho das atividades relacionadas aos serviços no regime de turno.

5.3.2.8. No caso de a CONTRATADA propor alteração na equipe, ela deverá observar a composição de preço de acordo com o salário exigido.

5.3.2.9. A CONTRATADA deverá observar o disposto na Legislação Trabalhista, bem como as

determinações de eventual Convenção/Acordo Coletivo de Trabalho, utilizando profissionais devidamente habilitados.

5.3.2.10. Todos os profissionais integrantes da atividade deverão ser alvo de designação formal e específica pelo PREPOSTO da CONTRATADA, exceto o próprio, que deve ser alvo de designação formal e específica pelo signatário do Contrato (ou profissional com prerrogativas de direção equivalentes).

5.3.2.12. Em qualquer inclusão ou exclusão de profissionais que executam os serviços, a CONTRATADA deve atualizar imediatamente as informações no sistema de Gestão de Dados de Prestadores de Serviço disponibilizado pela PETROBRAS, por motivo de segurança da informação.

5.3.2.13. A CONTRATADA deverá garantir a apresentação correta da documentação para cadastro de seus prestadores de serviço e a PETROBRAS terá até 05 (cinco) dias úteis para efetuar o cadastro. Com o cadastro concluído o posto será considerado operante.

5.3.2.13.1 Caso o cadastro não seja efetuado por inconsistência da documentação enviada pela CONTRATADA, o posto se serviço será considerado não mobilizado, não cabendo pagamento durante o período descoberto.

5.3.2.14. Quando houver a necessidade de substituição de qualquer profissional, esta deverá ser providenciada nos prazos a seguir, a partir da notificação especificada no item 5.2.11, para que não haja descontinuidade do serviço executado.

• Por solicitação da PETROBRAS em razão de baixo desempenho: 45 (quarenta e cinco) dias corridos com desconto no intervalo da interrupção do serviço;
• Por solicitação da PETROBRAS de uma nova mobilização ou troca de município: 45 (quarenta e cinco) dias corridos com desconto no intervalo da interrupção do serviço;
• Por solicitação/comunicação da CONTRATADA: 30 (trinta) dias corridos, com desconto no intervalo da interrupção do serviço.

5.3.2.15. A CONTRATADA deverá devolver à Fiscalização da PETROBRAS, quando ocorrer desligamento de qualquer profissional ou no término do Contrato, as credenciais de acesso, autorizações ou crachás de identificação, que permitam o ingresso nas dependências da PETROBRAS ou no local onde o serviço é realizado, bem como solicitar a exclusão dele no sistema de Gestão de Dados de Prestadores de Serviço disponibilizado pela PETROBRAS.

5.3.2.16. A CONTRATADA deverá prover a todos os seus profissionais os EPIs (Equipamentos de Proteção Individual) que forem necessários e adequados a execução de atividades, em conformidade com as Normas de Segurança da PETROBRAS, tais como: macacão RF, bota de segurança, capacete, óculos, luva e protetor auricular.

5.3.2.17. A CONTRATADA deverá prover os EPIs específicos que atendam às áreas que possuem periculosidade.

5.3.3 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO

5.3.3.1. DESEMPENHO DOS SERVIÇOS

5.3.3.1.1 A avaliação de desempenho considerará o número de ocorrências, devidamente evidenciadas pela fiscalização através de Relatório de Anomalia no SAMC, quando da execução da atividade, descrita no item 5.3 deste Anexo.

5.3.3.1.2 As ocorrências deverão ser tratadas pelas PARTES dentro do período de medição para que sua aplicação seja dentro do mesmo período.

5.3.3.1.3 A PETROBRAS poderá solicitar a troca de profissionais da CONTRATADA alocados determinado posto de serviço no caso de baixo desempenho, o que se dará através do Registro de Ocorrências (ROA), da seguinte forma:

• 03 (três) ROA em um período de 03 (três) meses consecutivos;
• 03 (três) ROA em um intervalo de 06 (seis) meses em qualquer período da vigência do contrato.

6 REQUISITOS TÉCNICOS COMPLEMENTARES

6.1 REGISTROS DOS SERVIÇOS EXECUTADOS

6.1.1 Todos os produtos como planilhas, relatórios, apresentações, avaliações, scripts, documentos, imagens, arquivos, procedimentos fontes dos sistemas ou dados de qualquer outra natureza desenvolvidos e utilizados durante a vigência do contrato serão de propriedade da PETROBRAS, não cabendo à CONTRATADA ou seus profissionais quaisquer direitos de propriedade intelectual ou autoral sobre eles.

6.1.2. Ferramentas que forem criadas pela CONTRATADA para aumentar a produtividade da prestação de serviço durante a vigência do contrato como, por exemplo, macros etc., deverão ser disponibilizados à PETROBRAS no final do contrato, sem ônus, bem como as informações sobre sua utilização e manutenção.

6.2 CONTROLE E COMPROVAÇÃO DAS ENTREGAS

6.2.1. A CONTRATADA deverá revisar, sempre que identificado ou solicitado pela PETROBRAS, quaisquer entregas que apresentem falhas, imprecisões ou não conformidades, independentemente de terem sido previamente aprovadas pela fiscalização. A atividade somente será considerada apta para pagamento após aprovação pela PETROBRAS. Os retrabalhos decorrentes de não conformidades nas entregas da CONTRATADA não serão passíveis de pagamento adicional.

6.2.1.1. A CONTRATADA poderá ser notificada pela PETROBRAS, por meio de Registro de Acompanhamento (RA) no Sistema de Apoio à Medição Contratual (SAMC), sobre atrasos, falhas, imprecisões ou não conformidades, devendo providenciar as devidas correções no prazo máximo de 48 (quarenta e oito) horas, contadas a partir da notificação, podendo tais ocorrências ser consideradas na avaliação de desempenho da CONTRATADA.

6.2.1.2. Nos casos de pendência ou divergência em documentos ou informações pertinentes à prestação dos serviços que impossibilitem ou dificultem o andamento regular das atividades e entregas, a CONTRATADA deverá notificar imediatamente a PETROBRAS por meio de Relatório de Anomalia no SAMC para fins de regularização.

7 REQUISITOS PROFISSIONAIS DA EQUIPE

7.1 CORPO TÉCNICO DA CONTRATADA

7.1.1 A CONTRATADA, para a prestação dos serviços de análise, interpretação e emissão de relatório técnico, deverá empregar profissionais com formação de Bacharelado em Engenharia Cartográfica, Bacharelado em Engenharia de Agrimensura, Engenheiro Ambiental e/ou

Oceanógrafo correspondentes aos códigos 2148-10, 2148-05, 2140-05, 2134-40 e respectivamente, da Classificação Brasileira de Ocupações (CBO).

7.1.2 A CONTRATADA deverá garantir que os engenheiros possuam Cadastro Técnico Federal (CTF) válido, obtido junto ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).

7.1.3 A CONTRATADA deverá garantir que os engenheiros possuam registro válido no Conselho Regional de Engenharia e Agronomia (CREA), a fim de emitir Anotação de Responsabilidade Técnica (ART), quando couber.

7.1.4 A CONTRATADA deverá garantir que as documentações exigidas nos itens 7.1.2 e 7.1.3 estejam válidas durante a vigência contratual.

7.2 REPRESENTAÇÃO DA CONTRATADA

7.2.1 A CONTRATADA deverá ter um PREPOSTO formalmente outorgado como seu representante. O PREPOSTO será responsável pela condução das atividades e pela interlocução entre a PETROBRAS e a CONTRATADA, devendo possuir formação superior na área de negócios e experiência em gestão de contratos.

7.2.2 O PREPOSTO não poderá fazer parte da equipe executante, devendo responder única e exclusivamente, de forma administrativa, como representante da CONTRATADA, e tecnicamente pela condução e pelos resultados dos serviços contratados.

7.3 Cabe à CONTRATADA dimensionar sua estrutura técnica e de gestão, bem como todos os recursos técnicos e administrativos necessários ao planejamento, desenvolvimento, controle e gerenciamento dos serviços contratados, de forma a garantir sua execução nos prazos e com a qualidade requeridos.

8 MOBILIZAÇÃO E JORNADA DE TRABALHO

8.1 A PETROBRAS emitirá uma Autorização de Serviços (AS) ou Solicitação de Serviço (SS), dando início à prestação do serviço.

8.2. O início da execução dos serviços objeto deste contrato está previsto para ocorrer até 90 (noventa) dias corridos a partir da assinatura do contrato.

8.3 A CONTRATADA deverá cadastrar os profissionais que executarão os serviços, 15 (quinze) dias corridos antes do início da prestação dos serviços, no sistema de Gestão de Dados de Prestadores de Serviço disponibilizado pela PETROBRAS, necessários à execução dos serviços.

8.3.1 A CONTRATADA deverá apresentar a relação dos profissionais mobilizados para a execução dos serviços.

8.4 A CONTRATADA deverá garantir a prestação de serviços durante 24 (vinte e quatro) horas por 7 (sete) dias por semana, ininterruptamente, a fim de garantir a interlocução das atividades com as partes envolvidas.

8.5 Não haverá pagamento de horas extras pela PETROBRAS.

9 SUBCONTRATAÇÃO

A CONTRATADA não poderá subcontratar os profissionais que prestarão os serviços previstos neste Anexo.

10 CRITÉRIOS DE MEDIÇÃO

10.1 CRITÉRIO DE MEDIÇÃO – RELATÓRIO TÉCNICO DE IMAGEM ORBITAL

10.1.1 A medição dos serviços relativos à emissão de Relatório Técnico de Imagem Orbital, conforme descrito no item 5.1, será realizada por unidade de Relatório Técnico efetivamente disponibilizado à PETROBRAS, independentemente da identificação de feições na imagem analisada, desde que atendidos integralmente os requisitos técnicos e operacionais estabelecidos nesta Especificação Técnica.

10.1.2 Para fins de medição, somente serão considerados os Relatórios Técnicos que:

a) tenham sido elaborados a partir de imagens orbitais em conformidade com os requisitos estabelecidos no item 5.2;

b) contenham todos os elementos mínimos obrigatórios previstos no item 5.1.3;

c) estejam em conformidade com o *layout* estabelecido pela PETROBRAS;

d) estejam associados à respectiva imagem orbital disponibilizada conforme item 5.2.

10.1.3 A aceitação do Relatório Técnico estará condicionada à verificação do atendimento aos requisitos estabelecidos nos itens 5.1 e 5.2, incluindo:

- a conformidade da imagem orbital utilizada;
- a rastreabilidade dos dados apresentados;
- o cumprimento dos prazos estabelecidos.

10.1.4 A medição dos Relatórios Técnicos aceitos pela PETROBRAS será realizada com aplicação do Índice de Atendimento ao Prazo (IAP), em função do tempo decorrido entre o horário de aquisição da imagem bruta (T_0), conforme registro do fornecedor da imagem, e a disponibilização do respectivo Relatório Técnico à PETROBRAS.

10.1.5 Para fins de medição e pagamento da Linha 1.1 da Planilha de Preço Unitário (PPU), será aplicado fator redutor à unidade medida conforme o tempo de disponibilização do Relatório Técnico, contado a partir de T_0, de acordo com a Tabela 2.

Tabela 2 - Índice de Atendimento ao Prazo

Tempo de entrega após T_0	IAP	Percentual aplicável
Até 45 minutos	1,000	100%
> 45 minutos e < 1 hora	0,950	95%
> 1 hora e < 2 horas	0,850	85%
>2 horas e < 3 horas	0,750	75%
> 3 horas	0,500	50%

10.1.6 O valor a ser pago por Relatório Técnico será obtido pela aplicação do Índice de Atendimento ao Prazo (IAP) correspondente ao tempo de disponibilização do relatório à unidade prevista na Linha 1.1 da PPU.

10.1.7 Para fins de aplicação do Índice de Atendimento ao Prazo (IAP), será considerado como horário de disponibilização do Relatório Técnico aquele correspondente ao registro eletrônico de sua efetiva disponibilização à PETROBRAS, conforme disposto no item 5.2.9.

10.1.8 Na apuração de indicador que enseje a incidência de glosa, esta deverá ser aplicada nas linhas correspondentes da Planilha de Preço Unitário (PPU), sendo os percentuais apurados aplicados aos valores constantes na Folha de Registro de Serviços (FRS) do mês de apuração, e o respectivo desconto aplicado no faturamento do mês subsequente.

Exemplo de cálculo: Considere, para fins de medição mensal da Linha 1.1 da Planilha de Preço Unitário (PPU), que tenham sido disponibilizados à PETROBRAS 100 (cem) Relatórios Técnicos de Imagem Orbital no período de apuração.

Verificou-se que:

- 10% dos Relatórios Técnicos foram disponibilizados em prazo superior a 3 (três) horas após o horário de aquisição da imagem bruta (T_0);
- 15% dos Relatórios Técnicos foram disponibilizados em prazo superior a 45 (quarenta e cinco) minutos e inferior ou igual a 1 (uma) hora após T_0;
- Os demais 75% dos Relatórios Técnicos foram disponibilizados em prazo igual ou inferior a 45 (quarenta e cinco) minutos após T_0.

De acordo com a Tabela 2 – Índice de Atendimento ao Prazo, aplicam-se os seguintes fatores de medição:

- 10 relatórios × 0,500 = 5,000 unidades medidas
- 15 relatórios × 0,950 = 14,250 unidades medidas
- 75 relatórios × 1,000 = 75,000 unidades medidas

Portanto, soma-se: 5,000 + 14,250 + 75,000 = 94,250 unidades medidas no mês de apuração.

10.1.9 O refazimento do Relatório Técnico solicitado nos termos do item 5.1.14 não implicará em nova medição ou pagamento adicional, sendo considerado como parte integrante da entrega originalmente prevista. Nessas situações, será aplicado ao Relatório Técnico originalmente disponibilizado deflator correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor unitário previsto na Linha 1.1 da PPU.

10.2 MEDIÇÃO – AQUISIÇÃO DE IMAGENS DE MONITORAMENTO ROTINEIRO

10.2.1 Em conformidade com o disposto no item 5.2.12, as imagens orbitais SAR constituem entregas técnicas obrigatórias decorrentes da execução dos serviços, sendo sua disponibilização condição necessária para fins de medição e pagamento.

10.2.2 A Unidade de Medição (UM) corresponderá à disponibilização de 2 (dois) Conjuntos de Entrega SAR distintos à PETROBRAS, sendo cada conjunto obrigatoriamente composto por:

a) imagem orbital SAR em formato GeoTIFF, georreferenciada, com coordenadas geográficas e uso do datum SIRGAS 2000, atendendo às correções radiométricas previstas no item 5.2.6.1.5

b) arquivo de metadados conforme item 5.2.8.

Nota 8: Cada Unidade de Medição (UM) corresponde ao conjunto mínimo de cenas SAR necessário à composição de cobertura orbital representativa da área monitorada no respectivo período de revisita, conforme estabelecido nos itens 5.2.3 e 5.2.5.

10.2.3 A unidade de medição somente será considerada válida quando os 2 (dois) Conjuntos de Entrega SAR descritos no item 10.2.2 forem disponibilizados nos FTPs acordados, conforme disposto nos itens 5.2.6.4 e 5.2.7. A verificação de conformidade técnica incluirá a avaliação do processamento radiométrico da imagem tratada, conforme os requisitos estabelecidos no item 5.2.6.1.5.

10.2.4 A ausência de qualquer dos arquivos que compõem um dos Conjuntos de Entrega SAR implicará na não consideração do respectivo conjunto para fins de medição.A disponibilização de apenas 1 (um) Conjunto de Entrega SAR não será suficiente para caracterizar 1 (uma) Unidade de Medição.

10.2.5 Cada Conjunto de Entrega SAR somente será considerado válido para aplicação do Fator de Cobertura (FC) após a verificação do atendimento integral aos requisitos de entrega estabelecidos no item 10.2.2, sendo que conjuntos com cobertura inferior a 70% do buffer não serão considerados para fins de medição.

Tabela 3 - Fator de Cobertura

Cobertura do Buffer	FC	Percentual Medido
≥ 100%	1,000	100%
≥ 95% e < 100%	0,950	95%
≥ 90% e < 95%	0,900	90%
≥ 80% e < 90%	0,800	80%
≥ 70% e < 80%	0,700	70%
< 70%	0,000	Não Medido

10.3 MEDIÇÃO – AQUISIÇÃO DE IMAGENS AVULSAS

10.3.1 Em conformidade com o disposto no item 5.2.12, as imagens orbitais SAR adquiridas sob demanda da PETROBRAS constituem entregas técnicas obrigatórias, sendo sua disponibilização condição necessária para fins de medição e pagamento.

10.3.2 A Unidade de Medição (UM) corresponderá à disponibilização de 2 (dois) Conjuntos de Entrega SAR distintos à PETROBRAS, sendo cada conjunto obrigatoriamente composto por:

a) imagem orbital SAR em formato GeoTIFF, georreferenciada, com coordenadas geográficas e uso do datum SIRGAS 2000, atendendo às correções radiométricas previstas no item 5.2.6.1.5

b) arquivo de metadados conforme item 5.2.8.

10.3.3 A unidade de medição somente será considerada válida quando os 2 (dois) Conjuntos de Entrega SAR descritos no item 10.3.2 forem disponibilizados nos FTPs acordados. A verificação de conformidade técnica incluirá a avaliação do processamento radiométrico da imagem tratada.

10.3.4 Cada Conjunto de Entrega SAR deverá atender individualmente ao percentual mínimo de cobertura do *buffer* ou AOI monitorado, calculado em ambiente SIG conforme datum SIRGAS 2000.

10.3.5 Será aplicado o Índice de Atendimento à Programação (IAP-I), em função do tempo decorrido entre a formalização do pedido pela PETROBRAS e a disponibilização dos respectivos Conjuntos de Entrega SAR nos FTPs acordados, conforme Tabela 4.

Tabela 4 - Índice de Atendimento à Programação

Tempo de Aquisição após Pedido	IAP-I	Percentual Medido
≤ 24 h	1,000	100%
24 h ≤ 36 h	0,750	75%
36 h ≤ 48 h	0,500	50%
48 h ≤ 72 h	Não Medido	0%

10.3.6 A unidade medida será obtida pela aplicação do Índice de Atendimento à Programação (IAP-I) à Unidade de Medição correspondente à entrega dos 2 (dois) Conjuntos de Entrega SAR válidos.

10.3.7 A ausência de qualquer dos arquivos que compõem um dos Conjuntos de Entrega SAR implicará na não consideração do respectivo conjunto para fins de medição.

10.3.8 Em situações de emergência devidamente caracterizadas pela PETROBRAS, nas quais não seja tecnicamente viável a disponibilização de dois Conjuntos de Entrega SAR no período de atendimento, a medição poderá ser realizada proporcionalmente ao número de conjuntos efetivamente disponibilizados, mediante justificativa técnica formal e validação pela PETROBRAS.

10.4 MEDIÇÃO – SERVIÇO DE APOIO A ANÁLISE DE ENGENHARIA CARTOGRÁFICA E OCEANOGRÁFICA

10.4.1 A medição dos postos disponibilizados pela CONTRATADA será realizada com base na disponibilidade integral dos Postos de Serviço contratados, considerando o cumprimento da jornada estabelecida para operação contínua (24 horas por dia e 7 dias por semana), conforme definido neste instrumento contratual.

10.4.1.1 A PETROBRAS não se obriga a consumir a totalidade das quantidades previstas no Anexo II – Planilha de Preços Unitários (PPU) deste instrumento contratual.

10.4.1.2 Nos casos de indisponibilidade total ou parcial dos Postos de Serviço, a fiscalização PETROBRAS realizará o respectivo registro por meio de Relatório de Ocorrência (RO), com a devida evidência.

10.4.1.3 A CONTRATADA deverá apresentar a carga horária de seus prestadores de serviço, sendo a conformidade aferida pela PETROBRAS, por amostragem, por meio dos sistemas de controle de acesso disponíveis.

10.4.1.4 A verificação de indisponibilidade dos Postos de Serviço considerará eventuais ausências não cobertas pela CONTRATADA, inclusive nos casos de afastamentos legais que impactem a continuidade da prestação do serviço.

10.4.1.5 Caso seja identificada indisponibilidade total ou parcial do Posto de Serviço, será aplicado desconto proporcional (pro rata) nos respectivos itens da PPU, inclusive em situações de férias ou demais ausências não cobertas.

10.4.1.6 Para efeito do pro rata, considerar-se-á o calendário comercial de 30 (trinta) dias, sendo o desconto apurado com base no período de indisponibilidade do Posto de Serviço em relação à jornada prevista.

10.4.2 O período de execução dos serviços a ser considerado corresponde ao intervalo compreendido entre o dia 26 (vinte e seis) do mês anterior e o dia 25 (vinte e cinco) do mês de competência.

10.4.3 Para fins de medição, serão contabilizados apenas os Postos de Serviço integralmente disponíveis e aceitos nas condições exigidas pela PETROBRAS.

10.4.4 A medição considerará o cumprimento integral da disponibilidade do Posto de Serviço durante o período de medição. Havendo indisponibilidade, ainda que parcial, será aplicado desconto na medição corrente, proporcional ao período não coberto.

10.4.5 A CONTRATADA poderá desenvolver um padrão para a descrição das atividades em relatórios operacionais, a ser aprovado pela FISCALIZAÇÃO, com o objetivo de melhor evidenciar os resultados da execução contratual.

10.4.6 Os preços unitários contemplam todos os custos e despesas diretas e indiretas envolvidos na execução do presente Contrato, tais como mobilização e desmobilização, disponibilização, conservação, operação, manutenção e seguro de equipamentos, salários, gratificações, adicionais, indenizações, encargos decorrentes de legislação trabalhista, previdenciária e assistencial, treinamentos, consumíveis, alimentação, impostos, lucros e demais gastos necessários ao cumprimento do objeto contratual.

10.4.7 Para fins de avaliação da qualidade da execução dos serviços, será realizada apuração de desempenho mensal pela Fiscalização da PETROBRAS, sem prejuízo da medição por disponibilidade dos postos.

10.4.7.1 A avaliação de desempenho considerará o número de ocorrências registradas pela fiscalização, por meio de Registro de Ocorrências (ROA), conforme modelo sugerido no d deste Anexo, relativas às atividades descritas no item 5.3 deste documento.

10.4.7.2 As ocorrências deverão ser tratadas pelas PARTES dentro do próprio período de medição, não sendo permitida sua aplicação em períodos subsequentes, devendo ser observada a tempestividade da apuração.

10.4.7.3 O decréscimo decorrente da avaliação de desempenho está limitado a 20% (vinte por cento) do valor do respectivo item da PPU, sendo aplicado da seguinte forma:

• 1 (uma) ocorrência: decréscimo de 5% (cinco por cento);
• 2 (duas) ocorrências: decréscimo de 10% (dez por cento);
• 3 (três) ocorrências ou mais: decréscimo de 20% (vinte por cento).

10.4.7.4 Os critérios de avaliação são:

a) QUALIDADE – Atendimento às especificações, sem necessidade de retrabalho;

b) PRAZO – Cumprimento dos prazos acordados com a fiscalização;

c) GESTÃO – Efetividade na alocação e qualificação dos recursos necessários à execução dos serviços.

10.4.7.5 Na ausência de Registro de Ocorrência (ROA) no período de medição, não será aplicado qualquer decréscimo por desempenho.

10.4.7.6 Os primeiros 3 (três) meses de contrato serão considerados como período de curva de aprendizado, durante o qual o desempenho poderá ser avaliado, sem aplicação de decréscimos financeiros.

11 OBRIGAÇÕES DA CONTRATADA

11.1 Sem prejuízo das obrigações constantes no instrumento contratual do qual o presente Anexo é parte integrante, cabe à CONTRATADA observar o que se segue:

11.2 Garantir a continuidade da prestação dos serviços, a fim de que não haja eventuais insuficiências ou prejuízos operacionais à PETROBRAS, sob pena da aplicação de sanções contratuais, na forma da cláusula de multas do instrumento contratual, do qual o presente Anexo é parte integrante.

11.3 Responsabilizar-se, técnica e administrativamente, por todos os serviços executados por seus profissionais.

11.4 Arcar com todas as despesas que tiver que realizar para o fiel cumprimento deste Contrato: como salários, gratificações, adicionais, indenizações, encargos decorrentes de leis trabalhistas e da Previdência e Assistência Social, consumíveis, deslocamento, alimentação, transporte e alojamento de pessoal, impostos, disponibilização, conservação, operação, manutenção e seguro de equipamentos, treinamentos para qualificação profissional e quaisquer outras despesas necessárias ao atendimento dos serviços contratados.

11.5 Zelar por toda documentação, imagens e sistemas que lhes forem confiados.

11.6 Seguir as orientações da PETROBRAS quanto ao relacionamento com outras empresas a serviço da PETROBRAS.

11.7 Participar de reuniões diversas, sempre que solicitado.

11.8 Geração e disponibilidade de informações

11.8.1 Cabe à CONTRATADA levantar e analisar informações técnicas, referentes às atividades realizadas, apresentando sugestões de melhoria para a execução e segurança do processo, assim como para os procedimentos e rotinas adotados.

11.8.2 Manter toda e qualquer informação (física ou digital) referente às atividades constantes no presente Anexo devidamente atualizadas e disponíveis para eventual consulta pela PETROBRAS.

11.8.3 Desenvolver, disponibilizar e manter atualizado arquivo informatizado com dados das atividades desenvolvidas, bem como gerar relatórios destas atividades.

11.8.4 Disponibilizar à PETROBRAS todo e qualquer banco de dados utilizado pela CONTRATADA durante a vigência do Contrato e após o seu término.

11.8.5 Operar, alimentar e manter atualizado todo e qualquer tipo de programa, sistema, controle ou registro de atividades relacionadas aos serviços prestados no presente Anexo que sejam colocados sob sua responsabilidade, informatizados ou não, de propriedade da PETROBRAS ou da CONTRATADA.

11.8.6 Deverá a CONTRATADA disponibilizar à PETROBRAS toda e qualquer informação e/ou prover acesso à documentação e aos serviços em execução, atendendo prontamente às observações e exigências nos prazos e condições requeridos.

11.9 Condições de segurança da informação e sistemas

11.9.1 Utilizar as informações, sistemas e correio eletrônico, conforme a Política de Segurança da Informação da PETROBRAS e com a finalidade de cumprimento do objeto contratual.

11.9.2 Os sistemas de informação e o correio eletrônico disponibilizados são considerados como meios formais de comunicação entre as partes, para a execução dos serviços.

11.9.3 As datas e registros horários destes sistemas são aceitos como de fé inquestionável para a execução dos serviços.

11.9.4 Assegurar a confidencialidade e segurança de todas as informações relativas à PETROBRAS ou à prestação dos serviços.

12 OBRIGAÇÕES DA PETROBRAS

Sem prejuízo das obrigações constantes no instrumento contratual do qual o presente Anexo é parte integrante, cabe à PETROBRAS observar o que se segue:

12.1. Disponibilizar identificação para os profissionais da CONTRATADA que permitam o acesso, trânsito e permanência nas áreas da PETROBRAS.

12.2. Liberar acesso aos Sistemas Corporativos da PETROBRAS, que se fazem necessários à execução das atividades inerentes ao Contrato e que esteja sendo feitas fora ou dentro da PETROBRAS, observando as normas, orientações e restrições de Segurança da Informação da PETROBRAS.

12.3. Fornecer dados, informações, diretrizes, orientações, códigos, normas e padrões da PETROBRAS necessários para o planejamento e execução dos serviços contratados.

12.4. Fornecer dados, informações, recursos, equipamentos, ferramentas e materiais que não sejam de responsabilidade da CONTRATADA, necessários ao desenvolvimento das atividades constantes no presente Anexo.

12.5. A PETROBRAS fornecerá ao PREPOSTO da CONTRATADA, sempre que necessário, diretrizes para a execução do serviço e informações sobre os códigos, normas e padrões da PETROBRAS que deverão ser usados como base para a execução dos serviços.

12.6. Fiscalizar a execução dos processos e suas respectivas atividades, realizando a avaliação do desempenho e o preenchimento do Relatório de Anomalia no SAMC, sempre que necessário.

12.7. Designar os fiscais administrativos.

(FIM DO ANEXO)