

**RELATÓRIO OPORTUNIDADES NO  
SEGMENTO ÓLEO E GÁS – ESTRUTURAS  
*OFFSHORE / DESCOMISSIONAMENTO***

Julho de 2021



## 1. INTRODUÇÃO

O presente relatório tem por objetivo apresentar mapeamentos de oportunidades do segmento de Óleo & Gás *Offshore* no Estado da Bahia e Região Nordeste que possa impactar em oportunidades para as MPE de nosso Estado.

Fontes: ANP, Brainmarket Consultoria de Negócios, Brasil Energia, EPBR Agência, FGV, Gás Energy, IBP, Lobato O&G Consultoria, Petrobras, Petronotícias, Portos & Navios, Reuters, Sobena, Tn Petróleo, TSB *Offshore* e Valor Econômico.

## 2. CENÁRIO BRASIL DE DESCOMISSIONAMENTO DE ESTRUTURAS

A exploração em larga escala dos campos de petróleo na costa brasileira já excede meio século de desenvolvimento. Contudo, o mercado ainda enfrenta desafios sobre o processo de encerramento das atividades das áreas e das unidades responsáveis pela produção.

O descomissionamento está intrinsecamente ligado ao fim da vida útil do campo explorado e/ou da plataforma utilizada na produção. Portanto, o processo de descomissionamento é formado pelo conjunto de ações e procedimentos técnicos, com o intuito de garantir que o complexo sistema que compõe a produção *offshore* seja corretamente desativado, preservando o meio ambiente, e minimizando riscos para a segurança da área.

O projeto de exploração dos campos possui um ciclo de vida que pode variar entre 20 e 25 anos em média. Uma vez encerrado esse período, os ativos possuem diferentes destinações, dependendo do estado em que se encontram e de sua viabilidade econômica, podendo ser reciclados, descartados ou terem sua vida útil estendida.

As primeiras etapas normalmente incluem o entupimento e abandono de poços. *Topsides* e ativos da fundação são examinados, tornados seguros e limpos antes da desmontagem e remoção para a costa. Existem diferentes opções de desmontagem/remoção disponíveis para os operadores, que dependem da natureza do ativo, sua proximidade com a costa, a profundidade da água e outras variáveis.

Atualmente no Brasil, existem cerca de 160 plataformas offshore operando e aproximadamente 42% delas opera há mais de 25 anos, indicando o fim de suas vidas úteis. De acordo com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível - ANP, aproximadamente 74 unidades plataformas são fixas e já foram programadas para descomissionamento, sendo que entre 15 e 20 estão inclusive com notificação emitida à ANP de que serão descomissionadas a partir de 2022 e chegará a mais de 100 unidades até 2040. A estimativa de investimentos para as operações de descomissionamento poderão atingir R\$ 26 bilhões até 2049.

O descomissionamento é multidisciplinar e assim envolve diversos setores da cadeia produtiva, a depender da fase em que se encontra a operação. Seguintos como o de logística e infraestrutura são necessários para lidar com as embarcações, além da gestão de resíduos, detecção e gerenciamento de rejeitos material radioativo (NORM11), serviços de solda e corte, movimentação de carga, limpeza e inertização das estruturas, dentre outros. Não restam dúvidas sobre o enorme potencial de ocupação da atividade para a indústria naval nacional.

Além dos aspectos geográficos, a indústria de descomissionamento no Brasil ainda está em fase embrionária, diferente do que hoje encontramos no Mar do Norte e no Golfo do México, por exemplo.

O descomissionamento visando a destinação adequada das unidades de produção, bem como das estruturas *subsea* é uma realidade que não pode ser mais ignorada. O mercado internacional já assinalou que a demanda para estaleiros que seguem as

normas ambientais e trabalhistas aumenta paulatinamente. A medida em que a vida útil dos campos e plataformas se aproxima, o número de embarcações e outros itens que necessitam de finalidade adequada tende a crescer.

### **2.1. CENÁRIO DESCOMISSIONAMENTO – NORDESTE**

A região nordeste do Brasil possui 14 plataformas fixas e 1 flutuante que estão com os programas de descomissionamento apresentados à ANP. As unidades *offshore* estão nas bacias: Potiguar (9 unidades), Sergipe (1 unidade fixa e 1 flutuante) e Bahia (4 unidades).

Além do Nordeste, onde se concentra a grande maioria das Plataformas Fixas de Águas Rasas no Brasil, na região Sudeste há mais dez plataformas na Bacia de Campos com programas de descomissionamento já protocolados junto à ANP.

Segundo a agência, serão necessários cerca de R\$ 50 bilhões em investimentos para o descomissionamento de plataformas *offshore* no Brasil até 2050 e pode trazer um mar de oportunidades as empresas envolvidas nesta cadeia produtiva, que veremos mais detalhadamente neste relatório.

## **3. FASES DO DESCOMISSIONAMENTO**

### **FASE 1: Gerenciamento de Projetos**

- Gerenciamento e Controle de Projetos
- Planejamento e Licenciamento Regulatório
- Planejamento de Cronogramas e Outros Serviços de Gerenciamento

### **Serviços Contratados:**

- Licenciamento Regulatório
- Tamponamento & Abandono de Poços (T&A)

- Descomissionamento de Dutos
- Preparação, Limpeza e Remoção de *Topsides*
- Remoção de Jaquetas
- Limpeza final do local descomissionado e certificação de que está em acordo com todas as normas e regulamentações locais
- Descarte final das estruturas

## **FASE 2: Serviços de Consultoria**

- Avaliações de Obrigações de Retirada de Ativos e Desinvestimentos (usando software de empresas especializadas)
- Serviços de Avaliações Comparativas (utilizando o banco de dados de empresas especializadas)
- Avaliações de Risco, Custos e Cronogramas
- Consultoria para Aquisições de Ativos e Desinvestimentos

## **Serviços Contratados:**

- Avaliação de Riscos de Descomissionamentos
- Ativos de Óleo & Gás *Offshore* e *Onshore* (*upstream* e *downstream*)
- Utilização de Software
- Avaliação de Riscos
- Consultoria para Aquisições de Ativos e Desinvestimentos
- Assistência Regulatória
- Serviços de Perito (Indústria Óleo e Gás)
- Estudos Detalhados da Indústria
- Estudos Comparativos para Avaliação de Custos e Riscos

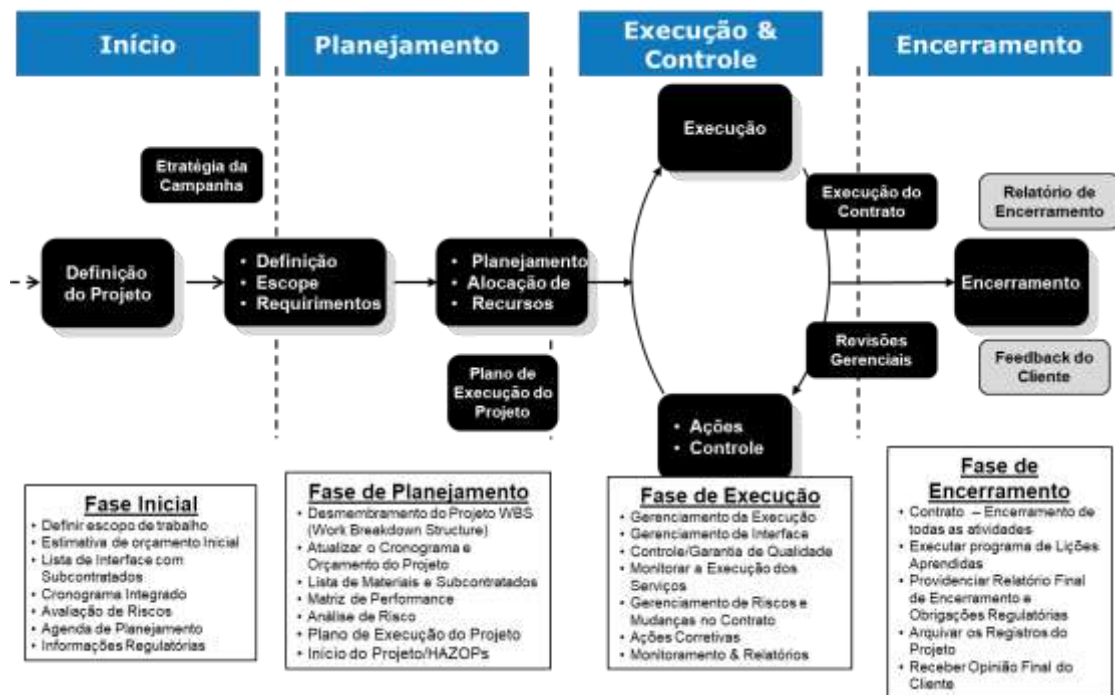
## **FASE 3: Assistência no Desenvolvimento de Requisitos Regulatórios para Organizações Governamentais**

### **PRINCIPAIS CLIENTES**

- Empresas de Óleo e Gás
- Agências Governamentais
- Empresas de Seguro e Advocacias
- Grupos de Investimentos

### **3.1. METODOLOGIA DE EXECUÇÃO POR FASES**

- **Fase 1 – Gerenciamento de Projeto**
  - Planejamento
  - Aquisição de Dados
  - Início do Projeto/Revisão do HAZOP
  - Engenharia, Planejamento, Interface com o Licenciamento Regulatório
  - Desenvolver um “Cronograma Integrado”
  - Inspeção ao Local – condições das estruturas e avaliação das condições submarinas
  - Pré-Inspeções / Serviços de Diagnósticos
  - Preparação da Plataforma/Condições de Segurança

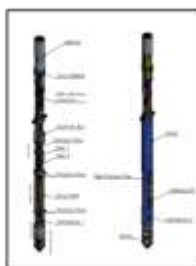


### ➤ Fase 2 – Tamponamento e Abandono de Poços (T&A)

- Inspeção de Diagnóstico dos Poços Pré-campanha (Importante para redução de custos);
- Dados históricos da campanha de perfuração; detalhes da instalação dos *tubings*/condutores e do processo de cimentação dos poços. (Definição do ferramental e equipamentos, plugs de tamponamento que serão utilizados e volumes de cimento que será necessário para cada poço);
- Que tipo de fluído de compactação está no poço em caso de necessidade de remoção;
- Regulamentação IBAMA/ANP
- Avaliação de disponibilidade de espaço no deck das plataformas e as considerações de segurança;
- Inspeção dos guindastes e suas capacidades de levantamento de carga;
- Procedimentos serão feitos levando os dados em consideração e planos de contingência serão elaborados para cada poço.



Subsea P&A



Abrasive Well Cutting

TWOCS Unit



### Rigless P&A



### Serviços

- Production Slickline
- Procedimentos customizados
- Engenharia Regulatória
- Funcionários dedicados da TSB para apoio e suporte
- Gerenciamento de Projeto

#### Processo

- Operação Simultânea em múltiplos poços
- Redução Operacional e tempo de Inatividade

#### Mão de Obra

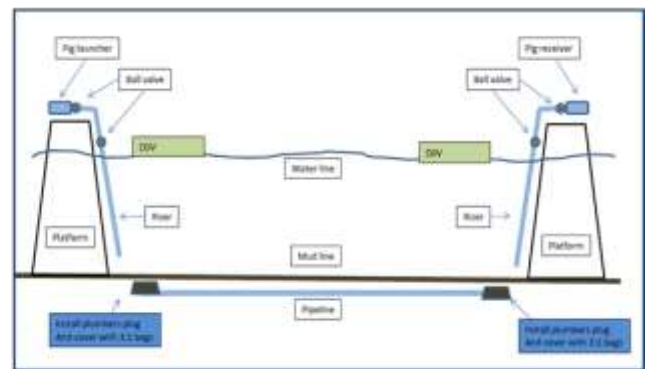
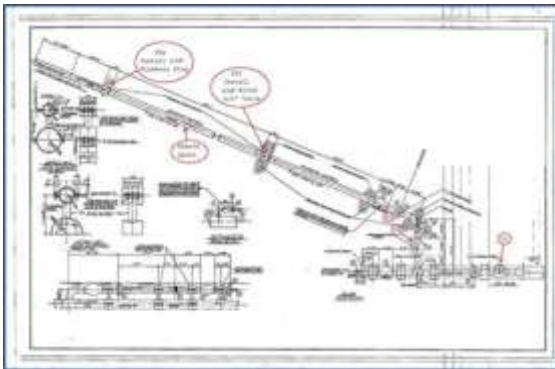
- Multidisciplinar em várias atividades





### ➤ Fase 3 – Abandono de Dutos

- Opções Típicas de Abandono de Dutos
  - Plataforma para Plataforma
  - Plataforma para SSTI
  - Plataforma para Costa
- Vários requerimentos para *pig* e lavagem, corte de seções/*risers*, ancoragem e tamponamento.
- Dutos para a Costa requerem corte e retirada total até 3 milhas da costa.
- Dutos Offshore não tem os mesmos requerimentos e podem ser deixados no local.



### ➤ Fase 4 – Remoção dos *Topsides* e Jaquetas

#### Remoção dos *Topsides*

- Desenhos Estruturais (obter o máximo de documentação possível);
- Visita ao local (para confirmar e definir o plano real do projeto);
- Plano de Ancoragem (verificação de dutos /obstáculos);
- Avaliação de segurança em toda estrutura antes de iniciar
- Definir plano de *rigging* utilizando condições reais de pesos e levantamentos.
- Remoção de instalações (*Facilities*)
  - Definir as estruturas que serão removidas separadamente
  - Equipamentos/Processo/*Skids*/Tanques/Vasos/etc...
  - Helideck/Acomodação/Containers/etc

- Remoção do *Topsides*
  - Plano de corte e remoção
  - Plano de rigging
  - Ancoragem balsa de transporte
  - Amarração na estruturas na balsa
- Transporte das estruturas
  - Plano de viagem
  - Condições meteorológicas e de mar
  - Local para descarga do material (calado/etc)
- Offload das estruturas
  - Chegar se algo se moveu durante o transporte





Deck cortado e pronto para colocação na balsa de transporte

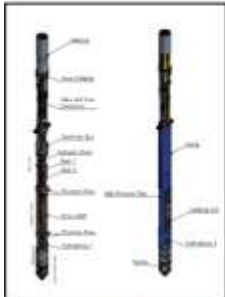


Deck e várias estruturas do Topsides na balsa de transporte

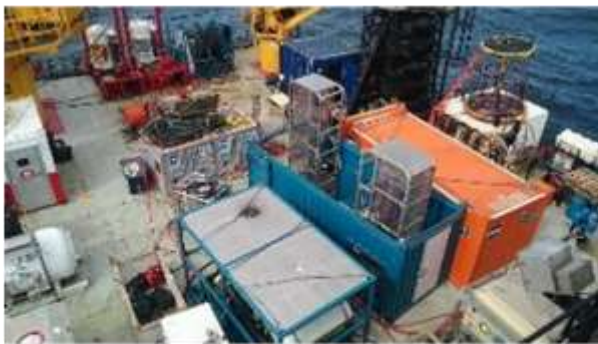
---

### **Remoção de Jaquetas**

- Normalmente executado consecutivamente com a remoção do *topside*.
- Corte das estacas/condutores, preparação da jaqueta é completado durante a Fase 1 junto com o *topside*.
- Opções de Remoção da Jaqueta:
  - Levantamento e colocação em uma balsa para transporte e descarte em terra.
  - Tombamento no local para criação de arrecife artificial.
  - Levantamento e transporte para um outro local designado para arrecifes artificiais.



Corte de Estacas com Explosivos



Corte de Estacas com corte abrasivo interno



Remoção da Jaqueta p/ Transporte

➤ **Fase 5 – Remoção de Detritos e Aceitação Final do Site do Cliente**

- Exigido a remoção de todo detrito em um raio de 200 a 440 metros dependendo da configuração da plataforma (Poço único ou poços múltiplos).
- Vistoria para localizar detritos grandes e marcar local para retirada posterior com barco de apoio de mergulho ou balsa de transporte.
- Uso de traineira comercial para fazer varredura da área puxando “rede industrial” para retirada de pequenos detritos no final.
- Varredura final de aceitação com traineira comercial.
- Sonar/*Mesotech* geralmente são aceitos como aprovação final.
- Dados de suporte Offshore são enviados ao órgão regulamentador como relatório final de aprovação.

➤ **Fase 6 – Encerramento do Projeto**

- Relatório Final do Projeto
- Avaliação dos Erros e Acertos
- Documentos Estatutários e Aceitação Regulatória
- Satisfação do Cliente

#### **4. PRINCIPAIS ATIVIDADES DOS PRESTADORES DE SERVIÇOS PARA O SEGMENTO DE DESCOMISSIONAMENTO**

- Consultoria em meio ambiente incluindo biomonitoramento, licenças ambientais em O&G, estaleiros, portos e marinas;
- Proteção ambiental durante a execução do descomissionamento;
- Empresa especializadas em mergulho com embarcações certificadas;
- Empresa de navegação e apoio marítimo com rebocadores, *tug boats* e *supply boats*, balsas;
- Embarcações com guindaste;
- Desembarque (*loadin*) das estruturas incluindo engenharia de projeto, corte das estruturas, descontaminação e destinação final;
- Áreas destinadas ao recebimento das estruturas, tubos e equipamentos descartados com calado suficiente para recebimento das balsas;
- Gestão e destinação dos descartes;
- Empresas compradoras de sucata de estruturas metálicas

## 5. OPORTUNIDADES EM REMOÇÃO DE ESTRUTURAS OFFSHORE - DESCOMISSIONAMENTO

Situação	Instalação destino	Campo	Desinvestimento	Produção mensal média (boe/dia) <sup>1</sup>	Distinct count of poço(s) <sup>2</sup>	Produção paralisada em:
Produção interrompida - plataformas sem registros de produção até junho de 2017	PLATAFORMA DE ATUM 3	ATUM	Sim	300	10	May/2017
	PETROBRAS 15	BONITO	Sim	1.901	2	Feb/2017
		PIRAÚNA	Sim	3.020	7	Feb/2017
	PLATAFORMA PGA-01 DE GUARICEMA	GUARICEMA	Sim	813	6	Feb/2017
	PLATAFORMA PGA-03 DE GUARICEMA	GUARICEMA	Sim	1.634	6	Nov/2016
	PLATAFORMA PGA-02 DE GUARICEMA	GUARICEMA	Sim	492	4	Oct/2016
	PLATAFORMA DE XAREU 2	XAREU	Sim	300	10	Oct/2016
	PLATAFORMA PGA-08 DE GUARICEMA	GUARICEMA	Sim	287	7	Oct/2016
	PLATAFORMA DE ARABAIANA 3	ARABAIANA	Sim	45	1	Jul/2015
	PLATAFORMA PGA-07 DE GUARICEMA	GUARICEMA	Sim	728	3	Jun/2015
	PLATAFORMA PCM-06 DE CAMORIM	CAMORIM	Sim	260	7	May/2015
	PLATAFORMA PCM-08 DE CAMORIM	CAMORIM	Sim	208	4	Apr/2015
	PLATAFORMA PCM-09 DE CAMORIM	CAMORIM	Sim	133	5	Apr/2015
	PLATAFORMA PCM-05 DE CAMORIM	CAMORIM	Sim	122	6	Apr/2015
	PLATAFORMA PRB-01 DE ROBALO	SALGO	Não	159	1	Dec/2014
	PLATAFORMA PCM-04 DE CAMORIM	CAMORIM	Sim	107	4	Jan/2014
	PLATAFORMA DE ARATUM 2	ARATUM	Não	49	1	May/2013
	PLATAFORMA PDO-02 DE DOURADO	DOURADO	Sim	113	2	Mar/2013
	PLATAFORMA BIQUARA 1	BIQUARA	Não	108	1	Jul/2012
	PLATAFORMA PDO-01 DE DOURADO	DOURADO	Sim	105	3	Feb/2012
PLATAFORMA PDO-03 DE DOURADO	DOURADO	Sim	33	1	Dec/2012	
PLATAFORMA OESTE DE UBARANA 2	OESTE DE UBARANA	Sim	67	1	Sep/2011	
PLATAFORMA DE AGULHA 2	AGULHA	Sim	39	1	Nov/2011	
PLATAFORMA PGA-05 DE GUARICEMA	GUARICEMA	Sim	32	1	Nov/2011	
PLATAFORMA PCM-10 DE CAMORIM	CAMORIM	Sim	11	1	Feb/2011	
Fora de operação - ativos com desativação confirmada ou concluída	PETROBRAS 07	BICUDO	Sim	4.536	17	Jan/2016
		PAMPO	Sim	3.327	1	Dec/2015
	FPSO OSY1	TUBARÃO AZUL	Não	3.216	3	Sep/2015
	PETROBRAS 12	BADEJO	Sim	907	9	Apr/2015
		BICUDO	Sim	634	1	Feb/2015
		ENCHOVA OESTE	Sim	0	1	Feb/2015
		LINGUADO	Sim	2.984	14	Apr/2015
		PAMPO	Sim	51	5	Apr/2015
		TRILHA	Sim	332	6	Apr/2015
	FPSO CIDADE SÃO MATEUS	CAMARUPIM	Não	5.696	4	Feb/2015
		CAMARUPIM NORTE	Não	12.974	4	Feb/2015
	FPSO MARLIM SUL	MARLIM SUL	Não	35.877	7	Jan/2015
	FPSO BRASIL	RONCADOR	Não	45.723	8	Mar/2014
	PETROBRAS 27	MARLIM	Não	2.704	1	Dec/2013
		VODADOR	Não	10.673	9	Dec/2013
	P-34 (JK)	JUBARTE	Não	30.702	5	Oct/2012
	FPSO ESPADARTE	ESPADARTE	Não	10.547	6	Feb/2011
	MARIMBÁ	Sim	4.516	2	Feb/2011	
PLATAFORMA DE CAÇÃO 3	CAÇÃO	Não	57	2	Jun/2010	

### 5.1. Bahia

Na Bahia temos o campo de Itaparica com 4 Plataformas a serem descomissionadas nos poços I-63, I-64, I-47 e I-48. Depois de devolvido pela Petrobras à agência reguladora, o ativo de Itaparica foi adquirido pela New(o) na 4ª Rodada de Campos Marginais, em 2017.

Em abril de 2020 a Petrobras enviou o RFI (*request for information*) do descomissionamento destes campos para o mercado. Em agosto do mesmo ano a New(o) Óleo e Gás apresentou à Petrobras proposta para assumir os compromissos de descomissionamento do campo de Itaparica, na Bacia do Recôncavo, mediante compensação financeira. Se concretizado, o acordo será o primeiro do tipo para um

campo relicitado pela ANP, seguindo modelo adotado pela estatal em alguns de seus desinvestimentos. A negociação quanto ao descomissionamento, se ocorrer pela New(o), será feita de forma privada entre as empresas, sem a intermediação da ANP.

Atualmente a operadora está avaliando esta possibilidade de assumir este descomissionamento. Caso não seja resolvido até o final de 2021 estas 4 estruturas deverão ser retiradas já no 1º trimestre de 2022, através de licitação pela Petrobras.



Figura 07 - Poço I-64 (71 0064D BA)



Figura 08 - Poço I-47 (71 0047 BA)



Figura 09 - Poço I-63 (71 0063D BA)



Figura 10 - Poço I-48 (71 0048 BA)

## 5.2. Sergipe

Em Sergipe, no campo de Salgo, a PRB-01 está programada para ser descomissionada em 2022, segundo a Marinha do Brasil. Operante desde 1986 até 2014, a plataforma teve duração de 28 anos. No campo de Piraúna da Petrobras e operado pela *Teekay*, a plataforma tipo Semi Submersível já descomissionada, mas com a parte *subsea* prevista para 2022.



O FPSO Piranema Spirit, que está sendo desmobilizado em Sergipe, no campo de Neon

Em Sergipe, são sete plataformas fixas, em águas rasas, nos campos de Caioba, Camorim e Guaricema e uma em águas profundas conforme a foto acima.

## 5.3. Rio Grande do Norte e Ceará

Já na bacia Potiguar, a plataforma Pescada 3 (PPE-3), em Dentão, teve a produção iniciada em 2002 e finalizou em 2013. Biquara 1 (PBIQ-1), no campo de Biquara, foi de 2001 à 2013.



No campo de Agulha – Potiguar – três plataformas, Agulha 1, 2 e 3 (operantes desde 1979) estão programadas. Agulha 1 ainda está em operação e as demais encerraram suas atividades em março deste ano e em 2013, respectivamente.

Em Homônimo, as unidades Oeste de Ubarana 1 e 2 começaram a produzir em 2007. Oeste de Ubarana 1 está em atividade, enquanto a 2 parou suas atividades em 2013. A Petrobras deixará de produzir nos campos de Agulha, Cioba, Pescada e Ubarana no RN e Atum, Curimã, Espada e Xaréu no CE.



## 6. CONCLUSÃO

Este mapeamento de oportunidades em descomissionamento de plataformas na região nordeste, além de ser um nicho novo de mercado, mostra a quantidade de oportunidades envolvendo outras cadeias de fornecimentos. Para os próximos anos, segundo levantamento detalhado neste relatório, estão previstos mais de 500 milhões em investimentos já iniciados e previstos para início em 2022.

A primeira oportunidade para as empresas está prevista para outubro deste ano com o resultado do BID do descomissionamento final da Plataforma de Pinaúna em Sergipe. Vamos programar uma rodada de negócios com o player vencedor ainda este ano, onde serão detalhadas as contratações na região.

As outras oportunidades terão curso ao longo de 2022 até 2025, com os descomissionamentos previstos em Itaparica na Bahia e nos campos de Sergipe e do Rio Grande do Norte.

Considerando um total de R\$ 515 milhões de investimentos relativos e proporcionais entre 2022 e 2025, sendo R\$ 65 milhões em prestação de serviços em 2022 e R\$ 450 Milhões até 2025 em oportunidades para as empresas âncoras / demandantes e as MPE, ponderamos a média de 15% resultando em torno de R\$ 80 milhões de oportunidades para as MPE.

Cabe agora a realização de Rodadas de Negócios para apresentação das MPE's ofertantes e aproximação com as médias e grandes empresas, conforme a segmentação das demandas identificadas neste relatório.