

TRIBUNALE ORDINARIO DI MILANO

SEZIONE VII PENALE

in composizione collegiale

Illustrissimo Presidente

Dott. Marco Tremolata

I sottoscritti avvocati GUIDO CARLO ALLEVA, del Foro di Milano, con studio ivi sito in Via Vincenzo Monti 6, e GIUSEPPE FORNARI, del Foro di Milano, con studio ivi sito in via Chiossetto 18, difensori di fiducia dell'ing. **ROBERTO CASULA**, persona imputata nel procedimento penale **n. 54772/13 R.G.N.R. – n. 1351/18 R.G.TRIB.**, a supporto delle proprie conclusioni orali, si permettono di rassegnare a codesto Illustrissimo Tribunale la seguente

MEMORIA

nell'interesse del proprio assistito.

INDICE

CAPITOLO 1

L'asserito "elefante nella stanza".

La distorsione dei fatti prospettata dall'accusa ed il legittimo affidamento di Eni rispetto alla storia di OPL 245.

1.1. Premessa. La ricostruzione anti-storica dei fatti prospettata dalla Procura.	5
1.2. I Report di TRAG e le ulteriori iniziative di Eni per ricostruire lo status giuridico del blocco. ..	6
1.3. La storia di OPL 245.	12
1.3.1. L'assegnazione originaria di OPL 245 a Malabu (1998-2001).	12
1.3.2. La revoca a Malabu e la riassegnazione a Shell (2001-2003).	18
1.3.3. La nuova assegnazione a Malabu (2006-2007).	23
1.3.4. Le sorti della licenza nel periodo successivo (2008-2009).	34
1.3.5. Gli atti compiuti dal Governo Jonathan (2010).	35
1.4. L'azionariato e i poteri di rappresentanza-disposizione degli esponenti di Malabu e le verifiche di Eni.	38
1.5. L'informativa all'Unità Anticorruzione e la posizione di tale Unità rispetto ai termini del negoziato con Malabu.	42
1.6. Conclusioni.	44

CAPITOLO 2

Il negoziato per OPL 245 e l'evoluzione dello schema negoziale.

Assenza di accordi illeciti sul prezzo o sulla struttura contrattuale.

2.1. Premessa. La prospettiva di Roberto Casula.	45
2.2. Le prime informazioni sulla messa in vendita del blocco nel 2009 e la valutazione preliminare di Eni.	46
2.3. La manifestazione di interesse e la validazione tecnica dell'operazione.	52
2.4. La conferma del mandato da Malabu a EVP e la sottoscrizione del <i>Confidentiality Agreement</i>	58
2.5. L'accesso temporaneo alla <i>Virtual Data Room</i> (VDR) e l'avvio del processo competitivo di vendita (<i>Project Clear Vision</i>).	65
2.6. L'offerta preliminare del 27 aprile 2010. Ipotesi di una <i>Joint Venture</i> con Malabu e Shell.	75
2.7. Il coinvolgimento dell'Unità Legale Anticorruzione.	77
2.8. La seconda offerta del 16 giugno 2010 e le successive attività negoziali.	79
2.9. La conferma della titolarità di OPL 245 in capo a Malabu.	81
2.10. L'incontro con il Presidente Goodluck Jonathan del 13 agosto 2010.	82

2.11. I rapporti con Shell e l'accesso alla <i>data room</i> di Houston.	83
2.12. Il negoziato nei mesi di settembre e ottobre 2010. Una ipotesi di acquisto diretto da Malabu. L'offerta del 30 ottobre e il rifiuto di Malabu.....	84
2.13. Il negoziato al tavolo dell'Attorney General. Ragioni dell'intervento di Adoke Bello, incontri negoziali, accordi raggiunti. Insussistenza di accordi su una presunta tangente.	95
2.14. La prosecuzione della due diligence su Malabu, il coinvolgimento e le indicazioni dell'Unità Anticorruzione.	106
2.15. La notizia di un nuovo contenzioso in Nigeria sulla titolarità delle azioni di Malabu. La conseguente interruzione del negoziato.	108
2.16. La prima modifica dello schema negoziale: dall'acquisto diretto ad un accordo transattivo unico tra tutte le parti.	110
2.17. (<i>segue</i>) La seconda (e definitiva) modifica dello schema negoziale: dall'accordo unico all'accordo tripartito.....	112
2.18. (<i>segue</i>) Sulle modifiche dello schema negoziale: insussistenza di un asserito “ <i>accordo illecito</i> ” finalizzato “ <i>all’aggiustamento giuridico di un regolamento di interessi illeciti</i> ” o “ <i>fondamentalmente cosmetico</i> ”.....	115
2.19. Il negoziato con la società di stato NNPC e con il DPR.....	125
2.20. Comunicazioni tra il team di lavoro, l'ufficio legale e l'Unità Anticorruzione di Eni.	141
2.21. L'esecuzione del <i>Resolution Agreement</i> e la conclusione dell'operazione.	145

CAPITOLO 3

Termini e condizioni del *Resolution Agreement*.

Assenza di atti contrari ai doveri di ufficio.

3.1. Premessa. Gli atti contrari contestati nell'imputazione e quelli argomentati nella requisitoria dei Pubblici Ministeri.....	150
3.2. La assegnazione diretta in luogo della indizione di una gara competitiva.....	152
3.3. La assegnazione in modalità <i>Sole Risk</i> e non in modalità PSC.	156
3.4. L'applicazione del regime fiscale DIBPSA.	159
3.5. La clausola che disciplina il diritto di <i>back-in</i> del Governo.	163
3.6. Il rispetto della <i>indigenous policy</i> (ICP e NOGICDA).	171
3.7. Conclusioni.	175

CAPITOLO 4

La formazione del prezzo di OPL 245.

Una determinazione secondo logiche di tipo tecnico-commerciale e non criminale.

4.1. Premessa. L'artificio dialettico della Pubblica Accusa: il prezzo di OPL 245 quale preteso “non-tema”.	177
--	-----

4.2. Le procedure di Eni relative alla valutazione economica degli <i>asset</i> esplorativi.	178
4.3. Le valutazioni preliminari di Eni portate al CdA del 25 febbraio 2010.	182
4.4. Le offerte di Eni di aprile e giugno 2010 per il 40% di OPL 245.....	184
4.5. La valutazione di Eni (e Shell) alla base dell’offerta di ottobre 2010 per il 100% di OPL 245.	187
4.6. La riunione del 15 novembre 2010 al tavolo dell’Attorney General e l’accordo sul prezzo.	194
4.7. Conclusioni.	195

CAPITOLO 5

La figura e il ruolo di Emeka Obi.

5.1. Premessa. L’irrelevanza della figura di Obi ai fini del reato in contestazione.	197
5.2. Emeka Obi e i suoi primi contatti con Eni.	199
5.3. L’incarico conferito da Malabu a Ednan Agaev e Emeka Obi e la conferma documentale del mandato.	201
5.4. EVP e i suoi <i>advisor</i>	205
5.5. Le riflessioni in seno a Eni rispetto a possibili violazioni del Confidentiality agreement.....	209
5.6. I contatti tra Obi e gli uomini di Eni dopo ottobre 2010.....	210
5.7. Considerazioni sulla (non) genuinità e (in)attendibilità del materiale “probatorio” proveniente da Obi.....	213

CAPITOLO 6

La figura e le dichiarazioni di Vincenzo Armana.

6.1. Premessa. La radicale inattendibilità di Vincenzo Armana.	218
6.2. Le dichiarazioni di Armana.....	219
6.2.1. L’incontro a casa di Dan Etete.	222
6.2.2. La conoscenza della corruzione dei politici.	223
6.2.3. Il giro dei soldi.	225
6.3. Il video acquisito agli atti.....	230
CONCLUSIONI	233

CAPITOLO 1

L'asserito “*elefante nella stanza*”.

La distorsione dei fatti prospettata dall'accusa ed il legittimo affidamento di Eni rispetto alla storia di OPL 245.

1.1. Premessa. La ricostruzione anti-storica dei fatti prospettata dalla Procura.

Uno dei temi centrali dell'argomentare della Pubblica Accusa in punto di sussistenza di un accordo corruttivo è il noto “*elefante nella stanza*”, espressione con la quale la Procura ha inteso fare riferimento alla storia del blocco OPL 245 e segnatamente alla attribuzione di tale blocco alla società Malabu in asserito conflitto di interessi¹.

Il tema d'accusa è chiaro: l'attribuzione originaria del blocco a Malabu sarebbe avvenuta in conflitto di interessi e dovrebbe per questo ritenersi illegittima. Ogni successiva conferma o riattribuzione di diritti sul blocco alla società Malabu dovrebbe ritenersi a propria volta illegittima in quanto viziata da quella originaria abusiva assegnazione e in sé confermativa di una illegittimità.

Qualsiasi negozio giuridico relativo al blocco OPL 245 che abbia presupposto o comportato il riconoscimento di diritti giuridici ed economici in capo a Malabu sarebbe illegittimo e qualsiasi soggetto terzo che vi abbia partecipato sarebbe responsabile di tale illiceità. Si tratterebbe, nello specifico, di un negozio di natura corruttiva poiché il riconoscimento di diritti in capo a Malabu, in quanto abusivo, implicherebbe “necessariamente” il pagamento di tangenti ai Pubblici Ufficiali responsabili di tale abusivo riconoscimento.

In definitiva, la posizione della Procura è: “*nessuno tocchi il blocco OPL 245*”, fintanto che ciò significhi riconoscere diritti a Malabu. E questo, secondo tale impostazione, avrebbe dovuto essere l'approccio di Eni e dei suoi esponenti, se avessero voluto tenere un comportamento lecito². Negoziando con Malabu, invece, Eni avrebbe quantomeno accettato il rischio di concorrere in una corruzione.

L'argomentare della Pubblica Accusa su questo tema (come su molti altri) fonda su un clamoroso disconoscimento della storia del blocco OPL 245, su una ricostruzione di tale storia frammentaria,

¹ Segnatamente, il tema è stato trattato in **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, pp. 6-8, **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, pp. 4-12 e 45-52, e più estesamente in **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 2.1-2.6, 5.1-5.4, 7.6.

² Questa posizione è stata vigorosamente espressa in **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, p. 12: “*È un titolo che è invalido ab origine. Quella cosa appartiene alla Nigeria, il blocco 245 appartiene alla Nigeria, Etete non l'ha pagato nulla, se l'è autoattribuito, quindi in sostanza tutti i soldi che entrano in mano a Etete è danaro che può e deve essere distribuito in parte ai Pubblici Ufficiali perché solo con l'avallo, l'appoggio, la protezione e il contributo attivo dei Pubblici Ufficiali, Etete poteva realizzare e può realizzare una simile cosa*”; in **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, p. 7: “*Secondo me, tutte le negoziazioni, tutte le soluzioni che prevedono che Dan Etete, che Malabu prendesse un solo dollaro per questa licenza, se autoassegnata illegittimamente, sono esse stesse illegittime. Questo è un dato. Questo è un dato con cui bisogna confrontarsi e che spesso è dato per implicito, perché sono cose vecchie. Però sono cose vecchie ma ben conosciute e mai, mai, risolte*” e poi “*Già dal 2007 Eni, Shell anche prima, ma già dal 2007 Eni aveva tutte le informazioni di cui aveva bisogno per evitare soltanto di mettersi al tavolo con Dan Etete*”; in **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 223: “*Il conflitto di interessi rimane, e avrebbe dovuto essere un formidabile segnale d'allarme per le società petrolifere, un segno incancellabile dell'origine criminale della licenza OPL245 in capo a Malabu*”.

incompleta e distorta e sul suggestivo accostamento di dati che, nella realtà, non hanno avuto alcuna interrelazione reciproca.

Questa difesa non accetta il “metodo narrativo” della Pubblica Accusa e intende, in completa antitesi, ripercorrere il filo della storia per come effettivamente accaduta. Nello specifico, intende mettersi nella posizione di Eni, e in particolare di Roberto Casula, e da tale prospettiva verificare quale risultasse essere la storia del blocco OPL 245.

E per “storia” di OPL 245 si intendono le tappe, anzitutto giuridiche, che hanno riguardato l’assegnazione di diritti sul blocco a far data dalla sua originaria attribuzione e sino al momento in cui Eni si è interessata ad acquisirne una partecipazione ed ha poi condotto il lungo negoziato che ha portato alla stipula dei Resolution Agreement dell’aprile 2011.

Per Eni la storia di OPL 245 non costituiva e non poteva costituire un segnale d’allarme di una qualche illiceità, tantomeno un segnale d’allarme relativo ad un rischio di corruzione.

Anzi, di fronte alla posizione assunta lungo la (pur tortuosa) storia di OPL 245 dalla Pubblica Amministrazione nigeriana, nel tempo diversamente rappresentata (e così da altri Pubblici Poteri dell’Ordinamento nigeriano, essendo la titolarità della licenza in capo a Malabu stata oggetto d’esame anche da parte della *House of Representatives* e della Magistratura nigeriane), Eni non poteva che nutrire un **legittimo affidamento** circa il fatto che Malabu fosse effettiva titolare dei diritti su OPL 245 e, di riflesso, legittimata a disporne.

Gli atti della pubblica amministrazione nigeriana che, tra il 1998 e il 2010, hanno assegnato e confermato in capo a Malabu diritti in relazione ad OPL 245 **risultano conformi alla legge e alla prassi di settore nigeriane**.

E lo stesso deve dirsi in relazione ai *Resolution Agreement* del 2011.

Questo percorso di ricostruzione di ogni tappa rilevante della storia di OPL 245 prenderà le mosse dal patrimonio conoscitivo di Eni (e di Roberto Casula) e verrà arricchito da riferimenti ad ulteriori elementi di fatto e di diritto, emersi *a posteriori* nel corso della istruttoria dibattimentale, i quali, come si vedrà, hanno **confermato l’assenza di profili di illegittimità degli atti della pubblica amministrazione nigeriana attributivi di diritti a Malabu** e quindi dato ulteriore conforto alla legittimità dell’affidamento riposto all’epoca dei fatti da Eni rispetto alle prese di posizione dello Stato nigeriano.

1.2. I Report di TRAG e le ulteriori iniziative di Eni per ricostruire lo status giuridico del blocco.

Secondo la Procura, il “rischio-corruzione” che si sarebbe da sempre e necessariamente annidato nelle vicende relative ad OPL 245 – più precisamente, nei rapporti con Malabu – risulterebbe conclamato nei **Report stilati nel 2007 e nel 2010 dalla società The Risk Advisory Group (TRAG)**³.

³ I due *Report* si trovano in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 114.

TRAG, secondo i Pubblici Ministeri, avrebbe fornito un quadro chiaro, completo ed affidabile della storia di OPL 245 e di Malabu, dal quale Eni avrebbe tratto la “certezza” di un rischio-corrruzione nei rapporti con Malabu relativi ad OPL 245⁴.

La posizione della Procura non può essere condivisa.

Occorre anzitutto soffermarsi sul **contenuto** di questi rapporti. Come si vedrà, essi restituivano un quadro dello *status* giuridico del blocco OPL 245 e della titolarità della società Malabu tutt'altro che chiaro ed univoco.

Si vedano, tra gli altri, i seguenti aspetti, per come descritti dai rapporti TRAG.

1. OPL 245 sarebbe stata assegnata originariamente nel 1998 a Malabu, società nigeriana “riferibile” a Dan Etete (a seconda dei passaggi, “*controlled by*” o “*owned by*” Dan Etete), il quale era stato Ministro del Petrolio al tempo dell’assegnazione. Etete avrebbe ricoperto il ruolo di socio di fatto in Malabu attraverso alcuni prestanome: dapprima Kweku Amafagha e poi James John⁵.

Rispetto alla compagine societaria di Malabu, in termini di azionisti ed amministratori, TRAG, nel rapporto 2010, dichiarava di essere in attesa dell’esito di ricerche avviate anche presso i registri societari ufficiali relativi a Malabu: “*We are still awaiting documentation from the Corporate Affairs Commission [...] the results of these searches and will update the Report as soon as they reach us*”⁶.

TRAG non fece pervenire ad Eni alcun aggiornamento sul punto⁷. Sarà Eni, come vedremo, ad attivare un’apposita verifica sui documenti societari di Malabu.

Sempre in tema di soci e *director* di Malabi, vale la pena richiamare altri due passaggi dei rapporti TRAG.

Il *Report* del 2010 riportava di avere appreso da una non meglio precisata “*source*” che tra i *director* di Malabu ci sarebbe stato: “*an individual called Serdougha Munamuna. The source noted that this second name is clearly a fictitious name as munanuma in the Hausa vernacular translates as hanky panky. The source suggested that this was in all probability a name used by Etete*”⁸. Su tale dato la Procura si è a lungo intrattenuta⁹.

Proprio su questo punto, per contro, il TRAG del 2007 indicava Seidougha Munamuna come ex socio di Malabu e lo descriveva come “*a PDP party member*”¹⁰, suggerendo il fatto che si trattasse di un soggetto esistente e noto. Il rapporto TRAG del 2010, nel riportare quanto riferito dall’imprecisata *source* circa il significato vernacolare del nome Munamuna, i sospetti di fittizietà del soggetto e la

⁴ Si vedano ancora la **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, p. 7, la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, pp. 9-10, la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 2.4, 2.5, 4.1.

⁵ Si vedano il *Report* TRAG 2007, pp. 2, 9, 10; il *Report* TRAG 2010, pp. 1, 5.

⁶ Si veda, in particolare, la email di TRAG del 1° aprile 2010, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.3.g.

⁷ Si veda sul punto la **Relazione CT Manzonetto**, p. 117, e allegato 3.3.3.g.

⁸ *Report* TRAG 2010, p. 6.

⁹ Si veda sul punto la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 2.2, 2.3, 9; la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, pp. 25-26.

¹⁰ Si veda il *Report* TRAG 2007, p. 10. Questo dato, peraltro, è stato valorizzato dalla stessa Procura, in **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, nota a piè di pagina 14.

sua possibile natura di “copertura” di Etete, ometteva qualsiasi riferimento a quanto diversamente riportato tre anni prima.

Sul piano della reputazione di Etete, TRAG riportava le sue pendenze giudiziarie con la giustizia francese per fatti di riciclaggio connessi a pagamenti corruttivi ricevuti in qualità di Ministro del Petrolio nell’ambito della vicenda cd. Bonny Island¹¹.

2. Con riferimento alla revoca di OPL 245 a Malabu, avvenuta nel 2001 sulla scorta di un provvedimento non motivato, i rapporti di TRAG riportavano differenti ordini di cause¹²; la revoca avrebbe trovato causa, alternativamente:

- nel conflitto di interesse che avrebbe caratterizzato l’assegnazione nel 1998 e nel prezzo, ritenuto particolarmente basso, a cui Malabu proprio in virtù di tale conflitto avrebbe ottenuto la licenza; la fonte di tale informazione sarebbe stato un comunicato del *presidential spokesman* Tunji Oseni dell’agosto 2002;
- in una abusiva decisione di tipo politico riferibile ad uno specifico gruppo di potere, a fronte del rifiuto da parte di Malabu di consentire a tale gruppo di potere di assicurarsi diritti sulla licenza; qui la fonte sarebbe stata la stessa Malabu;
- in una collusione tra il Governo nigeriano e Shell, che avrebbe portato alla revoca del blocco, alla sua messa a gara e alla sua assegnazione a Shell; questa prospettazione sarebbe stata avanzata da fonti dell’industria petrolifera nigeriana.

3. In relazione alle iniziative assunte da Malabu a fronte della revoca del blocco, TRAG riferiva anche di una “*formal petition of complaint to the House of Representatives in Nigeria*”, nell’ambito della quale Malabu avrebbe lamentato che dietro la revoca del blocco ci sarebbe stato il pagamento di tangenti.

Sempre secondo TRAG, a seguito di tale petizione la *House of Representatives* si sarebbe espressa in favore di Malabu statuendo “*that Shell should pay \$550 million in damages to Malabu*” e che il Governo avrebbe dovuto revocare la licenza a Shell e restituirla a Malabu¹³.

4. Sulla riassegnazione di OPL 245 a Malabu, i rapporti riferivano che Malabu aveva impugnato la revoca, era risultata soccombente nel giudizio di primo grado, aveva proposto appello e, infine, aveva concluso un *settlement agreement* con il FGN, ai sensi del quale la licenza le era stata riassegnata¹⁴.

TRAG, sulla base delle sue fonti, adombrava che la riassegnazione della licenza a Malabu fosse avvenuta in cambio della promessa di supporto politico di Etete al Presidente dell’epoca, Olusegun Obasanjo, il quale necessitava di sostegno per poter modificare la Costituzione nigeriana al fine di candidarsi per un terzo mandato¹⁵.

¹¹ Report TRAG 2007, pp. 2-3, Report TRAG 2010, pp. 6-8.

¹² Report TRAG 2007, p. 6.

¹³ Report TRAG 2007, pp. 2 e 7.

¹⁴ Report TRAG 2007, pp. 7-8.

¹⁵ Report TRAG 2007, pp. 2 e 8.

In definitiva, la storia e la titolarità della licenza non apparivano ricostruite in modo chiaro e univoco: (i.) mancavano informazioni chiare sull'azionariato di Malabu, e si era ancora in attesa di recuperare i dati dei registri societari della società; (ii.) mancavano informazioni chiare sulle ragioni per le quali il Governo aveva revocato la licenza nel 2001; (iii.) la pretesa esistenza di un conflitto di interessi – che avrebbe afflitto l'originaria assegnazione a Malabu e che era indicata da TRAG come una delle possibili cause della revoca della licenza – sembrava confliggere con la posizione assunta dalle Istituzioni pubbliche nigeriane in altre occasioni, ad esempio: dalla Camera dei Rappresentanti, espressione del potere legislativo, con la decisione assunta a fronte della *petition* avanzata da Malabu proprio avverso la revoca (*Committee Report* maggio 2003, favorevole a Malabu e che riconosceva in capo alla società addirittura il diritto ad un risarcimento del danno di \$550 milioni) e dal Governo, con l'accordo transattivo che aveva composto il contenzioso avviato da Malabu avverso la revoca del blocco (*Settlement Agreement* novembre 2006).

Occorre poi richiamare quali fossero **le fonti** delle informazioni veicolate nei rapporti di TRAG: il tema non è di secondo momento, incidendo proprio sulla chiarezza e sulla verificabilità delle informazioni.

Le fonti di TRAG sono illustrate all'interno degli stessi *report*: “*Risk Advisory has spoken to a number of people who are familiar with the dispute and its recent progress. We have also undertaken the following investigative steps: [...] review of online press databases covering both local and international news [...] all major newspapers; a through search of the internet for references to the subjects, including corporate websites, blogs, chat forums, social and business networking sites and cached archives [...] Searches of Nigerian corporate records for the latest records relating to Malabu*”¹⁶.

Si trattava, essenzialmente, di fonti aperte e di fonti anonime. E dall'esame dei rapporti non era dato conoscere quale di queste due categorie di fonti fosse alla base delle singole “informazioni” riportate.

Ora, questo dato non deve stupire: TRAG aveva ricevuto mandato di fornire, con i mezzi a sua disposizione e secondo la sua discrezionale metodologia di indagine, un quadro dello *status* giuridico del blocco OPL 245 e della compagine societaria di Malabu.

Stava ad ENI, ricevuti i rapporti, valutare se e cosa fare.

Per i Pubblici Ministeri, quello richiesto a TRAG “*di fatto è l'unico approfondimento su questioni estremamente sensibili che riguardano l'acquisizione di OPL 245 che Eni ritenne di dover effettuare*”¹⁷ e su tale base Eni avrebbe avuto “*tutte le informazioni di cui aveva bisogno per evitare soltanto di mettersi al tavolo con Dan Etete*”.

Ebbene, **non è affatto vero** che quello svolto da TRAG fu l'unico approfondimento su OPL 245 e su Malabu condotto da Eni. Così come non è vero, e in parte lo si è già anticipato, che sulla base dei

¹⁶ Il brano è tratto dal *Report* TRAG 2007, p. 1; simili informazioni sono riportate nel *Report* TRAG 2010, p. 1.

¹⁷ **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 17.

rapporti di TRAG Eni disponesse di informazioni qualificate che imponessero (ad Eni come a qualsiasi altro operatore del settore) di *non* negoziare con Malabu.

Un operatore economico come Eni, che deve rendere conto del proprio operato (anche verso un azionariato molto vasto, ed in parte pubblico!), ha il dovere di verificare le informazioni che riceve, di valutare attentamente l'opportunità o meno di nuove possibilità di investimento e di rendere conto, anzitutto ai propri investitori, delle decisioni di investire o non investire.

E sarebbe decisamente poco professionale – e forse censurabile sul piano delle responsabilità gestionali degli amministratori – una decisione di non investimento basata esclusivamente su ragioni di (in)opportunità e reputazionali che trovano linfa in *rumors*, fonti aperte o non identificate.

Come vedremo, Eni sottopose a verifica le informazioni in proprio possesso sullo stato del blocco e su Malabu.

Sempre sul punto, è importante inquadrare correttamente i rapporti di TRAG sul piano della loro valenza informativa e rilevanza ai fini delle decisioni interne aziendali.

Occorre anzitutto domandarsi quale fosse lo **scopo di tali report**: essi intendevano **offrire ad Eni un primo, approssimativo** (viste le fonti richiamate) **quadro** dello stato giuridico del blocco OPL 245 e di eventuali problemi (legali e reputazionali) di Malabu, società che, a fine 2009 – inizio 2010, intendeva cedere una parte della licenza di cui dichiarava essere titolare.

La “reputazione” di Malabu e dei suoi esponenti erano un profilo d'interesse per Eni poiché l'ipotesi negoziale all'epoca all'esame (fine 2009 – prima metà del 2010, sulla quale si tornerà ampiamente) era quella di acquisire una parte della licenza da Malabu e costituire con essa (e Shell) una *joint venture*. Se si fosse trovato l'accordo, Eni si sarebbe trovata ad essere *partner* di Malabu (e Shell) e quindi ad operare sul blocco in collaborazione con tale società.

Le *policy* interne di Eni, al riguardo, imponevano di verificare la reputazione del futuro *partner*, dal momento che Eni ed il *partner* avrebbero dovuto lavorare insieme e svolgere la medesima attività.

Tali rapporti, inoltre, **furono un punto di partenza**, non già di arrivo, del processo di acquisizione di informazioni da parte di Eni sul blocco OPL 245 e su Malabu.

Occorre infatti soffermarsi sulle **iniziative assunte da Eni dopo** la ricezione dei rapporti **di TRAG**, che i Pubblici Ministeri hanno completamente cancellato dalla (loro) ricostruzione dei fatti del processo.

Considerato il tenore dell'informativa contenuta nei rapporti, per Eni appariva doveroso verificare le informazioni ricevute e svolgere approfondimenti.

Furono attivate **due iniziative**: (i.) la **richiesta a Malabu** di compilare il **Joint Venture Agreement (JVA) Form**¹⁸; (ii.) la **richiesta a EVP** di apertura di una **Virtual Data Room (VDR)**, che permettesse ad Eni l'acquisizione, tramite visione di atti e documenti ufficiali, di informazioni certe e affidabili

¹⁸ In particolare, il *JVA Form* è stato inviato da Eni in data 8 gennaio 2010, cfr. email di Carbonara, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 51, ed è stato ricevuto compilato in data 6 aprile 2010, cfr. email di Obi, in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 82.

in merito allo stato giuridico del blocco, alla originaria assegnazione della licenza, ai procedimenti pendenti e agli atti transattivi relativi alla licenza¹⁹.

I Pubblici Ministeri hanno quasi ironizzato sulla richiesta di Eni a Malabu di compilazione del JVA e sul riscontro fornito da Malabu, come se si fosse trattato di una mera formalità, priva di qualsiasi valenza sostanziale sul piano negoziale e delle decisioni interne ad Eni.

Sia consentito un breve inciso sul punto: anche in questo caso, Eni non si è attivata per mera formalità e per “salvare le apparenze” (nello specifico, per mero formalistico rispetto di quanto previsto dalle proprie procedure interne), ma perché era suo dovere chiedere informazioni societarie anzitutto al proprio possibile futuro *partner*. E va pure notato che se davvero, come ipotizzano i Pubblici Ministeri, Eni e Malabu fossero state *complici* di uno schema corruttivo, non si comprende perché Eni abbia ritenuto, e continuato a ritenere lungo tutto il negoziato, insufficienti le informazioni fornite da Malabu sul proprio assetto societario. Da (asserita) complice, Eni avrebbe ben potuto “suggerire” risposte per sé soddisfacenti al proprio sodale e così sì “salvare le apparenze”.

I risultati delle iniziative sopra indicate (JVA *form* e accesso alla *data room*) furono inseriti nella *Nota due diligence Circolare 379/2009*, la quale – unitamente al testo del *JVA Form* e dei *Report TRAG* – fu inviata nel maggio 2010 alla **Unità Anticorruzione (ACLSU)** per opportuna visione e per eventuali approfondimenti o richieste²⁰.

Questa comunicazione attivò un ulteriore scambio di richieste ed informazioni tra le funzioni operativo-negoziali (Pagano, Armanna e Casula), l’ufficio legale (Bollini) e l’ACLSU (De Rosa), nell’ambito del quale l’Unità Anticorruzione formulò richieste di chiarimenti e di integrazione informativa e documentale.

Come si vedrà più avanti, **la due diligence** avviata tramite il *JVA Form* e la VDR di EVP **in parte confermò** le informazioni fornite da TRAG, **in parte le smentì, in parte ancora lasciò una lacuna informativa** su alcuni aspetti rilevanti per comprendere la storia del blocco – in particolare, la **compagine societaria (soci ed amministratori) di Malabu**.

Per questa ragione, Eni assunse **ulteriori iniziative**: nel mese di **novembre 2010**, agli incontri tenutisi presso gli uffici dell’Attorney General, gli esponenti di Eni **chiesero direttamente a Malabu ulteriori documenti**, che chiarissero la struttura societaria di Malabu e l’effettiva titolarità del blocco²¹; nel mese di **dicembre 2010**, dopo aver avuto notizia delle pretese su Malabu avanzate per via giudiziale da parte di Sani Abacha, Eni affidò ad un professionista nigeriano, lo studio legale Paul

¹⁹ Si veda sul punto la email di Carbonara dell’8 gennaio 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 51. Eni ebbe accesso alla VDR solo a seguito della accettazione della *Process Letter*, si veda sul punto la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti n. 87, 89, 90, 91.

²⁰ Si veda lo scambio di email tra Armanna, Pagano e De Rosa del 11-12 maggio 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 114.

²¹ Si veda sul punto l’email di Casula del 25 novembre 2010, PM-3 319-320; il punto è inoltre sviluppato *infra*, para 2.13-2.14.

Erokoro & Co., l'incarico di svolgere una ulteriore *due diligence* di natura legale e societaria su Malabu²².

Vediamo, dunque, quale fu il quadro della storia di OPL 245 acquisito da Eni – e da Roberto Casula – attraverso tali iniziative. E vediamo come tale quadro storico si è arricchito di ulteriori conferme, circa la legittimità della titolarità del blocco in capo a Malabu, nel corso del dibattimento.

1.3. La storia di OPL 245.

1.3.1. L'assegnazione originaria di OPL 245 a Malabu (1998-2001).

Attraverso la *Data Room* di EVP, Eni acquisì informazioni certe anzitutto in merito alla **originaria assegnazione** della licenza.

Particolarmente utile per ricostruire l'esito di questo approfondimento è il **documento OPL 245 VDR Summary Report**, preparato dalle competenti funzioni di Eni a seguito della analisi della *data room* e inviato a tutti i soggetti interessati, ivi compreso Roberto Casula, in data 16 aprile 2010²³.

Il documento riassume l'esito dell'analisi condotta da Eni sui documenti ufficiali messi a sua disposizione, dai quali, in relazione all'originaria assegnazione del blocco, emergevano **le seguenti circostanze**.

1. Il 29 aprile 1998, con due lettere del DPR per conto del Ministro del Petrolio (all'epoca Dan Etete), fu accolta la richiesta formulata da Malabu per l'assegnazione del 100% di OPL 245 (e di OPL 214)²⁴.

Le lettere stabilivano le seguenti condizioni di assegnazione.

- Pagamento delle ***application and bidding fees***, rispettivamente pari a **50.000 naira** e **10.000 dollari**, entro 30 giorni dal ricevimento della lettera.
- Pagamento di un ***Signature Bonus*** pari a **20 milioni di dollari**, entro 30 giorni dal ricevimento della lettera.
- Assegnazione in **regime di *Sole Risk***, con l'intesa che il **FGN si riservava il diritto di acquisire una quota** della licenza in qualsiasi momento nell'arco della durata di eventuali successive OML.
- Partecipazione straniera fissata alla soglia massima del 40%.
- Durata complessiva della licenza pari a 10 anni.
- ***Petroleum Profit Tax (PPT)*** pari al 50%, ***Royalties*** pari allo 0%.
- Nazionalità nigeriana dell'azionariato di Malabu.

²² Sul punto si veda in particolare la Relazione **CT Manzonetto**, p. 114 e allegati 3.3.2.2.φ e 3.3.2.2.χ; anche il teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 17, ha fatto riferimento a questo incarico, nonostante sul momento abbia confuso il nome del professionista con l'altro studio incaricato, Aluko & Oyeboode.

²³ **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q; i documenti su cui il *Report* si basa, invece, si trovano in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 98.

²⁴ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 1.

2. Il 9 marzo 2000, con lettera del DPR, fu confermato **l'ottemperamento da parte di Malabu a tutte le condizioni previste a suo carico**, ad esclusione del *Signature Bonus*, che versò solo per la parte di USD 2,04 milioni, e quindi l'assegnazione della licenza.

3. Nel corso del 2001 Shell fece ingresso nel blocco come *partner* tecnico di Malabu stipulando con questa un *Farm-in Agreement*, ai sensi del quale Shell acquisì il 40% della licenza e pagò il saldo del *Signature Bonus* (USD 17,96 milioni).

4. Il 15 maggio 2001, con lettera firmata dal *Presidential Adviser on Petroleum and Energy Matters* (all'epoca Rilwanu Lukman) per conto del Ministro del Petrolio (all'epoca, il Presidente Obasanjo, che aveva mantenuto per sé tale ruolo), vi fu l'emissione della licenza OPL 245 (cd. *Title Deed*) nei confronti di Malabu.

Questa ricostruzione della fase iniziale della storia di OPL 245 è certamente **diversa dalla panoramica offerta sul punto nei rapporti TRAG**, che invero non avevano la pretesa di fornire una puntuale ricostruzione storica delle vicende relative alla licenza, ed è soprattutto **diversa dalla narrazione semplificata proposta dai Pubblici Ministeri**.

L'originaria assegnazione di OPL 245, infatti, non si perfezionò affatto il 29 aprile 1998. Essa prese soltanto avvio nel 1998 e poi **si perfezionò lungo un arco temporale compreso tra il 1998 e il 2001**.

Il dato non è irrilevante.

Nel corso di quei tre anni, infatti, in Nigeria avvennero alcuni cruciali fatti politici: il Paese passò da una dittatura militare ad un regime democratico e vide la successione di tre diversi Governi, presieduti nell'ordine da Sani **Abacha**, Abdusalami **Abubakar**, Olusegun **Obasanjo**.

L'assegnazione originata nel 1998 fu quindi **legittimata** da due successivi Governi, che dichiaravano espressamente di porsi in discontinuità con il regime del Generale Abacha.

Sull'originaria assegnazione di OPL 245 a Malabu appare opportuna una breve **parentesi sul contesto storico** di riferimento.

Negli anni successivi all'indipendenza dal Regno Unito, avvenuta nel 1960, gran parte dei settori dell'economia nigeriana vedevano la presenza dominante di operatori economici internazionali, ciò che, se da un lato determinava l'investimento nel Paese di ingenti capitali esteri, dall'altro lato impediva il pieno sviluppo tecnico ed economico dell'imprenditoria locale.

In questo contesto, sin dal 1972 il Governo nigeriano iniziò a perseguire una politica di *indigenizzazione* dell'economia locale con l'obiettivo di dare ai cittadini nigeriani una maggiore opportunità di partecipare ad attività economiche nel paese, di incoraggiare la formazione di capitale locale e di mantenere in Nigeria i profitti derivanti dalle attività economiche svolte nel paese²⁵.

Per ciò che riguarda il settore petrolifero, senz'altro il più rilevante per l'economia di quel paese, la politica di *indigenizzazione* si concretizzò, a partire dal 1991, con l'introduzione del *Indigenous*

²⁵ Si veda sul punto la **Relazione CT Oditah**, para 11.

Concession Programme (ICP), per effetto del quale numerose licenze petrolifere furono assegnate ad operatori locali, anziché ad operatori internazionali²⁶.

Questo programma non fu cristallizzato in un atto normativo formale, ma trovò fonte in un *policy announcement* del Ministro del Petrolio dell'epoca (prof. J. Aminu). La concreta realizzazione di questo programma fu posta in capo all'ufficio tecnico del Ministero del Petrolio, denominato Dipartimento delle Risorse Petrolifere (DPR)²⁷.

Fra gli obiettivi di tale programma di assegnazioni vanno ricordati: l'ampliamento della partecipazione nigeriana nel settore *upstream* dell'industria petrolifera; il fatto che i cittadini nigeriani traessero direttamente vantaggio dalle risorse naturali del paese; il trasferimento di competenze tecnologiche alle società nigeriane; la riduzione della dipendenza dalle *International Oil Companies* (IOCs) per l'esplorazione e la produzione petrolifera; il raggiungimento di un maggiore controllo interno delle risorse nigeriane di petrolio e gas²⁸.

Non rientravano, invece, tra gli obiettivi dell'ICP l'assegnazione di superfici petrolifere ai migliori o ai più esperti operatori del settore petrolifero o la massimizzazione dei guadagni del FGN derivanti da questo tipo di assegnazioni²⁹.

Nel corso degli anni, per realizzare in concreto tali obiettivi, l'assegnazione delle licenze da parte del DPR nell'ambito dell'ICP era caratterizzata, da un lato, da condizioni di assegnazione tendenzialmente predefinite, e, dall'altro lato, da una ampia flessibilità nell'interpretazione ed applicazione della normativa di settore.

Quanto alle caratteristiche tipiche di tali assegnazioni in conformità all'ICP, è opportuno ricordare che le licenze furono concesse: (*i.*) con assegnazione diretta e senza gara; (*ii.*) in modalità *Sole Risk* con diritto di *back-in* da parte del Governo; (*iii.*) a condizione che il beneficiario economico della società assegnataria fosse cittadino nigeriano; (*iv.*) previo pagamento di un *Signature Bonus* di importo stabilito dal DPR; (*v.*) conferendo all'assegnatario il diritto di cedere fino al 40% della licenza ad un *partner* straniero.

Nel corso del processo è emerso che tali assegnazioni avvennero in deroga ad alcune norme ordinariamente previste dalla disciplina petrolifera. Le deroghe alle norme di concessione riguardarono in particolare due aspetti: il possesso da parte del concessionario di **sufficienti competenze tecniche e risorse finanziarie** per svolgere le attività di esplorazione ed estrazione; il rigoroso **rispetto dei tempi di pagamento degli oneri** collegati all'assegnazione, primo fra tutti il *Signature Bonus*.

La deroga o comunque la flessibilità da parte del FGN nell'interpretazione ed applicazione di tali profili trovano facile spiegazione nel fatto che gran parte delle società locali interessate dall'ICP non erano in possesso dei requisiti e delle capacità per condurre attività di esplorazione e nel fatto che il

²⁶ Per una esaustiva ricostruzione della storia, delle caratteristiche e degli obiettivi dell'ICP, si veda la **Relazione CT Segun**, Sezione VI, Parte 1, para 45-51.

²⁷ Si veda sul punto la **Relazione CT Oditah**, para 12.

²⁸ Si veda sul punto la **Relazione CT Oditah**, para 23.

²⁹ Si veda sul punto la **Relazione CT Oditah**, para 40.

Governo, ben consapevole di tale situazione, si aspettava che le società indigene avrebbero infine acquisito le necessarie capacità tecnico-finanziarie grazie alla *partnership* con operatori stranieri³⁰.

Fra i numerosi casi di applicazione dell'ICP secondo queste caratteristiche vanno ricordate³¹:

- la licenza **OPL 216**, assegnata alla società **Famfa Oil** nel **1993**;
- la licenza **OPL 246**, assegnata alla società **SAPETRO** nel **1998**;
- la licenza **OPL 247**, assegnata alla società **Heritage Oil** nel **1999**;
- la licenza **OPL 248**, assegnata alla società **Zebra Energy** nel **1999**;
- la licenza **OPL 249**, assegnata alla società **Oil & Gas Nigeria (OGN)** nel **1999**.

In particolare, le tre assegnazioni da ultimo citate furono oggetto di revoca da parte del FGN in ragione dell'asserita violazione dei termini di pagamento del *Signature Bonus*. La revoca fu poi contestata in giudizio dalle società locali: **Zebra Energy ottenne una pronuncia favorevole della Corte Suprema nigeriana nel 2002**³²; **OGN e Heritage Oil stipularono con il FGN due *Settlement Agreement* (rispettivamente nel 2003 e nel 2006)**³³, per effetto dei quali la revoca fu annullata e la licenza riassegnata.

Quello appena descritto è il contesto politico, economico e giuridico nel quale originò l'**assegnazione di OPL 245 alla società Malabu**, la quale avvenne **in piena coerenza con l'ICP**.

Ciò è stato affermato a dibattimento non solo dai Consulenti Oditah e Segun³⁴, ma pure dal Consulente della Procura, prof. Ayoade: "***L'FGN Indigenous Oil Policy del 1989, recepita in varie direttive vincolanti e dichiarazioni pubbliche, ebbe come risultato l'assegnazione di aree a imprese locali (indigenous) e consentì a imprese locali quali Consolidated Oil, Pan Ocean Oil, Malabu e Amni Oil di inserire come partner tecnici le compagnie straniere (IOC) su base 60%/40%***"³⁵.

Vediamo ora più nel dettaglio l'**iter amministrativo** che ha condotto alla originaria assegnazione di OPL 245 a Malabu.

³⁰ Si veda sul punto la **Relazione CT Oditah**, para 24-28, 31-40; **Relazione CT Segun**, Sezione VI, Parte 1, para 47, 50, Parte 2, para 5.

³¹ Si veda sul punto la **Relazione CT Oditah**, para 30-31.

³² Si vedano sul punto la **Relazione CT Oditah**, para 49-51; la **Relazione CT Segun**, Sezione VI, Parte 2, para 24, 49-51.

³³ Si vedano sul punto la **Relazione CT Segun**, Sezione VI, Parte 2, para 54; la **Relazione CT Oditah**, para 48, 125. Si veda inoltre il *Settlement Agreement* tra OGN e il FGN, stipulato in data 4 aprile 2003, in allegato alla **Relazione CT Ayoola**.

³⁴ Si vedano la **Relazione CT Oditah**, para 41-47; la **Relazione CT Segun**, Sezione VI, Parte 2, para 1-15.

³⁵ Si veda la **Relazione CT Ayoade**, para 3.1.1.

In data 29 aprile 1998, con le due lettere evocate, a firma del Direttore W.F. Double-Green, il DPR comunicò a Malabu che il **Ministro del Petrolio aveva approvato la allocazione** a tale società delle licenze OPL 214 e OPL 245, alle già viste condizioni³⁶.

In data 25 maggio 1999 e 3 giugno 1999³⁷, con lettere a firma del Company Secretary Rasky Gbinigie, **Malabu comunicò e dimostrò al DPR di aver effettuato i seguenti pagamenti** a favore del FGN: 10 mila dollari a titolo di *bidding fee*; 50 mila Naira a titolo di *application fee*; 2,04 milioni di dollari a titolo di pagamento parziale del *Signature Bonus*.

In data 31 maggio 1999, il Governo dell'epoca, che vedeva quale Presidente e Ministro del Petrolio Abdulsalami Abubakar, rilasciò lettera di quietanza dei pagamenti³⁸.

In data 9 marzo 2000 **il DPR confermò l'assegnazione a Malabu** del blocco OPL 245 e chiari che la società aveva la facoltà di procedere con i piani inerenti allo sviluppo del blocco³⁹.

Sulla base di tale conferma, Malabu avviò negoziazioni con Shell per la cessione a quest'ultima di una quota pari al 40% del blocco.

Il 19 marzo 2001 Malabu informò con lettera il Governo di tali interlocuzioni⁴⁰.

Appare utile riportare alcuni passaggi di tale ultima comunicazione, i quali confermano l'aderenza al programma ICP dell'assegnazione di OPL 245 a Malabu:

- *“Con la presente Vi informiamo che ci troviamo attualmente nelle ultime fasi di trattativa con SNUD per la cessione della partecipazione del 40% nella OPL 245 da parte di Malabu a SNUD successivamente alla concessione della OPL 245 da parte del Governo”;*
- *“Ai sensi della Lettera di Concessione della OPL 245, Malabu ha già effettuato il pagamento di 2 milioni di dollari statunitensi a titolo di Signature bonus per la OPL 245. È stato concordato che SNUD, a seguito degli esiti positivi delle trattative e della sottoscrizione dei contratti di farm-in, pagherà per conto di Malabu i rimanenti 18 milioni di dollari statunitensi a titolo di Signature bonus al Governo. Successivamente alla ricezione da parte del Governo del pagamento effettuato da SNUD, gradiremmo che la licenza fosse assegnata e il farm-in approvato”;*
- *“In considerazione del livello di competenza tecnica e dell'investimento necessari, SNUD ha accettato di agire in qualità di operatore per il periodo iniziale. Inoltre, le Parti hanno*

³⁶ Le due lettere erano contenute nella *Data Room*, cfr. *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

³⁷ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 2 e 3. Esse erano contenute nella *Data Room*, cfr. *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

³⁸ La lettera del DPR, datata 31 maggio 1999, di quietanza dei pagamenti comunicati in data 25 maggio 1999 si trova nella Produzione PM ex art. 431 c.p.p., foliazione DIB 1272; la circostanza che il FGN rilasciò quietanza di tali pagamenti, inoltre, è stata confermata nel corso dell'esame del **CT Oditah**, trascrizioni ud. 15 maggio 2019, p. 11. Tale documento era contenuto nella *Data Room*, cfr. *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

³⁹ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 4; la lettera era contenuta nella *Data Room*, cfr. *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

⁴⁰ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 5; la lettera era contenuta nella *Data Room*, cfr. *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

concordato che SNUD provvederà alla formazione dello staff di Malabu al fine di agevolare il trasferimento dell'incarico di operatore a Malabu in futuro".

In data 30 marzo 2001 Malabu e SNUD stipularono un *Farm-In Agreement* del tutto coerente con quanto in precedenza rappresentato da Malabu al FGN⁴¹.

Tale ultimo documento non era nella disponibilità di Eni all'epoca dell'accesso alla *data room* di Malabu⁴². Appare tuttavia importante dare conto di alcune clausole, sempre nell'ottica di misurare l'aderenza all'ICP dell'assegnazione di OPL 245:

Clausola 3.1(a) – *“Malabu si impegna a cedere a Shell una Partecipazione indivisa pari al quaranta per cento (40%) della Licenza e di tutti i diritti, privilegi, impegni e obbligazioni pertinenti alla stessa”*.

Clausola 3.4 – *“Shell consegnerà al Governo un assegno di importo pari a diciotto milioni di Dollari Statunitensi (USD 18.000.000) a saldo del Bonus di Sottoscrizione dovuto al Governo stesso per la concessione della Licenza a Malabu”*.

Clausola 5.2 – *“A fronte della soddisfazione di tutte le seguenti condizioni: (...) Malabu abbia, a sola discrezione di Shell, sviluppato la capacità e raggiunto l'esperienza necessaria per assumere le funzioni di Operatore ai sensi del presente Contratto, le Parti saranno tenute a dar corso a discussioni volte a concordare un piano di transizione che faciliterà il trasferimento dell'operatività ai sensi del presente Contratto da Shell a Malabu, fatto salvo il consenso del Ministero”*;

Clausola 9.1 – *“Shell sarà tenuta a (...) pagare a Malabu due milioni di Dollari statunitensi (USD 2.000.000) quale rimborso dell'anticipo del Bonus di Sottoscrizione al Governo da parte di MALABU per l'assegnazione della Licenza”*.

In data 6 aprile 2001 **Shell** informò il DPR della conclusione di tale accordo con Malabu, tramite una lettera con la quale **confermò il proprio impegno a corrispondere il saldo del Signature Bonus** ed allegando un assegno dell'importo ad esso corrispondente⁴³.

In data 9 aprile 2001, il **DPR**, sulla scorta di tali interlocuzioni e constatato l'adempimento da parte di Malabu delle condizioni stabilite per l'assegnazione della licenza, **autorizzò la società nigeriana ad iniziare le attività di esplorazione della licenza OPL 245 e annunciò l'imminente emissione dell'atto di proprietà della licenza**⁴⁴.

⁴¹ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 6.

⁴² Come si evince dal *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q, il contratto non era contenuto nella *Data Room*. Eni rilevò questa incompletezza e, unitamente a tutti i documenti mancanti, ne chiese copia a EVP: si veda sul punto la email di Armanna del 20 aprile 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 99.

⁴³ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 7; la lettera era contenuta nella *Data Room*, cfr. *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

⁴⁴ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 8; la lettera non era contenuta nella *Data Room* (come si evince dal *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q).

In data 15 maggio 2001 il Ministro del Petrolio dell'epoca emise nei confronti di Malabu la licenza OPL 245 (cd. *title deed*), con efficacia a partire dal 29 aprile 1998⁴⁵. L'atto di assegnazione fu inviato a Malabu in data 24 maggio 2001⁴⁶.

In perfetta coerenza con lo spirito dell'ICP, che intendeva porre gli oneri di assegnazione a carico del *partner* multinazionale, il mancato rispetto da parte di Malabu dei termini di pagamento degli oneri collegati all'assegnazione della licenza non costituì motivo di diniego del rilascio della licenza: il Governo, infatti, si aspettava che, una volta perfezionata la *partnership* tra Malabu e Shell, sarebbe stata proprio quest'ultima a corrispondere questi oneri.

Dalla ricostruzione qui svolta, che fonda sulle evidenze documentali raccolte a processo, si traggono le seguenti conclusioni.

- **La originaria assegnazione di OPL 245** appare in ogni suo passaggio **perfettamente aderente all'ICP**: Malabu era una società nigeriana, ricevette una licenza *Sole Risk* con facoltà di *back-in* in capo al Governo, individuò un *partner* internazionale a cui cedette il 40% della licenza in cambio del pagamento da parte di quest'ultimo dell'intero *Signature Bonus* e dell'impegno assunto dalla IOC di trasferire il proprio *know-how* al *partner* locale.
- **La formale emissione della licenza avvenne solo nel 2001**, al tempo in cui era in carica il Governo di Olusegun Obasanjo, quando Malabu e il proprio *partner* internazionale Shell avevano adempiuto a tutte le condizioni stabilite nel 1998.
- Nel periodo compreso tra il 1998 e il 2001 **tutti i Governi *pro tempore* in carica assegnarono e confermarono la licenza in capo a Malabu**, segnatamente:
 - il **Governo di Abacha** accolse la richiesta di assegnazione del blocco;
 - il **Governo di Abubakar** rilasciò le quietanze dei pagamenti effettuati da Malabu;
 - il **Governo di Obasanjo** confermò le lettere di assegnazione del 1998, prese atto degli accordi intercorsi tra Malabu e Shell e del pagamento del *Signature Bonus* da parte di quest'ultima, autorizzò l'inizio delle operazioni tecniche e, infine, emise la licenza nel maggio 2001⁴⁷.

1.3.2. La revoca a Malabu e la riassegnazione a Shell (2001-2003).

La *Data Room* di EVP consentì, in secondo luogo, di acquisire informazioni ufficiali in merito alla **revoca della licenza a Malabu e alla sua riassegnazione a Shell**.

Dai documenti a disposizione di Eni emersero i seguenti dati⁴⁸.

1. La revoca della licenza da parte del DPR con lettera del 2 luglio 2001, con conseguente risoluzione del *Farm-in Agreement* e restituzione a Shell della propria quota di *Signature Bonus*. Malabu reagì

⁴⁵ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 9. Il *deed* era contenuto nella *Data Room*, cfr. *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

⁴⁶ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 10.

⁴⁷ Per un richiamo puntuale alle occasioni in cui il FGN confermò la licenza in capo a Malabu, si veda l'esame del **CT Oditah**, trascrizioni ud. 15 maggio 2019, pp. 11 e 12.

⁴⁸ Si tenga sempre a riferimento il *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

alla revoca con una richiesta scritta al Presidente Obasanjo per ottenere il ritiro della revoca e la restituzione della licenza.

2. La riassegnazione di OPL 245 in modalità PSC a NNPC (concessionario) e Shell (contractor) sulla base dei seguenti passaggi: in data 23 maggio 2002, nell'ambito di una gara ristretta, Shell formulò un'offerta con *Signature Bonus* pari a USD 210 milioni; all'esito, i diritti di *contractor* sul blocco furono assegnati a Shell; Shell in seguito pagò il *Signature Bonus* in un conto *escrow*; in data 22 dicembre 2003, fu stipulato un contratto PSC tra NNPC e Shell.

3. Il contenzioso iniziato da Malabu nel 2003 contro FGN e Shell per ottenere l'annullamento della revoca della licenza; il contenzioso, in primo grado, era giunto a sentenza in data 16 marzo 2006, sfavorevole a Malabu. Il testo di tale sentenza **non** era contenuto nella *data room* e fu oggetto di richiesta di integrazione da parte di Eni⁴⁹.

Vediamo più nel dettaglio queste tappe, anche alla luce di quanto è emerso all'esito dell'istruttoria dibattimentale.

In data 2 luglio 2001 il Ministero del Petrolio comunicò a Malabu che l'assegnazione di OPL 245 era stata revocata. Chiese quindi la restituzione dei documenti comprovanti il titolo precedentemente consegnati⁵⁰.

Nonostante i rilievi di Malabu contro la revoca⁵¹, nel corso del 2002 il Governo avviò una procedura competitiva ristretta alla quale presero parte alcune compagnie petrolifere internazionali, a seguito della quale, nel 2003, concluse con Shell: un **contratto PSC**, ai sensi del quale NNPC era titolare della licenza e Shell era titolare dei diritti di *contractor*⁵²; ed un **contratto escrow**, per il versamento del *Signature Bonus* offerto da Shell nell'ambito del procedimento selettivo, pari a USD 210 milioni⁵³.

A partire dal 2003, dunque, la licenza venne assegnata a NNPC e Shell, le quali iniziarono le operazioni di esplorazione.

È ora opportuno soffermarsi sulla **revoca** della licenza a Malabu.

L'atto di revoca è del 2 luglio 2001 ed intervenne quindi a brevissima distanza dalle precedenti comunicazioni – emesse dal medesimo ufficio e dalla medesima persona fisica (DPR, nella persona del Direttore Ofurhie) – con le quali Malabu aveva ricevuto l'atto formale di assegnazione (15 maggio 2001)⁵⁴ e le pregresse autorizzazioni a procedere all'esplorazione del blocco con Shell.

⁴⁹ Si veda la email di Armanna del 20 aprile 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 99.

⁵⁰ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 11; la lettera era contenuta nella *Data Room*, cfr. *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

⁵¹ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 12.

⁵² Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 13, 22; il testo del contratto PSC è contenuto in **Relazione CT Oditah**, Documenti, OPL 245, allegato 11; il contratto era contenuto nella *Data Room*, cfr. *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

⁵³ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 23, 24; il contratto non era contenuto nella *Data Room*, cfr. *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

⁵⁴ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 8, 10.

L'atto di revoca risultò privo di motivazione.

Ai sensi del diritto nigeriano, come è stato spiegato dai Consulenti Segun e Oditah, questo atto deve (e doveva) considerarsi nullo e quindi invalido.

I consulenti hanno rilevato diversi ordini di vizi nella lettera di revoca del 2 luglio 2001: **vizi sostanziali**, perché non era fondata su alcuno dei tassativi motivi di revoca di una licenza petrolifera previsti dalla legge⁵⁵; **vizi rituali**, perché l'autorità amministrativa non aveva seguito il procedimento che la legge impone per la revoca delle licenze di esplorazione, e in particolare non aveva motivato la propria decisione⁵⁶; **violazione del legittimo affidamento** di Malabu, tanto da un punto di vista generale, in virtù della prassi di assegnazione nell'ambito dell'ICP, quanto in relazione al caso specifico, sulla base delle precedenti comunicazioni emesse dall'Autorità Pubblica, che avevano confermato i diritti in capo a Malabu⁵⁷.

Nonostante questi rilievi e nonostante la storia del blocco successiva alla sua revoca a Malabu, i Pubblici Ministeri insistono nel sostenere che **l'atto di revoca del 2001 sia legittimo**. Sarebbe anzi l'unico atto non contrario ai doveri, fra tutti i numerosi atti amministrativi che negli anni hanno riguardato OPL 245.

Così si legge nella memoria dei Pubblici Ministeri: *“In realtà, con ogni evidenza, la revoca della licenza a Etete nel 2001 fu un atto politico, per riparare ad una condotta di malgoverno”*. Ed

⁵⁵ Si veda sul punto la **Relazione CT Oditah**, para 65, la quale riferisce che *“Vi sono solo due motivi previsti nella legislazione petrolifera nigeriana per cui una OPL può essere revocata. Questi sono riportati nei paragrafi 23 e 24 dell'allegato 1 del Petroleum Act del 1969. Il paragrafo 23 prevede una modifica della nazionalità del titolare della licenza/dell'OPL o del soggetto o dell'entità che ne detiene, in via diretta o indiretta, il controllo. Il paragrafo 24 dell'Allegato 1 al Petroleum Act del 1969 indica alcune violazioni, come il mancato svolgimento delle operazioni in modo continuato e professionale, il mancato rispetto di una qualunque disposizione della legislazione petrolifera o delle condizioni della propria OPL o, in caso di mancato pagamento di canoni di locazione o royalties dovuti”* (enfasi aggiunta), ad avviso del Consulente *“Nessuna di queste violazioni si è verificata il 2 luglio 2001 quando il FGN ha revocato l'OPL 245”* (enfasi aggiunta); si veda anche l'esame **CT Oditah**, trascrizione ud. 15 maggio 2019, p. 13.

⁵⁶ Si veda sul punto la **Relazione CT Oditah**, para 80-81, che così si esprime *“Le procedure per la revoca di una OPL sono stabilite principalmente nei paragrafi da 25 a 29 dell'Allegato 1 del Petroleum Act del 1969, che non è stato rispettato. Le procedure sono riassunte come segue: (a.) Paragrafo 25: il Ministro dovrà comunicare al titolare dell'OPL i motivi in base ai quali è prevista la revoca della sua OPL e invitare il titolare dell'OPL a fornire le spiegazioni richieste; (b.) Paragrafo 26: se il Ministro è soddisfatto della spiegazione, può invitare il titolare dell'OPL a rettificare il caso denunciato entro un determinato periodo di tempo; (c.) Paragrafo 27: se il titolare dell'OPL non fornisce spiegazioni o fornisce spiegazioni insufficienti o non pone rimedio alla questione denunciata entro il periodo specificato, il Ministro può revocare l'OPL; (d.) Paragrafo 28: un avviso inviato all'ultimo indirizzo noto del titolare dell'OPL in Nigeria o al suo avvocato e pubblicato nella Gazzetta ufficiale federale sarà, a tutti gli effetti, sufficiente a informare il titolare dell'OPL della revoca della sua OPL; (e.) Paragrafo 29: la revoca lascerà impregiudicate le eventuali passività eventualmente assunte dal titolare dell'OPL”*, la conclusione cui perviene il CT è che **“La revoca o cancellazione dell'OPL 245 di Malabu il 2 luglio 2001 non ha rispettato nessuna delle procedure di cui ai punti da 25 a 28 dell'Allegato 1 del Petroleum Act del 1969”** (enfasi aggiunta); si veda anche l'esame **CT Oditah**, trascrizione ud. 15 maggio 2019, p. 14, nonché la **Relazione CT Segun**, Sezione VI, Parte 2, para 18-23.

⁵⁷ Si veda sul punto la **Relazione CT Oditah**, para 71, secondo cui *“Attraverso il comportamento sempre tenuto dal FGN nelle altre assegnazioni effettuate ai sensi del ICP che non aveva mai realmente applicato delle tempistiche strette per il pagamento di denaro o per l'adempimento di altri obblighi generici, il FGN ha creato in Malabu il legittimo affidamento circa il fatto che lo stesso non avrebbe dato applicazione effettiva alle tempistiche ristrette contenute nella lettera di assegnazione del 29 aprile 1998. Il FGN ha poi rafforzato tale legittimo affidamento nei sei diversi momenti individuati al paragrafo 60 che precede. Malabu si è basata su tale affidamento e questo era legittimo e ragionevole, da tutti i punti di vista, alla luce della flessibilità avuta dal FGN nei confronti delle assegnazioni effettuate ai sensi dell'ICP e nel raggiungimento degli obiettivi fissati da quest'ultimo”*.

aggiungono: “Così all’epoca spiegò il FGN, secondo quanto riferito dall’agenzia specializzata Platts”⁵⁸.

Il riferimento dei Pubblici Ministeri è a una notizia pubblicata in data 23 agosto 2002 dall’agenzia Platts, che riferì di una dichiarazione asseritamente rilasciata da un *oil advisor* del Governo, Tunji Oseni, secondo cui OPL245 sarebbe stata revocata a Malabu, poiché “*the concession represented an improper gift to Dan Etete, oil minister under the government of former military dictator Sani Abacha. Etete owns Malabu and License 245 was improperly awarded without competitive bidding while Etete was a government official*”⁵⁹.

Come si è già visto, tale notizia fu successivamente ripresa da TRAG nel proprio *Report* del 2007, ove fu riportato che “*Tunji Oseni, a presidential spokesman, issued a signed statement which said: ‘Etete and Abacha had abused their positions in the past, while in office, to award themselves the OPL 245 at a ridiculously low price*”⁶⁰.

Alle considerazioni in punto di diritto nigeriano dei Consulenti delle difese, i Pubblici Ministeri italiani hanno “replicato” richiamando una fonte aperta, segnatamente una notizia di stampa.

Una notizia che, a dispetto di quanto suggestivamente lasciato intendere nella memoria dei Pubblici Ministeri, non era neppure coeva all’atto di revoca della licenza: l’atto di revoca è del 2 luglio 2001; la notizia di stampa è del 23 agosto 2002, **oltre un anno dopo l’emissione dell’atto di revoca**.

Ad ogni modo, volendo entrare nel merito di quanto riportato in tale notizia, se ne ricava che le ipotetiche ragioni sottese alla revoca sarebbero state l’abuso di potere di Dan Etete e Sani Abacha, che si sarebbero attribuiti il blocco, e, quale conseguenza di tale abuso, le condizioni economiche di vantaggio dovute da parte di Malabu.

La prospettazione di cui alla notizia di stampa (ossia il conflitto di interessi), tuttavia, non trova alcun riflesso nei numerosi atti ufficiali nel tempo emanati dal FGN in relazione ad OPL 245.

Nelle sedi ed occasioni ufficiali in cui il Governo nigeriano ha preso posizione in merito alla revoca della licenza a Malabu, non ha mai prospettato un problema di conflitto di interesse o di inidoneità del quantum dovuto da Malabu.

Ci si riferisce anzitutto agli argomenti spesi dal FGN nell’ambito del contenzioso instaurato da Malabu nel 2003 proprio contro la revoca della licenza: quella, infatti, sarebbe stata la sede elettiva in cui spendere l’argomento del conflitto di interessi e così dare conto delle motivazioni sottese alla revoca.

Come è emerso nell’istruttoria dibattimentale, il Governo è intervenuto in tale procedimento con i seguenti atti processuali:

⁵⁸ **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 223. Si veda sul punto anche la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, pp. 46-47.

⁵⁹ Tale comunicato stampa è stato prodotto dal PM all’udienza del 15 maggio 2019.

⁶⁰ Si veda sul punto il *Report* TRAG del 9 marzo 2007, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 114.

- **Statement of defence** del 14 ottobre 2003⁶¹. In questo atto il FGN, che resisteva alla pretesa di Malabu di vedere annullata la revoca e quindi doveva difendere il proprio atto di revoca, sostenne che (i.) Malabu non aveva soddisfatto le condizioni cui l'emissione della licenza era stata subordinata nelle lettere di allocazione del 1998, segnatamente non aveva pagato le somme ivi richieste (*application and bidding fees*, nonché *Signature Bonus*) entro il termine di 30 giorni ivi stabilito; e (ii.) l'azione di Malabu doveva ritenersi prescritta ai sensi dell'articolo 2(a) POPA.
- **Notice of preliminary objection** del 23 maggio 2005⁶². In questo atto il Governo preannunciò che al processo avrebbe eccepito l'avvenuto decorso della prescrizione dell'azione di Malabu.
- **Amended Statement of defence** del 27 maggio 2005⁶³. In questo atto il FGN, pur senza rinunciare espressamente all'argomento del mancato pagamento delle *fees*, si limitò ad eccepire l'intervenuta prescrizione dell'azione di Malabu ai sensi del POPA.

In questi atti il FGN non ha **mai fatto riferimento al tema del presunto conflitto di interesse**.

Sul punto, è il caso di ricordare le osservazioni svolte a dibattimento dal Consulente Oditah.

*“All’epoca il governo avrebbe potuto imputare a Malabu il fatto che non avesse rispettato i termini del contratto, che presentasse una situazione di conflitto di interesse. Ma non ha proceduto in tal senso. Cos’ha fatto il governo? Ha depositato una replica il 14 ottobre 2004 fondata su due elementi. Il primo motivo su cui si fondava questa replica sarebbe stato il fatto che Malabu non aveva pagato il bonus di firma entro il termine di 30 giorni. La seconda argomentazione utilizzata dal governo nella sua replica era che l’avvio del contenzioso era avvenuto oltre i termini, vale a dire oltre i tre mesi dalla richiesta revoca. E il governo non ha fatto riferimento al conflitto di interesse, cosa che avrebbe potuto fare. E parliamo del governo del Presidente Obasanjo. Al contrario, il governo modifica la sua replica depositata il 27 maggio 2005, rinunciando alla prima argomentazione, vale a dire il non rispetto del termine di 30 giorni per il pagamento del bonus di firma. E quindi il governo mantiene, nella sua replica, la sola argomentazione secondo la quale il contenzioso era stato avviato oltre i termini previsti dal POPA, quindi di tre mesi dalla revoca”*⁶⁴.

Il Consulente Oditah, contro-esaminato dal Pubblico Ministero, ha altresì avuto l'occasione di commentare proprio la notizia di stampa sopra richiamata:

⁶¹ Si veda sul punto la **Relazione CT Oditah**, Documenti, OPL 245, allegato 13.

⁶² Si veda sul punto la **Relazione CT Oditah**, Documenti, OPL 245, allegato 15.

⁶³ Si veda sul punto la **Relazione CT Oditah**, Documenti, OPL 245, allegato 14.

⁶⁴ **Esame CT Oditah**, trascrizioni ud. 15 maggio 2019, p. 12; si veda sul punto anche la **Relazione CT Oditah**, para 91: *“Il 14 ottobre 2003, il FGN ha depositato una replica sottoscritta da Akinlolu Olujinmi SAN, l’Attorney General e il Ministro della Giustizia dell’epoca, sostenendo, al paragrafo 5, che i “convenuti affermano categoricamente che parte attrice non ha rispettato le condizioni sulla base del quale era stata fatta l’assegnazione poiché i ricorrenti non avevano né pagato quanto dovevano ai sensi dei paragrafi (i) e (ii) della lettera di assegnazione né avevano confermato l’accettazione dell’offerta di assegnazione entro 30 giorni”. Ha inoltre sostenuto che l’azione fosse vietata dall’articolo 2, lettera (a) del POPA. Le difese fondate sul mancato pagamento dei pagamenti previsti per legge nel termine di 30 giorni sono state abbandonate il 27 maggio 2005 quando il FGN ha depositato una memoria modificata, lasciando in piedi, in sostanza, solo le argomentazioni difensive fondate sul POPA”*.

“è un documento molto utile, perché dimostra che il Governo, se è vero quello che c’è scritto qui, sapeva del conflitto di interessi, e presuppongo quindi che nel 2003, quindi quando Malabu ha avviato la sua causa, se il Governo avesse voluto avrebbe potuto sollevare il discorso del conflitto di interessi, ma non avendolo fatto penso che questo costituisca un’affermazione, nonché una rinuncia a sollevare la problematica del conflitto di interessi”⁶⁵.

Il tema del possibile conflitto di interessi, come confermato proprio dalla notizia di stampa prodotta dall’Accusa, non fu un tema ignoto od ignorato dal FGN. Era noto e non fu mai ritenuto meritevole di fondare una presa di posizione del FGN che mettesse in discussione l’originaria assegnazione.

1.3.3. La nuova assegnazione a Malabu (2006-2007).

In terzo luogo, la *Data Room* di EVP consentì di acquisire informazioni ufficiali in merito ai fatti successivi alla revoca della licenza a Malabu, e segnatamente alla sua **riassegnazione a Malabu**.

Dai documenti a disposizione emergevano i seguenti dati⁶⁶.

1. In data 31 marzo 2006, Malabu aveva impugnato la sentenza (emessa dalla Giudice Nyako) che aveva rigettato in *limine litis*, per intervenuta improcedibilità, la sua richiesta di annullamento della revoca; l’impugnazione era fondata sulla ritenuta erronea dichiarazione di prescrizione dell’azione di Malabu.

2. In data 30 novembre 2006, Malabu e FGN avevano sottoscritto un *Settlement Agreement* con il quale avevano transatto la causa in corso e con lettera del 2 dicembre 2006 il FGN aveva: **(i.)** annullato ogni precedente decisione che aveva privato Malabu dei propri diritti; **(ii.)** stabilito che il FGN avrebbe riassegnato il 100% della licenza a Malabu entro 30 giorni; **(iii.)** concordato l’onere di Malabu di pagare il *Signature Bonus* pari a USD 210 milioni entro 12 mesi dall’atto di riassegnazione; **(iv.)** concesso a Malabu di cedere anche in toto a terzi la licenza; **(v.)** stabilito che il FGN non avrebbe esercitato i *back-in rights*.

3. Vi era stato uno scambio di lettere nella prima metà del 2007 tra Malabu, Shell e il FGN in merito a tale riassegnazione, nell’ambito del quale Shell aveva diffidato il Governo dal procedere alla revoca e il FGN aveva suggerito alle parti una soluzione di compromesso⁶⁷. In questo contesto, con lettera dell’11 aprile 2007, il FGN confermò a Malabu che la licenza non era soggetta ai *back-in rights* e, più in generale, che **la posizione assunta dal Governo con il Settlement era irreversibile**⁶⁸.

4. Nell’aprile 2007, Shell aveva attivato un arbitrato ICSID in relazione alla revoca a proprio danno dell’assegnazione del blocco del 2002.

⁶⁵ **Esame CT Oditah**, trascrizioni ud. 15 maggio 2019, p. 29.

⁶⁶ Si tenga sempre a riferimento il *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

⁶⁷ Si vedano le lettere contenute in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 34, 37, 38, 39. Si veda anche la lettera di Obasanjo del 3 maggio 2007, *plurime* citata dai Pubblici Ministeri e contenuta in **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, allegato 20.

⁶⁸ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 39.

Vediamo, anche su questi punti, ciò che è ulteriormente emerso in dibattito.

Successivamente all'atto di revoca, per un primo periodo Malabu cercò di ottenere la restituzione della licenza in via bonaria⁶⁹.

Il tentativo non ebbe successo, poiché – come sopra anticipato – in data 23 maggio 2002 il Governo assegnò il 100% dei diritti di *contractor* a Shell⁷⁰, la quale in data 22 dicembre 2003 stipulò un *Production Sharing Contract* con la NNPC⁷¹.

In virtù di tali accadimenti, Malabu avviò una serie di iniziative giudiziali volta a riottenere la licenza⁷².

Formalizzò anche, come ci ricorda proprio il *Report TRAG 2007*, una *petition* alla *House of Representatives* lamentando l'abusiva espropriazione dei propri diritti sul blocco. La *House of Representatives*, nel 2003, riconobbe come fondate le doglianze di Malabu, alla quale riconobbe il diritto ad un risarcimento di \$550 milioni, e raccomandò al Governo di ripristinare i diritti di tale società sul blocco.

Sul piano giudiziale, con atto di citazione del 10 settembre 2003⁷³, poi integrato con successivo atto in data 18 maggio 2004⁷⁴, Malabu convenne il Governo, il DPR e Shell presso la Federal High Court di Abuja chiedendo la conferma che al momento della revoca sussistesse un valido contratto tra FGN e Malabu per l'assegnazione di OPL 245 e l'annullamento della revoca del 2001 e della riassegnazione del 2002.

Come abbiamo visto, il Governo si difese depositando tre distinti atti processuali, nei quali, in un primo momento, sostenne il mancato rispetto dei termini di pagamento delle *fees* di allocazione e l'intervenuta prescrizione della azione di Malabu e, in un secondo momento, si limitò a dichiarare che al processo avrebbe sollevato quest'ultima questione.

In data 16 marzo 2006 la Corte di Abuja, con sentenza a firma del Giudice Binta Nyako, limitò la propria statuizione all'eccezione formale sulla applicabilità del POPA e, ritenuto tale atto normativo applicabile al caso di specie, dichiarò prescritta l'azione di Malabu⁷⁵.

⁶⁹ Si vedano sul punto, le lettere di Malabu al DPR (13 luglio 2001), al Presidente Obasanjo (4 settembre 2001 e 14 marzo 2002), nonché alle compagnie successivamente invitate a partecipare alla gara (ExxonMobil e Shell, 3 aprile 2002), in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 98.

⁷⁰ Si veda la lettera del 23 maggio 2002 del DPR a Shell, in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 13; essa era contenuta nella *Data Room*, cfr. *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

⁷¹ Il contratto PSC 2003 tra NNPC e Shell si trova in **Relazione CT Oditah**, Documenti, OPL 245, allegato 11; esso era contenuto nella *Data Room*, cfr. *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

⁷² Il dettaglio delle iniziative giudiziali è offerto al paragrafo 17 dell'atto di citazione di Malabu del 10 settembre 2003, in **Relazione CT Oditah**, Documenti, OPL 245, allegato 12.

⁷³ Si veda sul punto la **Relazione CT Oditah**, Documenti, OPL 245, allegato 12; l'atto non era contenuto nella *Data Room*, cfr. *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

⁷⁴ Si veda sul punto la **Relazione CT Oditah**, Documenti, OPL 245, allegato 12; l'atto non era contenuto nella *Data Room*, cfr. *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

⁷⁵ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 25.

Grande energia è stata spesa dalla Procura, sia nell'istruttoria (si ponga mente al contro-esame del CT Oditah) sia nelle conclusioni finali⁷⁶, per la difesa della Sentenza Nyako.

Non appare superfluo, dunque, soffermarsi su questa pronuncia.

Nel ritenere prescritta l'azione ai sensi del POPA, la sentenza del Giudice Nyako richiamava un precedente del 2005 della Corte Suprema *NPA vs. Lotus Plastics*, il quale – secondo la ricostruzione operata in sentenza – aveva così distinto l'operatività del regime di prescrizione: nella materia dell'inadempimento dei contratti (cd. *breach of contract*) il regime di prescrizione applicabile è quello ordinario; nel caso in cui il giudizio riguardi una condotta realizzata *in the performance of statutory functions* (i.e. nell'esercizio delle funzioni prescritte dalla legge), si applica il regime di prescrizione speciale eventualmente stabilito dalla legge stessa.

La Sentenza Nyako ha ritenuto che nel caso di specie si versasse nella seconda ipotesi. Ha infatti stabilito – senza per vero motivare – che *the revocation was done by Defendants 1-6 in the cause of their public duty*⁷⁷. Conseguentemente, ha ritenuto applicabile il regime di prescrizione speciale ai sensi del POPA.

La Procura ha tanto indugiato sull'autorevolezza della Giudice Nyako ed ha concluso che la sua sentenza non potesse non essere corretta. Essa avrebbe richiamato il precedente giudiziale giusto, la Sentenza Lotus Plastic, il quale, sempre a detta dei Pubblici Ministeri italiani, avrebbe “*stabilito linee di distinzione più chiare e moderne tra autonomia privata e esercizio di poteri pubblicistici*”⁷⁸.

Sul punto è necessario fare chiarezza.

Considerato lo spazio dedicato dall'accusa al precedente Lotus Plastic, sul quale fonda la Sentenza del Giudice Nyako, appare doveroso soffermarsi sui fatti giudicati e sui principi applicati da tale Sentenza.

Nel 1993 la società Lotus Plastic Ltd. importò un bus dall'India alla Nigeria. Trasportato via mare, il veicolo giunse al porto di Lagos, ove l'importatore chiese che fosse custodito a proprie spese dalle Autorità portuali – segnatamente, la società di diritto pubblico *Nigerian Port Authority Plc* (NPA) – in un deposito (*warehouse*) di questa ultima. Del veicolo si persero le tracce, finché non fu ritrovato alcune settimane dopo (il 26 maggio 1993), gravemente danneggiato, in un capannone posseduto e gestito dalla stessa NPA.

Lotus Plastic convenne, fra gli altri, NPA presso la Federal High Court di Lagos con atto di citazione del 10 aprile 1996 (quasi tre anni dopo i fatti), chiedendo il risarcimento del danno.

Fra gli argomenti a propria difesa, NPA fece valere l'applicabilità della *Section 72(1)* del *Port Decree no 74/1993*⁷⁹, che prescrive un termine di 12 mesi dall'evento per l'avvio di azioni nei confronti della

⁷⁶ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 7.6.7-7.6.9, la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, pp. 49-52.

⁷⁷ Sentenza Nyako, p. 6.

⁷⁸ **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 227.

⁷⁹ La *Section 72(1)* del *Nigerian Ports Decree* n. 74/1993 recita:

When a suit is commenced against the company or an employee of the company:

NPA o di suoi dipendenti in relazione a condotte poste in essere “*in pursuance or execution or intended execution of any enactment or of any public duty or authority*”.

Il convenuto chiese che, in virtù di questa norma, l’azione di Lotus Plastic fosse dichiarata prescritta.

La Corte di Lagos accolse la domanda del convenuto e dichiarò prescritta l’azione.

La Corte di appello di Lagos, adita da Lotus Plastic, annullò la sentenza di primo grado, ritenendo che il fatto *sub iudice* dovesse essere qualificato alla stregua di un rapporto contrattuale e che, conseguentemente, il regime di prescrizione breve previsto dal citato articolo 72(1) *Port Decree* non fosse applicabile. NPA adì la Corte suprema.

La Corte suprema fu, tra l’altro, chiamata a decidere se la fonte dell’obbligo (disatteso) di custodia del veicolo in capo a NPA dovesse essere individuata: in un rapporto giuridico di **carattere privatistico** sorto tra le parti in virtù di un **contratto di deposito** (cd. *contract of bailment*), con la conseguenza che l’**articolo 72(1) non avrebbe trovato applicazione**; oppure in un rapporto giuridico di **carattere pubblicistico** sorto tra le parti in virtù in uno **statutory duty** (i.e. un dovere stabilito dalla legge) in capo alla NPA, nel qual caso l’**articolo 72(1) avrebbe trovato applicazione**.

La Corte rilevò che nel caso di specie il rapporto fra le parti fosse qualificabile **sia come rapporto privatistico**, in virtù di un contratto di deposito da esse effettivamente stipulato (mediante la consegna e la ricezione del bene, il pagamento delle commissioni previste per tale servizio), **sia come rapporto pubblicistico**, stante il tenore della *Section 3(1) e (2)* del citato *Port Decree*, che prevede in capo a NPA il dovere di fornire, tra l’altro, “*servizi portuali [...] nel pubblico interesse*”, intendendosi per tali anche i servizi di “*deposito di beni*”⁸⁰.

A fronte di questa duplice natura del rapporto giuridico, la Corte – riprendendo la dottrina inglese, secondo cui l’applicabilità o meno di uno speciale regime di prescrizione deve essere decisa dal giudice in concreto, a partire dai fatti su cui si basa il singolo caso⁸¹ – concluse che, poiché nel caso

(a) for an act done in pursuance or execution or intended execution of any enactment or of any public duty or authority

(b) in respect of any alleged neglect or default in the execution of the enactment, duty or authority,

the suit shall not lie or be instituted in any court unless it is commenced within 12 months next after the act, neglect or default complained of, or, in the case of a continuance of injury or damage within twelve months next after the ceasing thereof.

⁸⁰ La *Section 3(1) e (2)* del *Nigerian Ports Decree* n. 74/1993 recita:

(1) **The company shall**

(a) **provide and operate** in the ports, such **port facilities** as appear to it best calculated to serve the public interest;

(b) maintain, improve and regulate the use of the ports;

(c) provide for the ports, the approaches to the ports and the territorial waters of Nigeria, such pilotage services and lights, marks and other navigational services and aids as appear to it best calculated to serve the public interest; and

(d) provide such other services as the Minister may, from time to time, require.

(2) *In this section:*

'Navigational services' includes the cleaning deepening and improving of any waterway; *'port facilities'* means facilities:

(a) for berthing, towing, mooring or dry-docking of ships in entering or leaving a port or its approach;

(b) for the loading and unloading of goods or embarking or disembarking of passengers in or from a ship;

(c) for the lighterage or the sorting, weighing, **warehousing** or handling of goods; and

(d) for the carriage of passengers or goods in connection with any of the facilities.

⁸¹ Si veda sul punto il seguente brano della Sentenza Lotus Plastic:

di specie il rapporto giuridico tra le parti derivava **anche** da uno *statutory duty* imposto dal *Port Decree*, il regime di prescrizione breve previsto dall'articolo 72(1) dovesse trovare applicazione nel caso di specie.

Così ripercorso il contenuto della Sentenza Lotus Plastic, si impongono le seguenti considerazioni.

Nella propria sentenza il Giudice Nyako ha correttamente riportato il principio giuridico stabilito nella Sentenza Lotus Plastic (secondo cui il regime di prescrizione applicabile ad una azione sorta da un rapporto giuridico tra un soggetto pubblico e uno privato dipende dall'origine di tale rapporto: se essa è un contratto si applica il termine ordinario, se essa è uno *statutory duty* dell'amministrazione si applica il diverso termine eventualmente previsto dalla legge, fermo restando l'onere in capo al giudice di operare caso per caso un accertamento in concreto).

Tuttavia, il richiamo al precedente Lotus Plastic non appariva corretto nel giudizio relativo ad OPL 245. Il caso Lotus Plastic era sensibilmente diverso da quello sottoposto al Giudice Nyako: diversi erano i fatti e diverse erano le norme di riferimento. Esisteva, invero, un precedente più risalente di Lotus Plastic ma non per questo meno autorevole e pertinente al caso: la Sentenza Zebra.

Tale Sentenza, prodotta agli atti⁸², si occupò di una vicenda perfettamente sovrapponibile a quella che riguardava il caso Malabu/FGN sottoposto al Giudice Nyako (la revoca di una OPL, l'applicabilità del POPA). Essa, del tutto inspiegabilmente, non fu neppure citata nella Sentenza Nyako. Secondo quanto statuito dalla Suprema Corte (e dalle precedenti Corti di merito) nel caso Zebra, il rapporto giuridico che sorge tra la parte pubblica e quella privata **nell'ambito di una concessione di prospezione petrolifera ha natura contrattuale** e, per conseguenza, **la revoca della licenza a fronte del rispetto da parte del concessionario di tutte le condizioni di assegnazione costituisce un inadempimento contrattuale (*breach of contract*)⁸³**, con conseguente applicabilità del regime di prescrizione dell'azione ordinario.

La Sentenza Nyako, per contro, statuì che **la revoca di OPL 245 nel 2001 fu realizzata dal FGN *in the cause of their public duty***. Tale statuizione (*i.*) **non appariva motivata e non individuava la fonte normativa di tale dovere**; inoltre (*ii.*) **si discostava radicalmente e immotivatamente da quanto stabilito proprio sul punto dalla Sentenza Zebra**.

"In the task of resolving these issues relating to limitation of actions under the English Limitation Act the learned authors of Preston and Newmans 'Limitation of Actions (3ed)' at page 202 (1953) under the heading 'Proceedings For Breach of Contract' have this to say:

'The general considerations as to when the section applies are particularly important where the proceedings are not for tort as in most of the cases so far referred to but for breach of contract. In Clarke v Lewisham Borough Council where the action was for wrongful dismissal (that is a claim against an employer for breach of a service contract) Bingham, J went so far as to say that 'Good Sense' as well as the authorities showed that the Act was not intended to apply to actions for damages for breach of contract at all. This statement however seems to be too wide. It does seem to me after consideration of all the authorities set out in 38 English And Empire Digest at 119-121 paragraphs 824-831 that the question as to whether the protection of a Limitation Act could be relied upon as a defence in any case especially cases arising from breach of contract would depend on the facts on which an individual case turns".

⁸² La sentenza FGN vs. Zebra Energy si trova in **Relazione CT Oditah**, Casi giurisprudenziali, allegato 6.

⁸³ Si veda sul punto la Sentenza Zebra, pp. 192-194.

Da qui scaturisce la posizione espressa dai consulenti delle difese, che nel corso del processo hanno ripetutamente affermato che, con tutta probabilità, la Sentenza Nyako sarebbe stata sovvertita in eventuali successivi gradi di giudizio⁸⁴.

Proseguendo nella analisi storica dei fatti, si ricorda che in data 31 marzo 2006 **Malabu presentò appello** avverso la sentenza⁸⁵.

Malabu motivò l'impugnazione facendo valere, *inter alia*, proprio l'erronea individuazione del precedente applicabile al caso di specie: anziché *NPA vs. Lotus Plastics*, la Corte di Abuja avrebbe dovuto riferirsi alla sentenza del 2002 della Corte Suprema *FGN vs. Zebra Energy*, in quanto più pertinente ai fatti di causa.

In data **30 novembre 2006 il FGN e Malabu stipularono un Settlement Agreement**, in forza del quale il Governo riallocò la licenza a Malabu a fronte della rinuncia al contenzioso e del pagamento da parte di Malabu del *Signature Bonus* pari a USD 210 milioni⁸⁶.

La Procura ha definito tale accordo transattivo “*stupefacente*”, un “*fatto anormale e incomprensibile*”: poiché la decisione del Giudice Nyako sarebbe stata corretta e supportata da autorevole e al tempo recente giurisprudenza, non vi sarebbe stato alcun motivo per il FGN per transigere la causa ed avvantaggiare Malabu⁸⁷.

La Procura, sulla scorta di un'informazione contenuta nel *Report TRAG* del 2007, ha inoltre tentato di suggerire che dietro la transazione del 2006, stipulata sotto il Governo Obasanjo (quello stesso Governo che nel 2001 aveva revocato la licenza a Malabu), vi sarebbe stato un interesse politico personale di Obasanjo (che spiegherebbe il cambio di atteggiamento rispetto a Malabu).

Obasanjo, a detta dei Pubblici Ministeri, avrebbe mutato atteggiamento nei confronti di Malabu e del suo *dominus* Etete spinto dalla necessità di supporto politico per poter ottenere un terzo mandato come Presidente (obiettivo per il quale era necessario passare attraverso una riforma della Costituzione nigeriana). Ed Etete, in questa prospettiva, sarebbe stato un personaggio di grande influenza in Nigeria⁸⁸.

Anche questa altro non è che una mera ipotesi speculativa, che appare smentita da precisi fatti storici.

La proposta di legge per la modifica della Costituzione volta ad inserire la possibilità di un terzo mandato presidenziale fu votata e definitivamente rigettata dal Parlamento nigeriano nel mese di

⁸⁴ Si vedano la **Relazione CT Oditah**, para 111, e l'**esame CT Oditah**, trascrizioni ud. 15 maggio 2019, pp.14-16.

⁸⁵ L'atto di appello si trova in **Relazione CT Oditah**, Documenti, OPL 245, allegato 19; esso era contenuto nella *Data Room*, cfr. *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

⁸⁶ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 27; esso era contenuto nella *Data Room*, cfr. *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

⁸⁷ Si vedano la **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, p. 7; la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, pp. 49-51; la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 5.3 e 7.6.9.

⁸⁸ Cfr. **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2001, p. 7, in cui è stato affermato che “*il 2006 non è il 2001, è sempre Obasanjo ma sono passati 5/6 anni, Obasanjo ha fatto due mandati, aveva intenzione di fare un terzo mandato. Per fare un terzo mandato aveva bisogno di modificare la costituzione, per modificare la costituzione aveva bisogno di un supporto politico. Il suo vice Presidente, Atiku Abubakar, di cui abbiamo già parlato, spero ricordiate il suo ruolo, era contrarissimo a questo terzo mandato. Obasanjo ha avuto il bisogno di Dan Etete*”.

maggio 2006⁸⁹ (oltre sei mesi prima della stipula del *Settlement Agreement*), con la conseguenza che – anche ammettendo che potesse avere simili poteri di influenza sul Parlamento – nel novembre 2006 Dan Etete non avrebbe più potuto garantire il passaggio della riforma.

Non è, quindi, sostenibile che il *Settlement Agreement* del 2006 sia stato stipulato dal FGN per ottenere supporto da Etete.

Smentita l'Accusa sul piano delle asserite ragioni di interesse politico particolaristico sottese alla transazione del 2006, occorre ora verificare la sua tenuta dal punto di vista del diritto nigeriano.

L'accordo transattivo del 2006 appariva effettivamente un atto fuor di diritto, stupefacente?

Come osservato dai Consulenti della difesa, il Governo nigeriano aveva interesse a transigere la causa, in virtù di un alto rischio di soccombenza in appello: la sentenza del Giudice Nyako, infatti, si era manifestamente discostata dai precedenti giurisprudenziali più autorevoli e pertinenti (la Sentenza Zebra) e avrebbe, quindi, facilmente potuto essere ribaltata.

In particolare, entrambi i Consulenti Oditah e Segun hanno individuato nella sentenza del 2002 della Corte Suprema *FGN vs. Zebra Energy* il precedente a cui era opportuno fare riferimento per decidere se l'azione di Malabu fosse o meno prescritta⁹⁰.

Come già anticipato, tale pronuncia riguardava in effetti un caso del tutto sovrapponibile a quello oggetto della controversia: la società indigena Zebra Energy chiese in data 24 novembre 1998 l'allocazione delle licenze offshore OPL 248, 249 e 250; in data 8 marzo 1999 il Governo accolse la richiesta per l'allocazione di OPL 248, subordinandola al pagamento di *application and bidding fees* pari a 50 mila Naira e 10 mila dollari e di un *Signature Bonus* pari a 20 milioni di dollari; dopo aver pagato le *application and bidding fees* ed una parte del *Signature Bonus*, la società chiese ed ottenne una dilazione di pagamento del saldo del *Signature Bonus* fino al 15 luglio 1999; in data 8 luglio 1999, prima della scadenza del termine di pagamento, il Governo revocò la licenza.

Nel contenzioso sorto a seguito di questa revoca, Zebra Energy ottenne tre pronunce favorevoli nei vari gradi di giudizio. La Corte Suprema ritenne che: il rapporto giuridico tra il FGN e Zebra sorto nell'ambito della concessione petrolifera avesse natura contrattuale⁹¹; l'azione di Zebra fosse soggetta ai termini di prescrizione ordinari, poiché il POPA, e i diversi termini ivi previsti, non si applicano alla materia contrattuale⁹²; la revoca della licenza OPL 248 fosse illegittima⁹³.

Sulla base di questo precedente, i Consulenti Oditah e Segun hanno ritenuto:

⁸⁹ La circostanza deve ritenersi un fatto notorio. La questione, infatti, è stata al tempo ripresa da autorevoli quotidiani internazionali, quali ad esempio la BBC (<http://news.bbc.co.uk/2/hi/africa/4986904.stm>). Ad ogni modo, sul proprio sito istituzionale il Parlamento nigeriano ha pubblicato i verbali delle sedute del 16 e 17 maggio 2006 (https://www.nassnig.org/documents/votes_and_proceedings).

⁹⁰ Si vedano in particolare la **Relazione CT Oditah**, para 92 e 111 e la **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 2, para 49.

⁹¹ Si veda la **Relazione CT Oditah**, Casi giurisprudenziali, allegato 6, pp. 192-194.

⁹² Si veda la **Relazione CT Oditah**, Casi giurisprudenziali, allegato 6, pp. 194-198.

⁹³ Si veda la **Relazione CT Oditah**, Casi giurisprudenziali, allegato 6, p. 203.

- non corretta la decisione del Giudice Nyako, poiché l'azione di Malabu non poteva ritenersi prescritta attesa l'inapplicabilità del POPA;
- probabile la soccombenza in appello del FGN, poiché la revoca era avvenuta in condizioni quasi identiche a quelle di Zebra e, in ogni caso, era stata disposta in violazione di numerose norme di legge;
- opportuna la transazione della causa⁹⁴.

E proprio questa fu la valutazione svolta dal Governo nigeriano dell'epoca, come riferito in dibattimento dall'Attorney General *pro tempore* in carica, Christopher Adebayo Ojo⁹⁵.

Deve poi notarsi che il *Settlement Agreement* del 2006 era in linea con la prassi adottata dal Governo nigeriano in altri casi simili a quello di Malabu. Accordi di transazione del tutto comparabili furono, infatti, stipulati dal FGN con altre società indigene cui erano state illegittimamente revocate licenze di prospezione.

Ci si riferisce in particolare: all'**accordo transattivo** stipulato in data **4 aprile 2003** tra FGN e la società **Oil & Gas Nigeria (OGN)**, avente ad oggetto la restituzione della **OPL 249**, assegnata e poi revocata nel 1999⁹⁶; all'**accordo transattivo** stipulato in data **23 marzo 2004** tra FGN e la società **Heritage Oil & Gas**, avente ad oggetto la restituzione della **OPL 247**, assegnata e poi revocata nel 1999⁹⁷.

A seguito della **Sentenza Zebra**, in definitiva, il Governo riallocò, perché soccombente in giudizio o per effetto di una transazione, numerose licenze: OPL 248 alla stessa Zebra Energy, OPL 247 a Heritage, OPL 249 a OGN, OPL 245 a Malabu.

È insomma evidente che negli anni precedenti al *Settlement* con Malabu, sulla base del precedente Zebra (e non certo di Lotus Plastic), il Governo avesse dovuto ritornare sui propri passi e restituire le licenze illegittimamente revocate. Di tale necessità ha dato atto – in tempi non sospetti – lo stesso Governo nelle proprie difese nell'arbitrato ICSID⁹⁸.

Il *Settlement* del 2006 con Malabu era quindi del tutto legittimo ed era certamente vantaggioso anche per la parte pubblica, quindi per il FGN. Da un **punto di vista giuridico**, consentì di porre rimedio a

⁹⁴ Queste conclusioni sono state illustrate in **Relazione CT Oditah**, para 108-125; **esame CT Oditah**, trascrizioni ud. 15 maggio 2019, pp. 14-16, 32-39; **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 2, para 47-54.

⁹⁵ Si veda sul punto l'esame di **Christopher Adebayo Ojo**, trascrizioni ud. 6 febbraio 2019, p. 7, che ha riferito quanto segue: “ricordo che a un certo punto era stata sollevata un'obiezione tecnica (...) rispetto a quello che loro chiamano il *Public Officer Protection Act*, (...) per via del fatto che alcune questioni non fossero applicabili a contratti privati e che però queste eccezioni (...) dovessero essere sollevate entro un arco di massimo sei mesi. In pratica (...) che in via del fatto che questa legge a tutela dei funzionari pubblici non si applica ai contratti commerciali, e c'erano tutta una serie di sentenze della Corte Suprema della Nigeria che confermavano questo, questo contratto sarebbe stata un'eccezione alla quale Malabu avrebbe potuto appigliarsi per vincere poi in un futuro processo”.

⁹⁶ Si veda sul punto l'esame **CT Oditah**, trascrizioni ud. 15 maggio 2019, pp. 15-16; il testo di tale accordo è acquisito agli atti del dibattimento in allegato alla **Relazione CT Ayoola**.

⁹⁷ Si veda sul punto l'esame **CT Oditah**, trascrizioni ud. 15 maggio 2019, pp. 15-16.

⁹⁸ Si veda sul punto l'atto *Respondent's Counter Memorial*, 25 agosto 2009, pp. 5-7, allegato alla **CT Malintoppi**.

due atti della Pubblica Amministrazione non corretti, la revoca del 2001 e la sentenza del 2006⁹⁹. Da un **punto di vista economico**, il *Settlement* conservò il diritto del FGN ad incassare il *Signature Bonus* precedentemente offerto da Shell nel 2003, pari a **210 milioni** di dollari, ciò che non sarebbe accaduto in caso di soccombenza del Governo nell'ambito del contenzioso (in caso di soccombenza, Malabu sarebbe stata reimpressa nell'originaria posizione di assegnataria della licenza e debitrice di un *Signature Bonus* pari a 20, non 210 milioni)¹⁰⁰.

In sintesi, il *Settlement Agreement* del 2006, sulla base del quale OPL 245 venne riassegnata a Malabu, prevedeva che:

- senza alcuna ammissione di responsabilità, il FGN avrebbe riassegnato l'OPL 245 a Malabu entro 30 giorni;
- Malabu avrebbe dovuto pagare un nuovo *Signature Bonus* pari a USD 210 milioni (da cui sarebbero stati sottratti i 2,04 milioni di USD pagati il 25 maggio 1999) entro 12 mesi dalla data del ripristino dell'OPL 245 in favore di Malabu;
- Malabu avrebbe mantenuto il diritto di cedere OPL 245, in tutto o in parte, conformemente alle disposizioni del Petroleum Act del 1969;
- Malabu avrebbe liberato il FGN e i suoi funzionari e agenti da ogni responsabilità, contestualmente ritirando l'atto di appello depositato in data 31 marzo 2006.

È opportuno svolgere subito alcune considerazioni sui termini dell'accordo transattivo appena visti.

Una prima osservazione attiene alla natura e al contenuto della licenza riassegnata a Malabu. Come rilevato dalla Consulente Segun¹⁰¹, a seguito del *Settlement Agreement* del 2006 Malabu fu, da un punto di vista generale, reintegrata nella licenza alle **identiche condizioni dell'assegnazione originaria**, poiché l'atto transattivo annullò tutti gli atti che avevano avuto l'effetto di privare Malabu dei propri diritti¹⁰².

Al tempo stesso, il *Settlement Agreement* modificò alcune specifiche condizioni, segnatamente:

- l'importo del *Signature Bonus*, che passò da USD 20 a USD 210 milioni;
- la quota massima cedibile a terzi, che passò dal 40% al 100%;
- i diritti di *back-in*, a cui il blocco cessò di essere soggetto¹⁰³.

Queste modifiche sono state valutate conformi alla normativa nigeriana dalla CT Segun¹⁰⁴.

⁹⁹ Si veda sul punto la **Relazione CT Oditah**, para 105, 126, nonché l'esame **CT Oditah**, trascrizioni ud. 15 maggio 2019, p. 15.

¹⁰⁰ Si veda a tal proposito la **Relazione CT Oditah**, para 111.

¹⁰¹ Si veda sul punto la **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 2, para 56-57.

¹⁰² Ciò, in particolare, si trae dalla lettera del 2 dicembre 2006, in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 29, con cui il Ministro del Petrolio ha comunicato a Malabu, fra l'altro che "*Il suddetto blocco 245 (OPL 245) sarà, alla data odierna e con effetto immediato, restituito a Malabu Oil and Gas Ltd con piena e totale reintegrazione di tutti i relativi diritti. Tutte le precedenti decisioni in contrasto con quanto sopra, o che potrebbero privare Malabu Oil and Gas Ltd dei diritti sulla totalità delle concessioni nel suddetto OPL 245 saranno interamente e completamente annullate, come se non fossero mai state prese*".

¹⁰³ Si veda sul punto la lettera dell'11 aprile 2007 del Federal Ministry of Energy a Malabu, in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 39.

¹⁰⁴ Si veda sul punto la **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 2, para 57-64.

Sulla base di tali considerazioni, deve concludersi **che a partire dal 2006 Malabu:**

- **era titolare di una licenza *Sole Risk*** coerentemente con l'originaria assegnazione;
- era obbligata a corrispondere al FGN un *Signature Bonus* pari a USD 210 milioni;
- aveva facoltà di cedere i propri diritti in tutto o in parte e con assenza di *back-in rights*.

Una seconda osservazione attiene ai **termini temporali di pagamento del nuovo *Signature Bonus***.

Ai sensi del *Settlement*, il *Signature Bonus* avrebbe dovuto essere pagato da Malabu “**entro 12 (dodici) mesi a decorrere dalla data di reintegro di OPL 245 a MALABU**”.

Tuttavia, la successiva lettera del Ministro del Petrolio a Malabu del 2 dicembre 2006 contraddittoriamente stabilì che “*Malabu Oil and Gas Ltd (...) dovrà pagare un nuovo bonus di firma pari a duecento dieci milioni di dollari USA (US\$ 210 milioni), (...). Malabu dovrà (...) soddisfare le condizioni dell'assegnazione entro 90 giorni a decorrere dalla stessa*”¹⁰⁵.

A fronte di questa contraddizione, in data 19 febbraio 2007 Malabu scrisse al Ministro del Petrolio, chiedendo espressamente “*di voler confermare, con comunicazione a mezzo posta, il termine di 12 (dodici) mesi per l'adempimento di tali obblighi, così come previsto dalle Condizioni dell'accordo transattivo debitamente sottoscritto dalle parti*”¹⁰⁶.

Con successiva lettera del 27 febbraio 2007, il **Ministro del Petrolio confermò che il *Signature Bonus* sarebbe stato “esigibile e pagabile entro 12 (dodici) mesi dalla data del ripristino della OPL 245 a Malabu Oil and Gas Limited”**¹⁰⁷.

Dal testo dello stesso *Settlement Agreement* e dalle correlate comunicazioni emerge che **il FGN avrebbe dovuto emettere un atto di riallocazione della licenza a Malabu entro 30 giorni dalla firma del *Settlement Agreement* e Malabu avrebbe dovuto pagare il *Signature Bonus* entro 12 mesi dall'atto di riallocazione.**

Merita infine ricordare che in data 16 gennaio 2007 Malabu ritirò l'appello avverso la sentenza del Giudice Nyako e che il *Settlement Agreement* fu incorporato nella sentenza della Corte di appello, che dichiarò l'estinzione del contenzioso. L'Autorità giudiziaria nigeriana (la Corte di Appello) considerò pertanto legittimo l'accordo transattivo¹⁰⁸.

La stipula del *Settlement Agreement* suscitò la reazione di Shell. Shell contestò la riattribuzione della licenza a Malabu, lamentando in particolare la violazione delle norme internazionali a protezione degli investimenti e domandando che la riassegnazione fosse dichiarata invalida e che il FGN desse esecuzione al PSC concluso nel 2003¹⁰⁹. Il Presidente (Obasanjo) suggerì alle parti una via di

¹⁰⁵ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 29, para 4.

¹⁰⁶ Si veda la lettera del 19 febbraio 2007 denominata *OPL 245 – Terms of settlement*, in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 98; essa era contenuta nella *Data Room*, cfr. *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

¹⁰⁷ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 34; essa era contenuta nella *Data Room*, cfr. *OPL 245 VDR Summary Report* in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

¹⁰⁸ Si veda a tal proposito la **Relazione CT Oditah**, para 107.

¹⁰⁹ La circostanza si trae dalle lettere scambiate tra Malabu e il Governo in data 12 marzo 2007 e 11 aprile 2007, in Nota di produzione Eni 17 settembre 2018, documenti nn. 67 e 69.

compromesso, il quale non fu mai trovato da Shell e Malabu¹¹⁰. In data 26 aprile 2007 Shell iniziò l'arbitrato ICSID¹¹¹.

La fase della storia di OPL 245 sopra descritta si concluse, pertanto, senza l'emissione da parte del FGN dell'atto formale di riallocazione della licenza a Malabu, previsto dal *Settlement Agreement*, e, parallelamente, con l'inizio del contenzioso internazionale tra Shell e il Governo della Nigeria.

Per tali ragioni, la titolarità del 100% del blocco in capo a Malabu – pur reintegrata da un atto ufficiale del Governo – non era a quel tempo del tutto pacifica.

Prima di analizzare la fase successiva, è opportuno chiarire un fatto, oggetto di particolare attenzione da parte della Procura: la posizione assunta da Obasanjo negli ultimi mesi del proprio mandato.

Come si è visto, in seguito alla restituzione dell'intera licenza a Malabu e alle conseguenti proteste di Shell, nella prima metà del 2007 si aprì una fase interlocutoria fra Shell, Malabu e il FGN, in cui le due società private fecero ciascuna valere le proprie posizioni e i propri diritti.

In questo contesto, in una lettera datata 3 maggio 2007 il Presidente Obasanjo suggerì una possibile soluzione di compromesso, nella quale Shell avrebbe mantenuto i diritti di *contractor* in virtù del PSC del 2003 e Malabu e FGN avrebbero diviso la titolarità della licenza ai sensi della normativa sui *back-in rights*¹¹².

Ora, questa lettera appare essere stata strumentalizzata dalla Procura per evidenziare un asserito contrasto tra la posizione espressa al tempo dal Governo Obasanjo e quella in seguito assunta dal Governo Jonathan nel 2010 (manifestata attraverso la nota lettera del 2 luglio 2010 di conferma della licenza in capo a Malabu), ciò che dimostrerebbe un improvviso ed anomalo appoggio a Malabu prestato da questa seconda amministrazione¹¹³.

Sul punto appare opportuno svolgere alcune osservazioni.

1. La posizione ufficialmente assunta dal Governo Obasanjo fu quella contenuta nel *Settlement Agreement* e nella lettera del 2 dicembre 2006 ad esso collegata, che, come abbiamo visto, avevano riaffermato gli originari diritti in capo a Malabu.

2. Non vi è alcun dubbio che, successivamente al *Settlement* con il Governo, Malabu avrebbe voluto e dovuto negoziare con una società internazionale la cessione di una parte dei diritti della licenza: solo in tal modo Malabu avrebbe potuto pagare il nuovo *Signature Bonus*, ben più oneroso di quello originario. In questa prospettiva, Shell risultava essere l'interlocutore necessario (poiché riteneva a propria volta di vantare diritti sul blocco) e ideale (perché aveva già versato il *bonus* su un conto *escrow*). Dunque, a quell'epoca una trattativa tra Malabu e Shell non solo era auspicabile, ma appariva una tappa obbligata.

¹¹⁰ La circostanza si trae dalle lettere scambiate tra Malabu e il Governo in data 12 marzo 2007 e 11 aprile 2007, in Nota di produzione Eni 17 settembre 2018, documenti nn. 67 e 69.

¹¹¹ Si veda sul punto la *Request for arbitration*, in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 40.

¹¹² La lettera di Obasanjo del 3 maggio 2007 è contenuta in **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, allegato 20.

¹¹³ Si veda sul punto la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 3.1, 3.2.1, 3.4.3, 5.4.

3. Proprio in questo contesto va collocata la lettera di Obasanjo, che (i.) aveva chiaramente l'obiettivo di mediare fra le parti e non era attributiva di diritti ad alcuno, (ii.) si limitava a suggerire una possibile direzione della trattativa (“*the arrangement agreed ... is still, in my opinion, the most effective means of resolving this issue satisfactorily*”); (iii.) non fu seguita da alcuna presa di posizione ufficiale del Governo nel senso in essa indicato.

4. Per conseguenza, non è corretto affermare che le posizioni del Governo Jonathan (nel 2010) furono contrastanti rispetto a quelle del Governo Obasanjo. Al contrario, e come si vedrà, la lettera del 2 luglio 2010 si pose in perfetta continuità con il *Settlement Agreement* stipulato proprio dal Governo Obasanjo.

5. In ogni caso, neppure il Governo Jonathan considerò di escludere Shell dalla licenza: una volta confermata l'attribuzione a Malabu in esecuzione del *Settlement Agreement*, quella amministrazione concluse proprio (tra gli altri) con Shell i *Resolution Agreement*, i quali ebbero l'effetto di riconoscere a tale società una parte dei diritti sulla licenza. Il Governo Jonathan tenne in debita considerazione pure i diritti di NNPC: come sappiamo, si oppose alla rinuncia dei *back-in rights* e pretese che essi fossero inclusi negli *agreement*.

In conclusione, l'amministrazione Jonathan si pose in continuità con l'amministrazione Obasanjo.

1.3.4. Le sorti della licenza nel periodo successivo (2008-2009).

Nel mese di maggio 2007 in Nigeria vi fu un cambio di Governo: il Presidente Olusegun Obasanjo, dopo aver ricoperto l'incarico per due mandati¹¹⁴, fu sostituito dal Presidente Umaru Yar'Adua.

Dagli atti acquisiti a questo processo¹¹⁵ risulta che il nuovo Governo Yar'Adua, rappresentato dal *Minister of State for Petroleum Resources* (Odein Ajumogobia), intendesse raggiungere una posizione di compromesso tra le pretese di Shell, avanzate nell'arbitrato ICSID, e le pretese di Malabu, precedentemente riconosciute con il *Settlement Agreement*.

Infatti, fra il 2008 e il 2009 il FGN, Malabu e Shell mantennero contatti e discussero la possibilità di addivenire ad un ulteriore accordo transattivo, che prevedesse la allocazione congiunta di OPL 245 alle due società: inizialmente, fu discussa l'ipotesi che Malabu mantenesse la totalità degli *equity rights*, come previsto dal *Settlement Agreement*, e Shell la totalità dei *contractor rights*, come previsto dal PSC del 2003¹¹⁶; in un secondo momento, invece, si discusse l'ipotesi che ciascuna società mantenesse il 50% degli *equity rights* e il 50% dei *contractor rights*¹¹⁷.

¹¹⁴ In Nigeria il mandato del Governo ha durata quadriennale e per ciascun Presidente vi è il limite di due mandati (cfr. artt. 135(2) e 137(1)(b), Costituzione della Nigeria). Il Presidente Olusegun Obasanjo fu eletto per un primo mandato nel 1999 e per un secondo mandato nel 2003.

¹¹⁵ Si veda sul punto l'esame del teste **Ian Craig**, trascrizioni ud. 11 settembre 2019, p. 10.

¹¹⁶ Si veda, ad esempio, la email di Klusener del 18 gennaio 2008, in RDSN 275-277

¹¹⁷ Si veda, ad esempio, il documento *Proposal to Commence Negotiations*, in RDSN 455.

Queste lunghe trattative non condussero mai ad un accordo condiviso e definitivo; al tempo stesso, il FGN non emise mai l'atto di riallocazione della licenza in capo a Malabu, a cui pure si era impegnato nel 2006 con il *Settlement Agreement*.

Come sappiamo, di tutte tali interlocuzioni la società Eni e Roberto Casula non ebbero notizia al tempo dei fatti: solo alla fine del 2009, la società italiana fu informata che Shell e Malabu erano vicine ad un accordo per la ripartizione dei diritti al 50% e, sulla base di questa notizia, riattivò l'interesse per OPL 245.

1.3.5. Gli atti compiuti dal Governo Jonathan (2010).

È ora opportuno ricostruire gli atti del Governo Nigeriano relativi ad OPL 245 collocabili nel 2010.

Come è noto, a quell'epoca Eni stava negoziando con Malabu la possibile acquisizione di un 40% della relativa quota di interessi sul blocco e disponeva delle informazioni sopra ripercorse: Malabu appariva assegnataria di diritti sul blocco, ma permaneva incertezza sull'attuale stato dei rapporti con Shell e sui rispettivi diritti.

Rispetto a quanto occorso nel 2010, la Procura ha individuato un momento decisivo nel quadro della attribuzione asseritamente illecita di diritti sul blocco in capo a Malabu. Il riferimento è alla lettera del Ministro del Petrolio del 2 luglio 2010.

Sul punto, si legge nella memoria da ultimo depositata dai Pubblici Ministeri: “è chiaro che questa presa di posizione del Governo [...] ristabilisce un'immorale ‘certezza giuridica’ al titolo di Etete e di conseguenza aumenta enormemente il potere contrattuale di Etete e, al tempo stesso, l'esborso che le società dovranno sobbarcarsi per soddisfare il Vendor e i suoi sponsor politici”¹¹⁸.

I Pubblici Ministeri, facendosi latori di un giudizio di *immoralità*, sembrano tradire una certa consapevolezza del fatto che non vi sia, neanche in relazione a tale riallocazione, alcun profilo di *illegittimità* dell'azione amministrativa.

Ed infatti, come si è già anticipato, la certezza giuridica consacrata dai provvedimenti del 2010 era dovuta ai sensi del noto *Settlement Agreement* stipulato tra Malabu e il FGN nel 2006.

Non è vero che il “potere contrattuale di Etete” aumenta. Il “potere contrattuale di Etete” è proprio e solo quello già riconosciuto in quella transazione, alla quale non si era dato immediato seguito nel tentativo di trovare un punto di conciliazione negoziale con gli interessi di Shell.

Come emerso in dibattito – e si tratta di un dato acquisito *a posteriori*, poiché, come vedremo, al tempo Eni non ne era a conoscenza – la lettera del 2 luglio 2010 ebbe origine da una richiesta di Malabu.

¹¹⁸ Memoria PM, 13 gennaio 2021, p. 167.

In data 11 maggio 2010 Malabu si rivolse al Governo del Presidente Goodluck Jonathan, nella persona dell'Attorney General, domandando che fosse data esecuzione al *Settlement Agreement* del 2006¹¹⁹.

In data 25 maggio 2010, l'Attorney General chiese al Presidente di approvare l'esecuzione del *Settlement Agreement* e di affidarne la realizzazione al Ministro del Petrolio¹²⁰.

Tale ultima comunicazione è stata oggetto di particolare attenzione da parte della Procura. Secondo l'Accusa, tale comunicazione dell'Attorney General conterrebbe solo informazioni favorevoli a Malabu, omettendo di riportare le criticità che avevano caratterizzato l'originaria assegnazione, in particolare il conflitto di interessi in capo a Dan Etete, il mancato pagamento del *Signature Bonus*, la scarsa consistenza finanziaria e tecnica di Malabu¹²¹.

Si tratterebbe, in sostanza, di una comunicazione contraria ai doveri di ufficio, poiché condusse al compimento di un atto contrario ai doveri della P.A. nigeriana, ingiustamente favorevole a Malabu e dannoso per lo Stato.

Si tratta, ancora una volta, di un giudizio del tutto apodittico e disancorato dalla storia complessiva di OPL 245 e dai provvedimenti assunti nel tempo dal FGN in conformità al proprio sistema di diritto.

La lettera dell'Attorney General non fu affatto anomala e tantomeno illegittima. Essa:

- richiamò tutte le comunicazioni con le quali il FGN aveva in precedenza riconosciuto l'adempimento delle condizioni e la sussistenza dei diritti sul blocco in capo a Malabu;
- richiamò i vizi di illegittimità della revoca del 2 luglio 2001;
- richiamò le raccomandazioni formulate dalla *House of Representatives* del maggio 2003, che si era espressa a favore della allocazione a Malabu e contro la riallocazione a Shell;
- affermò la validità del *Settlement Agreement* del 2006 approvato dall'ex Presidente Obasanjo e, quindi, la necessità che il FGN vi desse esecuzione.

È indiscutibile che si trattò di una comunicazione favorevole per Malabu, ma è altrettanto indiscutibile che si trattò di un atto conforme al diritto nigeriano e del tutto coerente rispetto agli atti amministrativi dei precedenti Governi, di cui si è già dimostrata la legittimità ed opportunità.

Tale comunicazione, pertanto, non può qualificarsi come atto contrario ai doveri d'ufficio.

Il Presidente Jonathan accolse la richiesta e affidò l'esecuzione del *Settlement Agreement* al Ministro del Petrolio¹²², la quale, in data 2 luglio 2010 – a quasi quattro anni di distanza dalla stipula dell'accordo transattivo e come in esso previsto – comunicò la riallocazione di OPL 245 a Malabu¹²³.

¹¹⁹ Tale comunicazione è stata prodotta dal PM all'udienza del 23 gennaio 2019.

¹²⁰ Tale comunicazione è stata prodotta dal PM all'udienza del 23 gennaio 2019.

¹²¹ Si veda la **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, p. 33.

¹²² Si veda sul punto la lettera della Presidenza del 28 maggio 2010, prodotta dal PM all'udienza del 23 gennaio 2019.

¹²³ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 142.

La comunicazione di riallocazione del 2 luglio 2010 prevede l'assegnazione di OPL 245 a Malabu in esecuzione del *Settlement Agreement* del 2006, subordinata al pagamento da parte di Malabu del *Signature Bonus* entro 90 giorni, pena la decadenza dell'assegnazione senza ulteriore preavviso.

Tale riallocazione configurò un atto compiuto in esecuzione di un accordo transattivo, del quale si è già dimostrata la conformità al diritto nigeriano. Ciò è stato espressamente confermato dal CT Segun, secondo cui in quella occasione “*Il Ministro aveva l'autorità di riassegnare l'OPL 245 a Malabu, perché: (i.) era tenuto ad onorare un accordo del FGN in tal senso; (ii.) aveva il potere di farlo nell'ambito delle leggi applicabili; e (iii.) era corretto farlo, visto il tempo perso da Malabu a causa della revoca*”¹²⁴.

Rispetto a questa successione di atti, resta da analizzare la comunicazione del 27 agosto 2010 dell'Attorney General al Ministro del Petrolio¹²⁵, con la quale: (i.) si rilevò che la lettera di riallocazione del 2 luglio 2010 aveva mancato di considerare la clausola 2 del *Settlement Agreement* del 2006, nella parte in cui prevedeva che Malabu avrebbe dovuto versare il *Signature Bonus* al FGN entro 12 mesi dalla data di riassegnazione di OPL 245; e (ii.) si chiese di rettificare la lettera di allocazione, in modo che riflettesse i termini stabiliti dal *Settlement Agreement*.

Secondo la lettura offerta dalla Procura, attraverso la comunicazione del 27 agosto 2010 il FGN estese illegittimamente il termine di pagamento stabilito dalla lettera del 2 luglio 2010, che passò in questo modo da 90 giorni a 12 mesi¹²⁶. La illegittimità, ancora una volta, consisterebbe nell'aver ulteriormente favorito Malabu, che non avrebbe nemmeno avuto diritto alla riallocazione in ragione delle ormai note censure sull'assegnazione originaria.

Questo giudizio non può essere condiviso. La comunicazione del 27 agosto 2010 non comportò alcuna indebita estensione dei termini di pagamento del *Signature Bonus*, ma solo la conferma di quanto previsto nel *Settlement Agreement* 2006: Malabu avrebbe dovuto corrispondere il *signature bonus* entro 12 mesi dall'atto di riallocazione, il quale, si è visto, fu emanato in data 2 luglio 2010.

La comunicazione dell'Attorney General del 27 agosto 2010 ebbe il pregio di rimediare ad una palese incongruenza contenuta nell'atto di assegnazione della licenza (la lettera del Ministro del petrolio del 2 luglio 2010), il quale prevedeva un termine per il pagamento non coerente con quello stabilito nel *Settlement Agreement* al quale l'atto di assegnazione doveva dare esecuzione.

Deve concludersi che gli atti compiuti dal Governo nigeriano nel 2010 non furono affatto contrari ai doveri d'ufficio, bensì del tutto coerenti con le determinazioni assunte dal Governo del 2006, le quali

¹²⁴ **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 2, para 60.

¹²⁵ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 159.

¹²⁶ Si vedano sul punto la **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, p. 34, secondo cui “*Dan Etete non ha mai neanche immaginato di tirare fuori 200 milioni per pagare il bonus di firma, non li ha mai voluti tirare fuori, ma né 200 né 20, perché all'inizio doveva tirarne fuori 20 e ne ha dati solo 2. Però il problema, almeno formalmente, resta in piedi. Però è una formalità, è una formalità che viene bypassata, per esempio, da questo intervento ulteriormente illegittimo del Ministro Adoke del 27 agosto 2010*”; la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, p. 37, secondo cui con questo intervento “*l'Attorney General fece una lettera con cui diede più tempo a Malabu*”; la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 3.4.3.

furono, a loro volta, conformi al diritto nigeriano. Essi, inoltre, ebbero l'effetto di mettere fine ad una trattativa tra Shell e Malabu lunga (2007-2010) e inconcludente.

Veniamo alla conoscenza di tale sequela di atti dell'amministrazione nigeriana da parte di Eni.

Eni non ne era parte e non ebbe, all'epoca, alcuna conoscenza diretta di tali atti (non della richiesta di Malabu, non della lettera dell'A.G., non della lettera del Presidente, nemmeno della lettera del Ministro del Petrolio).

Ebbe conoscenza *de relato* della sola lettera del Ministro del Petrolio. Akinmade alla fine del mese di giugno 2010 informò via email Descalzi, Casula e Pagano di aver ricevuto da Dan Etete notizia dell'avvenuta conferma dell'intero blocco in capo a Malabu¹²⁷.

Tale notizia fu poi riportata da fonti pubbliche: Roberto Casula fu informato da Ciro Pagano, che ricevette la notizia da Giorgio Vicini, il quale la apprese dalla stampa di settore¹²⁸.

La società si limitò a prendere atto di questa notizia e di certo non la accolse come un evento in grado di poterle portare un qualche vantaggio negoziale. La reazione interna ad Eni, e così a Shell, fu al contrario che il provvedimento di riassegnazione avrebbe ragionevolmente bloccato o quantomeno rallentato le trattative in corso in quel momento (che, lo si ricorda, vedevano Eni impegnata a negoziare una porzione (40%) della quota del blocco di cui Malabu aveva dichiarato di poter disporre (50%), nel contesto di una possibile *partnership* sul blocco con Shell e Malabu)¹²⁹. Ogni possibile equilibrio negoziale sino a quel momento raggiunto, soprattutto nel rapporto tra Malabu e Shell, rischiava di essere messo in discussione e dover essere rinegoziato.

1.4. L'azionariato e i poteri di rappresentanza-disposizione degli esponenti di Malabu e le verifiche di Eni.

Come si è visto, oggetto delle indagini di TRAG non fu solo lo *status* giuridico di OPL 245, ma anche l'identità della società Malabu.

Secondo la Procura, anche su questo punto “nessuno cercò di approfondire di più”¹³⁰.

Al contrario, Eni ritenne di dover procedere a specifiche verifiche ed approfondimenti nel tentativo di avere un quadro chiaro dell'identità di Malabu, e ciò anche tenuto conto che TRAG non era riuscita ad accedere ai registri della società Malabu¹³¹.

Eni attivò le seguenti verifiche:

¹²⁷ Si veda sul punto la email di Akinmade del 30 giugno 2010, Produzione PM ud. 20 marzo 2019.

¹²⁸ Si veda sul punto la email di Pagano del 1° luglio 2010, in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 141.

¹²⁹ Sul punto si veda la email di Casula del 7 luglio 2010, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.μ.

¹³⁰ **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 19.

¹³¹ Si veda, in particolare, la email di TRAG del 1° aprile 2010, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.3.g.

- una **prima richiesta di informazioni a Malabu**, con l’invio del *JVA Form* e la richiesta di riceverlo compilato¹³²;
- una **seconda richiesta di informazioni a Malabu**, formulata oralmente durante gli incontri di fine novembre 2010 presso l’ufficio dell’Attorney General¹³³;
- una **nuova verifica dei registri societari di Malabu**, tramite un professionista esterno nigeriano, a dicembre 2010; tale verifica fu avviata da Eni quando venne a conoscenza della causa avviata da Sani Abacha¹³⁴.

Quanto alla **prima verifica**, Eni ricevette il *JVA Form* compilato da Malabu in data 6 aprile 2010¹³⁵. All’interno di questo documento, con riguardo alla propria identità, Malabu dichiarò che gli amministratori della società erano Mr Seidougha Munamuna, Mr Joseph Amaran e Mr Rasky Gbinigie; i soci erano Mr Seidougha Munamuna, e Mr Joseph Amaran, ciascuno al 50%; al di fuori di costoro, non vi erano altri soggetti in grado di controllare Malabu in altro modo; la società non era mai stata controllata da pubblici ufficiali.

In merito a questo accertamento, la Procura ha sostenuto che le informazioni fornite da Malabu attraverso il *JVA form* fossero “*elusive o del tutto false*”: “*alla data del questionario (12 marzo 2010) Eni già aveva le informazioni (in particolare i rapporti 2007 e marzo 2010 di The Risk Advisor Group) per comprendere come le risposte al questionario fossero in molte parti completamente inattendibili*”¹³⁶.

Le risposte al questionario furono valutate insufficienti proprio e anzitutto da Eni, la quale, come detto, attivò sul punto ulteriori verifiche. Va però sottolineato un dato: diversamente da TRAG, che non aveva avuto accesso ai documenti ufficiali della società, **Malabu allegò al questionario alcuni atti societari** provenienti dalla *Corporate Affairs Commission*, **i quali confermavano quanto dichiarato nel questionario e non mostravano alcun ruolo di Dan Etete quale azionista o amministratore della società**¹³⁷.

¹³² il *JVA Form* è stato inviato da Eni in data 8 gennaio 2010, cfr. email di Carbonara, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 51.

¹³³ Si veda sul punto l’email di Casula del 25 novembre 2010, PM-3 319-320.

¹³⁴ Sugli incarichi affidati da Eni al legale esterno nigeriano Erokoro, si veda la Relazione **CT Manzonetto**, p. 114 e allegati 3.3.2.2.φ e 3.3.2.2.χ. Sulla necessità di un ulteriore canale di *due diligence*, si veda l’esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 15-16, che ha riferito “*il TRAG faceva riferimento al fatto che non era riuscita ancora ad avere documentazione sufficiente relativa alla Malabu. Non è riuscita ad avere accesso ai documenti o non aveva comunque documenti della camera di commercio dove avrebbero dovuto essere i documenti della Malabu. (...) In parallelo partì una fase di due diligence da parte dell’Eni, e quindi dell’ufficio legale di sede, coadiuvato anche dall’ufficio dell’Eni ad Abuja, un ufficio tra i più grandi dell’Eni all’estero, che contava all’epoca più di 18 avvocati, che si è avvalsa a sua volta di un ufficio legale esterno per procedere agli accessi alla camera di commercio direttamente*”.

¹³⁵ Si veda la email di Obi, in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 82.

¹³⁶ **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 19.

¹³⁷ Si veda sul punto il *JVA Form* compilato e i documenti ad esso allegati, in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti n. 113.

Quanto alla **seconda verifica**, all’esito degli incontri di novembre 2010 Eni **ottenne da Malabu ulteriore documentazione societaria**, che fu tuttavia ritenuta inidonea a fare chiarezza sull’azionariato e sul *management* della società nigeriana¹³⁸.

Quanto alla **terza verifica**, Eni ricevette i rapporti di *due diligence* sulla compagine societaria di Malabu dallo **studio legale nigeriano Paul Erokoru** in data 16 dicembre 2010 e 28 gennaio 2011¹³⁹. Tali documenti riferirono che gli originari azionisti/dirigenti di Malabu erano Mohammed Sani, Kweku Amafagha, Hassan Hindu; a partire dal 31 maggio 2000, gli azionisti/dirigenti di Malabu erano Pecos Energy Ltd, Seidougha Munamuna, Otumba O. Fashawela; la ricerca evidenziò parziale incompletezza documentale.

I rapporti dello Studio Erokoru diedero inoltre conto del fatto che la EFCC, su richiesta della CAC, aveva iniziato una indagine sulla possibile **fraudolenta manomissione dei registri di Malabu**.

Anche su questo punto la Procura ha molto indugiato nella memoria depositata, per enfatizzare come Malabu fosse in sé un focolaio di segnali di allarme di illiceità: “*Malabu è da anni under caveat (sotto speciale attenzione) per le dispute sulla vera proprietà di Malabu e per un’indagine dell’EFCC risalente al 2007*”¹⁴⁰.

Il punto enfatizzato dai Pubblici Ministeri dimostra ancora una volta che Malabu era una realtà oggetto di attenzione pubblica in Nigeria da molto tempo, addirittura da parte dell’EFCC: che Malabu fosse “sotto speciale attenzione” dal 2007 da parte delle Autorità Nigeriane non poteva che essere un elemento di ulteriore conforto – nella prospettiva ad esempio di Eni – sul fatto che il FGN disponesse di tutti gli elementi necessari per autorizzare (o negare) in piena legittimità qualsiasi soluzione negoziale relativa a diritti oggetto di disposizione da parte di tale società.

Le numerose iniziative intraprese da Eni per accertare l’identità di Malabu non risolsero quindi le incertezze, ma, del pari, non confermarono le informazioni provenienti dai *Report* di TRAG. In particolare, nessuna delle verifiche svolte riscontrò l’ipotesi che Dan Etete fosse mai stato azionista e quindi beneficiario economico di Malabu.

Come è noto, Eni non ignorò il tema e lo affrontò secondo due modalità: dapprima, subordinò le proprie offerte a Malabu al positivo completamento della *due diligence* su Malabu; in seguito, quando fu chiaro che la *due diligence* non si sarebbe mai positivamente completata attesa l’incompletezza e l’incertezza sui documenti societari, rifiutò di acquistare diritti in via diretta da Malabu.

In relazione a quest’ultimo punto, non si trattò, come ripetutamente asserito dai Pubblici Ministeri, di “*far sparire Etete*”. Come meglio si dirà nel prosieguo, il tema per Eni era avere la certezza di acquisire un titolo valido, dal soggetto che legittimamente poteva disporne.

Quanto al tema – diverso da quello del diritto a disporre del blocco OPL 245 in capo a coloro che per conto di Malabu stavano negoziando con Eni – del ruolo di Etete in Malabu e quindi del presunto

¹³⁸ Si vedano sul punto l’email di Casula del 25 novembre 2010, PM-3 319-320; l’esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 61, 62, 63.

¹³⁹ I due *Report* si trovano in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 207 e 211.

¹⁴⁰ **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 24.

conflitto di interessi dell'originaria assegnazione, sia consentito richiamare alcune riflessioni già svolte.

Le informazioni raccolte da Eni restituivano il seguente scenario: (i.) non si poteva escludere che Dan Etete avesse avuto sin dall'originaria assegnazione di OPL 245 interessi economici in Malabu; (ii.) tale possibilità non era supportata da evidenze documentali o ufficiali e appariva come una sorta di “voce corrente nel pubblico”, la quale tuttavia non aveva trovato riflesso in alcuna presa di posizione ufficiale da parte del FGN a far data dal 1998 e sino all'epoca dei negoziati che coinvolsero Eni.

Di quell'asserito “*segno incancellabile dell'origine criminale della licenza OPL245 in capo a Malabu*”¹⁴¹ – come lo ha definito la Procura, ossia il conflitto di interessi – non vi è traccia in alcun atto amministrativo dell'amministrazione nigeriana, la quale, nel corso degli anni che qui interessano, per voce di differenti esponenti, in taluni casi notoriamente in aperto conflitto proprio con Etete (si pensi all'amministrazione Obasanjo), non ha mai sollevato il tema.

Simili considerazioni possono svolgersi con riguardo alla reputazione di Dan Etete.

Non v'è dubbio – sulla base delle informazioni oggi disponibili – che Dan Etete abbia subito una condanna definitiva da parte delle autorità francesi nell'ambito della vicenda cd. Bonny Island, né che, per fatti a quest'ultima collegati, alcuni dirigenti della società Snamprogetti siano stati condannati dall'autorità giudiziaria italiana.

Lo stesso grado di conoscenza, però, non può addossarsi a Roberto Casula e a Eni al tempo del negoziato. Costoro infatti non sapevano e non potevano sapere della condanna definitiva da parte della *Cour de cassation*, in quanto pronunciata durante i negoziati e non segnalata dai *Report* di TRAG, né di qualsivoglia sentenza di condanna emessa sulla medesima vicenda dall'autorità giudiziaria italiana, poiché le sentenze a carico di Snamprogetti sono state pronunciate tra il 2013 e il 2016.

Anche in questo caso, dunque, deve rilevarsi l'inaccettabile prospettiva *a posteriori* assunta dalla Pubblica Accusa.

Le osservazioni che precedono lasciano in ogni caso impregiudicato un altro, decisivo aspetto: la radicale irrilevanza dei due temi valorizzati dalla Procura (ruolo di Etete in Malabu e suoi precedenti penali rispetto ad altre vicende) rispetto alla prova dell'ipotesi di reato oggetto di contestazione.

La “cattiva reputazione” di Etete rispetto ad altra vicenda (segnatamente, il fatto che potesse essere stato un pubblico ufficiale corrotto), in particolare, non può essere elemento indiziante dell'ipotesi di corruzione che interessa il nostro processo.

Due osservazioni si impongono in questo senso.

Rispetto all'ipotesi di reato che qui interessa, Etete non rivestiva alcuna funzione pubblica (e quindi il fatto che potesse essere stato un “corrotto” a nulla rileva).

Come si è visto, l'assegnazione della licenza OPL 245 a Malabu (ove ritenuta società riconducibile ad Etete) è stata nel tempo oggetto di numerosi e vari provvedimenti del FGN (in persona di Governi

¹⁴¹ **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 223.

e più in generale Amministrazioni diversamente rappresentate) i quali non apparivano abusivi e quindi non potevano fondare, nella prospettiva di Eni, un sospetto di rischio-corruzione.

1.5. L’informativa all’Unità Anticorruzione e la posizione di tale Unità rispetto ai termini del negoziato con Malabu.

A chiusura del presente capitolo è opportuno analizzare le informazioni ottenute e le valutazioni svolte dalla Unità Anticorruzione di Eni, presieduta da Michele De Rosa.

Lo impone la dialettica del processo, posto che la Procura ha sul punto sorprendentemente affermato: “è un’unità che non sa niente, non fa niente e non può fare nulla”¹⁴².

L’affermazione dei Pubblici Ministeri è smentita anzitutto dalla circostanza, provata nel processo, che di tutti i temi appena visti l’Unità Anticorruzione fu dettagliatamente informata. Nel dettaglio, in data 12 maggio 2010 l’ACLSU ricevette¹⁴³, fra l’altro: (i.) la *Nota due diligence Circolare 379/2009*, che riassumeva i risultati a quel momento raggiunti con l’attività di *due diligence*; (ii.) il testo dei due *Report* di TRAG, 2007 e 2010; (iii.) il *JVA Form* compilato da Malabu e i suoi allegati.

Obiettivo dichiarato di questo scambio di informazioni e documenti fu quello di mettere l’Unità in condizioni di valutare i risultati della *due diligence*, segnalare eventuali criticità e suggerire al *management* eventuali soluzioni¹⁴⁴.

Si osserva dunque che **l’Unità Anticorruzione** – avendo ricevuto i *Report* di TRAG – **fu messa a parte delle informazioni**, per così dire, **più critiche con riguardo alla storia del blocco, alla identità di Malabu e alla reputazione di Etete**.

L’affermazione della Procura è smentita altresì dal fatto che, ottenuti tali elementi, **l’Unità Anticorruzione prese posizione proattiva**: sottolineò l’incompletezza della *due diligence* e suggerì che di questa incompletezza si tenesse conto nelle presentazioni delle offerte¹⁴⁵.

Il contributo dell’ACLSU suscitò un confronto con il *management*, che si tradusse nella introduzione di specifiche clausole all’interno della offerta preliminare del 16 giugno 2010, poi riprodotte nella successiva offerta del 30 ottobre 2010.

¹⁴² **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, p. 51: “Tutta la tematica, però devo dire, dell’anticorruzione è gestita, per lo meno stando alle carte, da Eni in un modo estremamente superficiale. Estremamente superficiale e del tutto inefficiente. Richiamo, per esempio, il ruolo dell’unità diretta da Michele De Rosa. Anticorruzione, ACLSU. L’unità importante, inaugurata nel gennaio 2010 sull’onda dello scandalo Halliburton. E però questa è un’unità che non sa niente, non fa niente e non può fare nulla”.

¹⁴³ Si vedano le email di Pagano del 12 maggio 2010, in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 112, 113, 114.

¹⁴⁴ Ciò non solo era espressamente previsto dalla Circolare n. 379/2009, para 5.1.3, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 2.6.1.a, ma è stato pure precisato anche da Armanna nello scambio di email con Pagano e De Rosa del 11-12 maggio 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 114.

¹⁴⁵ Si veda sul punto l’interlocuzione scritta intercorsa nei giorni 21-27 maggio 2010 tra il *management* (Pagano), l’ACLSU (De Rosa) e l’ufficio legale (Bollini, Ferri), in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 116, 117, 119, 121, nonché la Produzione PM-1 1017-1025.

Non ultimo, l'affermazione della Procura trova smentita anche in un'altra, assai rilevante presa di posizione dell'Unità Anticorruzione, intervenuta quando lo schema contrattuale in discussione era un acquisto del 100% della licenza direttamente da Malabu (non più una *partnership* con tale società e non ancora un accordo di cui fosse parte anche il FGN): a fronte delle incertezze sulla identità di Malabu, **l'Unità Anticorruzione considerò comunque l'ipotesi che tale società potesse essere riferibile ad Etete ed espresse al riguardo la propria valutazione.**

Il parere dell'ACLSU è contenuto nell'email di De Rosa del 17 novembre 2010¹⁴⁶, di cui si riporta il testo.

“Marco (Bollini, ndr), facendo seguito alla nostra conversazione telefonica, ti segnalo che con riferimento all'operazione in oggetto manca l'aggiornamento sui dati societari, in particolare sugli attuali Shareholders e Directors di Malabu: il documento della Corporate Affair Commission allegato al Questionario compilato da Malabu è datato 18 dicembre 2006 ed indica come Shareholders e Directors della società Joseph Amaran e Seidougha Munamuna (il rapporto TRAG 2010 riporta che tale nome potrebbe essere fittizio – avendo in lingua locale un significato gergale). Secondo persone interpellate da TRAG il reale beneficiario della società potrebbe essere Dan Etete. Come anche emerge dai rapporti TRAG, Etete è un personaggio critico – ex ministro del petrolio durante la presidenza del generale Sani Abacha – il quale sarebbe anche coinvolto nel caso TSKJ. Per l'ambito di nostra competenza non sussistono motivi ostativi all'acquisizione del participating interest nell'OPL 245 da parte di Nigerian Agip Exploration/NAE, assumendo che l'acquisto avvenga ad un valore congruo (secondo la metodologia utilizzata dalla Divisione) e che vi sia un avallo governativo all'operazione (ri-emissione da parte delle autorità nigeriane della licenza a nome di NAE e SNEPCO), infine considerato anche che NAE sarà in JV con Shell/SNEPCO. Rilevo per completezza che qualora Dan Etete risultasse effettivo proprietario della società venditrice si potrebbe porre un problema di immagine”.

L'ACLSU era puntualmente informata sia della struttura negoziale in quel momento in discussione, ossia un acquisto diretto di OPL 245 da Malabu, sia della possibile riferibilità a vario titolo di Malabu a Dan Etete.

Tenuto conto di questa possibile evenienza, la valutazione dell'Unità Anticorruzione fu che non vi erano per Eni ragioni giuridiche (e quindi di “legittimità”) ostative ad un acquisto diretto dell'*asset* da Malabu, a condizione che l'acquisto avvenisse ad un prezzo congruo e che il Governo nigeriano desse il proprio nulla osta all'operazione.

A fronte dell'eventualità che Dan Etete risultasse beneficiario effettivo di Malabu, per Eni si sarebbe posto solamente *un problema di immagine*. Questa conclusione è stata ribadita con chiarezza dal Teste De Rosa anche nel corso dell'esame dibattimentale¹⁴⁷.

¹⁴⁶ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 195.

¹⁴⁷ Si veda l'esame del teste **Michele De Rosa**, trascrizioni ud. 5 dicembre 2018, pp. 31, 32.

L'Unità Anticorruzione di Eni, in definitiva e alle condizioni evidenziate, non ravvisò profili di illiceità nel concludere un'operazione di acquisto dell'*asset* direttamente con Malabu, con conseguente destinazione della *consideration* a quest'ultima società.

1.6. Conclusioni.

Sulla base di tutte le considerazioni svolte, è possibile concludere che nella stanza del negoziato per OPL 245, nella prospettiva di Eni, non vi era alcun elefante.

In primo luogo, che l'assegnazione di OPL 245 a Malabu fosse viziata da un conflitto di interessi non trovava riflesso – e comunque, appariva superato – sul piano del diritto, negli atti della Pubblica Amministrazione (di diverse Pubbliche Amministrazioni) o dell'Autorità Giudiziaria nigeriane che pure si erano pronunciate in più occasioni sulla legittimità dei diritti di Malabu.

La storia delle assegnazioni di OPL 245, per quanto travagliata, non costituiva un segnale di allarme di illiceità (tantomeno di corruzione). Gli atti con cui il Governo concesse e poi confermò la licenza a Malabu apparivano conformi al diritto e alla prassi nigeriane, con la conseguenza che, all'epoca del negoziato con Eni, Malabu era ed appariva legittima concessionaria della licenza. Chi ne avesse acquisito i diritti ad un valore congruo e con l'avallo del Governo, dunque, sarebbe stato un avente causa (concessionario) del pari legittimo.

Infine, la reputazione di Dan Etete era all'epoca dei fatti solo parzialmente nota ed è stata comunque valutata da tutte le competenti funzioni aziendali per il caso che questo soggetto fosse risultato beneficiario economico di Malabu e, quindi, in tutto o in parte percettore della *consideration*. L'esito di tale valutazione, che questa difesa condivide, fu che pagare un privato cittadino nigeriano con una dubbia reputazione avrebbe potuto creare, al più, un problema di natura reputazionale.

CAPITOLO 2

Il negoziato per OPL 245 e l'evoluzione dello schema negoziale. Assenza di accordi illeciti sul prezzo o sulla struttura contrattuale.

2.1 Premessa. La prospettiva di Roberto Casula.

Per poter apprezzare compiutamente la liceità dell'operato dell'Ing. Casula e, in particolare, l'assenza di un accordo criminoso con i pubblici ufficiali nigeriani cui lo stesso – secondo l'impostazione accusatoria – avrebbe partecipato, non si può prescindere dalla ricostruzione del negoziato relativo all'acquisizione di OPL 245.

La complessità degli accadimenti che connotano la vicenda che ci occupa impone di seguire un ordine rigorosamente cronologico dei fatti, attraverso una disamina ordinata delle prove acquisite nel corso del dibattimento.

Ciò al precipuo scopo di evitare che, con la lente del *poi*, si appiattiscano gli eventi su un medesimo orizzonte temporale, con l'effetto di decontestualizzare i fatti, le condotte e i rapporti oggetto di accertamento, travisandone il reale significato.

Un'analisi che tenga in debito conto la precisa collocazione di ciascun episodio, inoltre, consente di muovere dall'angolo visuale di chi lo ha vissuto in prima persona.

Sarà così possibile apprezzare non solo l'assenza di un *pactum sceleris* tra Eni e la parte pubblica, ma anche l'assenza di volontà, in capo all'Ing. Casula, di contribuire alla realizzazione di alcun accordo criminoso concluso – in ipotesi – da altri.

A tal proposito, appare opportuno ricordare come il Pubblico Ministero, nella sua requisitoria, abbia incredibilmente ritenuto *sovrabbondante* affrontare il tema della consapevolezza dell'Ing. Casula dello schema criminoso di cui è accusato¹⁴⁸.

Allo stesso modo, nella memoria conclusiva depositata dalla Pubblica Accusa, sembra ritenersi nuovamente superflua l'individuazione delle prove da cui poter evincere la rappresentazione e la volontà dell'imputato di partecipare ad un accordo illecito. Oltre agli evidenti errori nella ricostruzione dei fatti svolta in memoria – evidenziati nel prosieguo – risulta infatti palese l'assenza, nel capitolo dedicato all'Ing. Casula, di qualsivoglia considerazione in merito all'elemento soggettivo del reato che gli viene contestato, di qualsivoglia riferimento ad evidenze processuali che ne diano conto¹⁴⁹.

Il Pubblico Ministero si è trovato, evidentemente, in grande difficoltà nel ricostruire questo importante tassello che, tuttavia, questa difesa non intende tralasciare.

¹⁴⁸ Si veda la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, pp. 85, 86.

¹⁴⁹ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, pp. 259-262.

Dovendo questo Tribunale valutare la posizione di ogni singolo imputato e le prove raccolte dalla Pubblica Accusa in ordine alla responsabilità penale di ciascuno – con riferimento sia all’elemento oggettivo che a quello soggettivo richiesto dalla fattispecie contestata – si ritiene doveroso, dunque, ripercorrere scrupolosamente l’istruttoria dibattimentale.

Nel far ciò, verrà evidenziato come gli elementi d’accusa si siano risolti in affermazioni apodittiche del Pubblico Ministero, e verrà dato risalto a tutte quelle prove che non hanno trovato il dovuto spazio nel corso del dibattimento, così da illustrarne la rilevanza ai fini dell’accertamento della (in)sussistenza del reato per cui si procede.

2.2. Le prime informazioni sulla messa in vendita del blocco nel 2009 e la valutazione preliminare di Eni.

Prima di entrare nel vivo del negoziato che portò all’acquisizione di OPL 245, appare utile tratteggiare brevemente i precedenti contatti che vi furono tra Eni e Malabu.

La società petrolifera aveva infatti manifestato il proprio interesse nell’*asset* già nel 2007, e in tale frangente aveva cominciato a disporre accertamenti e raccogliere informazioni tecniche sul blocco 245¹⁵⁰, oltre che sul venditore Malabu.

Risale proprio a tali primi contatti l’incarico conferito a *The Risk Advisory Group* a fini di *due diligence*, incarico che condusse all’elaborazione del *report* del 9 marzo 2007, di cui si è già detto *supra*¹⁵¹.

Come è noto, le interlocuzioni tra le due società si arrestarono ad uno stadio del tutto preliminare, per via dell’intimazione ricevuta da Shell, che – nel rivendicare la propria titolarità sul blocco – non gradiva interferenze di soggetti terzi¹⁵². Eni aveva pertanto prudentemente valutato di non proseguire nelle negoziazioni, così da scongiurare il rischio di entrare in conflitto (o comunque incrinare i rapporti) con la società olandese.

Di questa fase della cd. *preistoria*, ciò che in questa sede rileva è che le unità tecniche di Eni avevano da lungo tempo iniziato a monitorare il blocco e a raccogliere dati di natura geologica e geofisica in merito¹⁵³: sarà questo il compendio informativo su cui la società petrolifera baserà le proprie valutazioni preliminari e deciderà pertanto di intraprendere le trattative nel dicembre 2009, quando verrà a conoscenza del fatto che Malabu intendeva alienare una partecipazione nella licenza e, soprattutto, che le controversie in essere erano in via di risoluzione.

Passando al negoziato, il 14 dicembre 2009, Ciro Pagano informò Roberto Casula dell’incontro avuto il precedente 11 dicembre con l’ex dipendente del Gruppo Eni in Nigeria Chief Olufemi Ernest Akinmade, il quale gli aveva “*illustrato lo status del Blocco DW OPL 245*” e manifestato l’intenzione

¹⁵⁰ In questo senso la **Relazione CT Manzonetto**, para 3.2, pp. 76, 77; si veda anche l’esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, pp. 16, 17.

¹⁵¹ Si rimanda al capitolo 1, para1.2.

¹⁵² Si veda la lettera del 13 marzo 2007 di Shell a Eni, Documento n. 36, Produzione finale Eni.

¹⁵³ Si veda l’esame del teste **Paolo Ceddia**, trascrizioni ud. 25 settembre 2019, p. 26.

di Malabu di alienarne una partecipazione pari al 40%, tenuto conto che le relative controversie erano, dopo lungo tempo, finalmente in via di risoluzione¹⁵⁴.

Lo stesso giorno Chukwuemeka Zubelum Obi (la cui figura verrà analizzata *infra*, capitolo 5) comunicò via email ad Armanna di aver ottenuto due mesi di esclusiva dal titolare di OPL 245 per la vendita di un interesse notevole nell'*asset*¹⁵⁵.

Il fatto che le due email siano arrivate lo stesso giorno, a distanza di pochi minuti l'una dall'altra, è una delle circostanze che il Pubblico Ministero enfatizza di più nella sua memoria conclusiva, arrivando addirittura ad ipotizzare che Casula, appena ricevuta l'email di Pagano, ne avesse informato Obi affinché lo stesso potesse farsi avanti¹⁵⁶.

L'ipotesi dell'accusa, che non ha trovato alcun riscontro nel corso dell'intero dibattimento, costituisce la plastica dimostrazione della necessità per il Pubblico Ministero di aggrapparsi a fortunate coincidenze, o suggestive supposizioni, in assenza di elementi documentali che depongano a suo favore.

Invero, i documenti in atti raccontano – sia per questo profilo che per quelli che si analizzeranno di seguito – una storia diversa: già dal venerdì precedente, precisamente dall'11 dicembre 2009, Obi aveva preso contatti con il legale Rex Nwakodo dello Studio Sheridans affinché questi lo assistesse nella negoziazione OPL 245¹⁵⁷.

La ragione di tale avvicinamento sembra trovarsi nel file *Chrono Unprotected*¹⁵⁸, in cui sono riportati alcuni incontri con Etete e Agaev proprio il mercoledì 9 ed il giovedì 10 dicembre precedenti, nei quali si discusse anche dei dettagli del mandato da Malabu ad Agaev ed EVP.

Sebbene, in termini generali, questa difesa nutra ragionevoli dubbi sull'attendibilità del documento da ultimo citato (come si vedrà più avanti, infatti, la *Chrono Unprotected* è stata predisposta da Obi a fini difensivi ed è spesso contraddetta da altre prove documentali), in questo specifico caso la stessa è confortata da una corrispondenza email molto chiara (*i.e.*, quella con Rex Nwakodo) che, tuttavia, la Pubblica Accusa ha ritenuto di ignorare.

Come comprensibile, d'altronde, il Pubblico Ministero valorizza i documenti Obi solo quando questi possono essere utili alla ricostruzione accusatoria. Quando non lo sono, invece, si rifugia dietro a congetture che, ad una attenta e compiuta disamina del compendio probatorio in atti, risultano prive di alcun riscontro.

Alla luce di quanto sopra, quindi, appare meno suggestivo – se mai lo fosse stato – che Casula abbia letto immediatamente un'email alle 12:07, abbia istantaneamente avvisato Obi (lo stesso Obi che aveva ignorato per ben tre mesi, come si vedrà meglio in seguito¹⁵⁹), il quale, nel giro di pochi minuti,

¹⁵⁴ Si veda il Documento n. 43, Produzione finale Eni. Sul punto, si veda l'esame del teste **Giorgio Vicini**, trascrizioni ud. 20 novembre 2019, pp. 24, 26.

¹⁵⁵ Si veda il Documento n. 44, Produzione finale Eni.

¹⁵⁶ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 91.

¹⁵⁷ Si veda il Documento n. 1, Produzione finale Eni su Obi/EVP.

¹⁵⁸ Si veda il Documento acquisito all'ud. 20 novembre 2019.

¹⁵⁹ Si rimanda al capitolo 5, para 5.2.

sarebbe riuscito a scrivere due email complesse – una a Nwakodo, alle 12:32, e l'altra ad Armanna, alle 12:57 – senza che vi fosse alcun reale motivo per dover agire così in fretta.

Andando avanti con la ricostruzione di quanto accaduto quella mattina, si ricorda come, secondo la Pubblica Accusa, non vi fosse alcuna “*apparente ragione*” per Eni di preferire Obi ad Akinmade, quale soggetto cui mandare una manifestazione di interesse per Malabu¹⁶⁰.

A ben vedere, una ragione c'era, eccome.

In primo luogo, si ricorda come nell'email del 14 dicembre inoltrata da Armanna a Obi, quest'ultimo avesse comunicato di aver ricevuto **due mesi di esclusiva** da Malabu e avesse dato atto di un *meeting* avuto con il titolare del blocco, sollecitando poi un celere riscontro da parte di Eni al fine di poter spendere l'interesse del colosso italiano all'acquisto con il *Principal*¹⁶¹, ossia con il *mandante*.

In secondo luogo – a dispetto delle accuse di assoluta inadeguatezza mosse dal Pubblico Ministero – si rammenta che Obi vantava una comprovata esperienza nel settore *oil&gas*, avendo lavorato, tramite la sua società Eleda Capital Partners (ECP), su importanti operazioni petrolifere; aveva un *network* notevole, con una rete di professionisti e partner internazionali che gli consentiva di offrire servizi ad ampio raggio; aveva inoltre maturato competenze nel settore *mergers&acquisitions*, in qualità di *advisor* in transazioni commerciali di ragguardevole valore patrimoniale e con attori di primario livello¹⁶² (dal FGN, alle società petrolifere Chevron e United Oil Group, a BNP Paribas – come confermato anche dal **giudizio positivo** espresso da quest'ultima a Eni in occasione di una verifica

¹⁶⁰ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 88.

¹⁶¹ Per la traduzione di *principal* si veda il Cambridge Dictionary, che sul piano giuridico attribuisce il significato di *mandante*. Pertanto, in questa sede il *principal* è da individuarsi in Malabu, ossia il soggetto che aveva incaricato Obi di gestire il negoziato per la cessione di OPL 245.

¹⁶² Si veda il Documento n. 42 Produzione finale Eni, brochure in cui, *inter alia*, figurano alcune delle principali operazioni in cui era stata coinvolta ECP, sulle quali riferisce anche il teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 60, 68, affermando come si trattasse di una società di consulenza che era attiva nel settore, che “*aveva lavorato sia con enti governativi nigeriani che con Chevron, con BNP Paribas...*”. Sulla effettiva operatività di Obi in altre operazioni analoghe ha riferito anche il teste **Giuseppe Cerrito**, trascrizioni ud. 12 dicembre 2018, p. 22: “**PUBBLICO MINISTERO - Ma prima di questa email lei sapeva chi fosse Emeka Obi? Sapeva che ci fosse questo progetto in corso? TESTIMONE CERRITO - No. Non sull'OPL 245 in particolare. Su altre iniziative non equivalenti ma di asset, ricerca di nuovi asset offshore in Nigeria, sì**”.

Si veda altresì l'esame del **CT David Kotler**, trascrizioni ud. 10 aprile 2019, p. 22, il quale, oltre ad evidenziare che il processo di vendita fosse portato avanti da un “*team di consulenti credibili*”, con specifico riferimento a EVP sottolinea che era sì gestita da una singola persona, ma una persona “*con rilevante esperienza bancaria, era stat[o] infatti consulente per la Banca Mondiale e aveva lavorato per la Salomon Brothers, una delle principali banche di investimento a New York negli anni '90, aveva lavorato per il loro team di acquisizioni e finanza. Ho dato un'occhiata a quella che è la sua esperienza e ho visto che lui ha prestato attività di consulenza a importanti banche, come ad esempio BNP Paribas, e ha anche operato come consulente per il governo nigeriano in relazione a diverse operazioni petrolifere sia nel settore upstream che in ambito di raffinerie in Nigeria. Il mercato bancario degli investimenti in Nigeria è caratterizzato dall'assenza delle principali banche di investimento internazionali, invece sono presenti per lo più persone come il signor Obi, e questo è il caso di molti mercati in via di sviluppo, sulla base della mia esperienza*”.

Che **EVP fosse attiva anche su altri fronti negoziali nel periodo di interesse** emerge anche documentalmente: si veda, a tal proposito, lo scambio email tra Obi e Rex Nwakodo di Sheridans, con cui quest'ultimo propone a EVP un'opportunità di investimento connessa alla JIL Eng. & Oil Svc. Ltd., società nigeriana, Documento n. 3, Produzione finale Eni su Obi/EVP.

informale condotta sulla società di Obi, che veniva definita di buono *standing* e di ottima reputazione)¹⁶³.

Obi, inoltre, non era uno sconosciuto neanche per Eni; il teste Giuseppe Cerrito, all'epoca operativo in Nigeria in qualità di responsabile amministrativo e finanziario di NAE, ha riferito di sapere chi fosse Obi da ben prima dell'operazione OPL 245, perché lo stesso era coinvolto in altre note iniziative di ricerca di *asset offshore* in Nigeria ¹⁶⁴.

Sul punto, il CT Kotler ha chiarito che il mercato nigeriano, come quello di molti altri paesi in via di sviluppo, era caratterizzato – all'epoca dei fatti – dall'assenza delle principali banche di investimento internazionali, mentre erano presenti rappresentanti di *boutique* di piccole dimensioni come Obi, che costituivano un riferimento per il settore¹⁶⁵.

Appare dunque evidente che Obi avesse l'esperienza per affrontare operazioni d'investimento come OPL 245, operazioni che in passato aveva gestito per il tramite della società ECP. La circostanza che, nel caso di specie, il negoziato sia stato coordinato attraverso la diversa società EVP, non può di certo valere a sminuire le competenze e le capacità negoziali acquisite nel tempo da Obi.

Al contrario, Akinmade:

- (i.) era un geologo, senza specifiche competenze commerciali, non di certo un esperto di operazioni straordinarie¹⁶⁶;
- (ii.) non informò Pagano – o in generale la società – dell'esistenza di un mandato ricevuto da Malabu¹⁶⁷;

¹⁶³ Si vedano l'email di Giorgio Vicini del 15 gennaio 2010, Documento n. 54, Produzione finale Eni (anche Documento n. 3.3.2.2.v allegato alla **Relazione CT Manzonetto**) e l'esame del teste **Giorgio Vicini**, trascrizioni ud. 20 novembre 2019, p. 28.

Anche nel periodo di nostro interesse EVP era attiva su altri fronti negoziali, come emerge dallo scambio email con il legale Rex Nwakodo di Sheridans, il quale proponeva ad Obi un'opportunità di investimento con un'altra società nigeriana (Documento n. 3, Produzione finale Eni su Obi/EVP). Obi, poi, ha anche una rilevante esperienza bancaria: era stato consulente per la Banca Mondiale e aveva lavorato nel team di acquisizioni e finanza della Salomon Brothers, una delle principali banche di investimento a New York negli anni '90.

¹⁶⁴ Si veda l'esame del teste **Giuseppe Cerrito**, trascrizioni ud. 12 dicembre 2018.

¹⁶⁵ Si veda l'esame del **CT Kotler**, trascrizioni ud. 10 aprile 2019.

¹⁶⁶ Si veda l'esame del teste **Femi Akinmade**, trascrizioni ud. 20 marzo 2019, pp. 17, 18. Nello stesso senso, si veda l'esame del teste **Giorgio Vicini**, trascrizioni ud. 20 novembre 2019, p. 26: "*aveva un background di carattere tecnico*".

¹⁶⁷ Si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 30, in cui, parlando della reazione di Pagano, Vicini ed Ellis alle contestuali proposte di Akinmade ed Obi, Armanna dice "*All'inizio tutto fu rimandato dicendo: 'Se lui presenta un mandato che è superiore a quello che Femi Akinmade ha ci adeguiamo a Obi'. Il mandato da Obi non fu mai presentato, se non ad aprile del 2010*". Si tratta dell'ennesima informazione mendace di Armanna, smentita documentalmente: mentre Obi aveva fatto riferimento al suo mandato già nell'email del 14 dicembre 2009 e lo aveva poi mostrato in occasione del primo incontro a San Donato Milanese il 19 febbraio 2010 (si veda l'esame teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 54), **Akinmade non mostrò mai ad Eni il suo mandato**.

La scrivente difesa è ben consapevole che in atti è presente un'autorizzazione scritta a cercare acquirenti per OPL 245 conferita da Malabu ad Akinmade (si veda il Documento prodotto all'ud. 20 marzo 2019, n. 6), circostanza questa puntualmente rilevata dal Pubblico Ministero, si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 87.

Tuttavia, lungi dal rappresentare una anomalia, tale documento – che comunque, lo si ribadisce, non era stato portato all'attenzione di Eni nel dicembre 2009 – costituisce la riprova della assoluta inidoneità dell'incarico ricevuto da Akinmade rispetto alla complessa gestione del negoziato per la cessione di OPL 245.

- (iii.) non propose formalmente a Eni di avviare le negoziazioni con Malabu suo tramite;
- (iv.) proprio Akinmade nel 2007 era stato interlocutore per conto di NAE nell'ambito dei contatti conoscitivi con Malabu su OPL 245, contatti che però diedero luogo al grave attrito che culminò nella minaccia di azioni giudiziarie da parte di Shell¹⁶⁸.

Del resto da qualche anno, dopo il suo pensionamento quale dipendente di NAOC, Akinmade aveva continuato a lavorare con la società come consulente tecnico, fornendo anche informazioni sull'andamento del settore *oil&gas* e sulle relative opportunità di business, senza tuttavia aver mai seguito direttamente lo sviluppo delle relative negoziazioni né gestito in prima persona un intero processo di vendita¹⁶⁹.

Anche nel caso di specie, dunque, Akinmade **si limitò a rappresentare a Eni i dati scout a sua disposizione e l'informazione relativa all'opportunità di investimento in OPL 245**¹⁷⁰.

Ciò chiarito, quando la Pubblica Accusa (così come la Parte Civile) afferma che Akinmade chiede che, suo tramite, venga presentata una manifestazione di interesse, afferma qualcosa che va con ogni evidenza oltre il dato documentale¹⁷¹.

È Malabu, infatti, che chiede la manifestazione di interesse; come e per il tramite di chi non è informazione che si evince dalla email di Pagano.

Per cogliere appieno la dimensione entro cui si colloca il mandato di Akinmade, deve considerarsi che, a seguito della sua uscita da Eni, Akinmade aveva fondato una società di consulenza che operava nel settore petrolifero, Peeco Ltd., tramite la quale aveva fornito servizi anche in favore di Malabu con riferimento a OPL 245.

Proprio a tal riguardo, nel mese di novembre 2009 Peeco Ltd. fu autorizzata a ricevere, per conto di Malabu, offerte da parte di società seriamente interessate ad acquisire una partecipazione nel blocco (in quella fase, la platea di soggetti interessati appariva ampia, avendo Akinmade individuato – tra gli altri – società cinesi, coreane e inglesi).

Si trattava, a ben vedere, di un incarico ben specifico e dal perimetro molto limitato, finalizzato unicamente a mettere la società in contatto con possibili investitori. L'oggetto di tale mandato – della cui esistenza, come detto, Eni non aveva allora alcuna conoscenza – era quindi ben diverso da quello ricevuto da Obi, espressamente incaricato di occuparsi, in esclusiva, della ricerca degli acquirenti al fine di negoziare l'alienazione della partecipazione in OPL 245 e di fornire assistenza nelle trattative e nell'elaborazione e formalizzazione giuridica dell'ipotesi negoziale. Si veda il Documento n. 50, Produzione finale Eni.

¹⁶⁸ Si veda la lettera di Shell del 13 marzo 2007, con cui si invita Eni a non proseguire nel negoziato con Malabu alla luce dei contenziosi pendenti, Documento n. 36, Produzione finale Eni.

¹⁶⁹ Si veda l'esame del teste **Ernest Akinmade**, trascrizioni ud. 20 marzo 2019, p. 17. L'esame del teste **Giorgio Vicini**, trascrizioni ud. 20 novembre 2019, p. 26.

¹⁷⁰ Si veda l'esame del teste **Giorgio Vicini**, trascrizioni ud. 20 novembre 2019, p. 55.

Sempre nella medesima comunicazione di Pagano, si dava altresì atto delle richieste economiche che Malabu aveva avanzato per la cessione della predetta partecipazione nell'*asset*.

A tal proposito, è doveroso ricordare come il teste Akinmade abbia fermamente escluso di essere stato la fonte dell'informazione riportata nella email di Pagano, trattandosi di dati che, per la loro natura, il teste non avrebbe riferito verbalmente. Si veda l'esame del teste **Ernest Akinmade**, trascrizioni ud. 20 marzo 2019, pp. 22, 23, in cui il teste, con specifico riferimento alle richieste economiche di Malabu con riferimento al blocco riferisce: "*INTERPRETE – 'Queste questioni sono critiche, che non si fanno verbalmente [...]*". Considerato che le notizie relative a OPL 245 avevano ricominciato a circolare nell'ambiente petrolifero, era pertanto del tutto plausibile che alcuni dei dati che Pagano riportava nella sua email fossero stati appresi da altri soggetti.

¹⁷¹ Si vedano la **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, pp. 44, 45, e la **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, p. 4.

Alla luce di questi dati, il 26 dicembre 2009, circa due settimane dopo, Eni presenterà la manifestazione di interesse a Malabu tramite Obi, l'unico soggetto qualificato, che aveva comunicato di essere mandatario in esclusiva al fine di gestire un processo competitivo di vendita.

In merito, il Pubblico Ministero ha inteso puntualizzare che in questa fase Obi stesse “*millantando un'esclusiva in suo favore, in realtà inesistente, da parte di Malabu*”¹⁷².

Sull'assoluta infondatezza di tale asserzione, si è già visto come, in realtà, già da giorni Obi aveva contattato i suoi consulenti per la predisposizione del mandato ricevuto da Etete la settimana precedente. Sul punto, sia consentito rimandare al paragrafo 5.3 della presente memoria, in cui verranno dettagliatamente esaminati i documenti agli atti che sconfessano la tesi della Pubblica Accusa.

Ad ogni modo, quale che fossero gli accordi in essere tra Obi e Malabu, Eni – e, per quanto di interesse di questa difesa, l'Ing. Casula – non aveva alcun motivo per mettere in discussione quanto le era stato comunicato da Obi (soggetto, è bene ricordarlo, con una buona reputazione nel settore). Anzi, l'aver ricevuto l'informazione in merito alla nuova opportunità di investimento nel blocco anche da parte di Akinmade, un soggetto da tempo conosciuto in Eni, confermava la serietà della proposta formale giunta poco dopo da Obi.

Ottenute da più parti rilevanti informazioni sulla possibile cessione di OPL 245, Eni attivò un preliminare confronto interno tra le diverse funzioni interessate, al fine di valutare se manifestare al venditore l'intenzione di iniziare una negoziazione.

Si è detto nel precedente paragrafo che il blocco 245 era da tempo monitorato dalle competenti unità di Eni¹⁷³, specie dalla funzione esplorazione che, nell'ambito dell'ordinaria attività di raccolta di “*informazioni su quelli che sono che sono i bacini geologici presenti nel mondo*”, aveva reperito dati tecnici sulla cui base era stato possibile elaborare le ipotesi delle volumetrie presenti nel giacimento¹⁷⁴.

Pertanto, Stefano Carbonara, Dirigente nella Divisione Esplorazioni, preparò delle *slides* riepilogative delle informazioni di natura tecnica all'epoca a disposizione di Eni, che vennero presentate nel corso di **meetings interni cui era presente**, tra gli altri, **anche l'Ing. Casula**¹⁷⁵.

Tali *meetings* si tennero sia ad Abuja, lo stesso 14 dicembre, sia a San Donato Milanese, il 18 dicembre, come riferito dai testi Bertelli e Vicini¹⁷⁶.

¹⁷² Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 91.

¹⁷³ In questo senso la **Relazione CT Manzonetto**, para 3.2, pp. 76, 77; si veda anche l'esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, pp. 16, 17.

¹⁷⁴ Si veda l'esame del teste **Paolo Ceddia**, trascrizioni ud. 25 settembre 2019, p. 26.

¹⁷⁵ Si vedano il Documento n. 45, Produzione finale Eni; il Documento n. 3.2.b, allegato alla **Relazione CT Manzonetto**.

¹⁷⁶ Si vedano l'esame del teste **Giorgio Vicini**, trascrizioni ud. 20 novembre 2019, pp. 29, 53; l'esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, pp. 11, 16: “*Con Descalzi ci fu un momento di valutazione iniziale che fu fatto prima della fine del 2009, in cui sostanzialmente mi ricordo che Descalzi chiamò una riunione, c'era l'ingegner Casula, c'ero io e c'era mi sembra anche l'ingegner Vanzini, in cui ci chiede sostanzialmente [...] le nostre idee su una serie di potenziali operazioni su asset, tra quest[i] c'era anche la 245*” e “*io ricordo questa riunione [fatta] a dicembre, 18/19*”

Durante tali incontri emerse che il blocco era meritevole di un'attenta valutazione in quanto, sebbene tecnicamente molto complesso (trovandosi a 2.000 metri sotto il livello del mare, a circa 200 km dalla costa e con il rischio di presenza eccessiva di gas, come il limitrofo OPL 244 di proprietà di Eni¹⁷⁷), era già stato oggetto di due scoperte significative da parte di Shell.

In considerazione di ciò, venne richiesta una validazione tecnica dell'*asset*, sotto la responsabilità della funzione M&A¹⁷⁸.

2.3. La manifestazione di interesse e la validazione tecnica dell'operazione.

Come visto, la richiesta formale di una manifestazione d'interesse fu formulata da Obi ad Armanna il 14 dicembre 2009, con espressa indicazione del termine per la ricezione entro le ore otto del mattino successivo¹⁷⁹.

Nonostante la *deadline* stringente, per dieci giorni – durante i quali si tennero i *meetings* sopra citati – tale richiesta rimaneva senza riscontro, tanto da costringere Obi ad un ulteriore tentativo di approccio.

Dopo aver anticipato telefonicamente la questione, Obi formalizzò un sollecito anche per iscritto, diretto a Casula e Armanna, richiedendo la corresponsione di una somma a titolo di deposito non rimborsabile, che sarebbe stata poi sottratta dal corrispettivo per l'acquisto e che veniva definita “*in linea con le norme diffuse di settore*”¹⁸⁰.

Subito dopo aver ricevuto questa email, Armanna la inoltrò a Ruggero Gheller, all'epoca *General Manager Business Development* di NAE, il quale preparò una bozza di risposta¹⁸¹.

Mentre Armanna ne approvava il contenuto¹⁸² senza apportare sostanziali modifiche, Casula intervenne nello scambio di email per esprimere le proprie perplessità, segnalando come **un deposito non refundable non fosse secondo lui industry practice** ed evidenziando, pertanto, come tale elemento costituisse una difficoltà negoziale¹⁸³.

dicembre [...], in cui il Dottor Descalzi ci chiese un parere tecnico su quella che era la nostra opinione su quello che poteva essere il blocco 245. [...] Il nostro commento fu che il blocco era assolutamente un blocco, da quello che avevamo a disposizione, che valeva la pena di essere valutato perché si parlava di due scoperte a olio significative, anche se in 2.000 metri d'acqua, anche se tecnicamente complesse”.

¹⁷⁷ Si veda l'esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, pp. 6, 10, 12, 13.

¹⁷⁸ Si veda l'esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, p. 4.

¹⁷⁹ Si veda il Documento n. 44, Produzione finale Eni.

¹⁸⁰ Si veda il Documento n. 46, Produzione finale Eni: “2. *Payment of a non-refundable deposit which will be deducted from the purchase consideration due upon closing; [...] Whilst items 2 and 3 will be in line with prevailing industry norms*”.

¹⁸¹ Si veda il Documento n. 4, Produzione finale Eni su Armanna.

¹⁸² Si veda il Documento n. 5, Produzione finale Eni su Armanna.

¹⁸³ Si veda il Documento n. 6, Produzione finale Eni su Armanna. Sul punto, si veda anche l'esame del teste **Alessandro Ferri**, trascrizioni ud. 28 settembre 2018, p. 4.

Questo è uno dei tanti dettagli, suggestivamente pretermessi dal Pubblico Ministero, da cui si trae la falsità della tesi accusatoria secondo cui le pretese di Obi venivano assecondate senza riserve dall'Ing. Casula e, in genere, da Eni.

In questo caso, prendendo atto della criticità segnalata da Casula, Armanna suggerì infatti a Gheller di aggiungere nella email di risposta che non era prassi di Eni procedere al versamento di un deposito non rimborsabile, precisando che la società avrebbe però potuto pagare l'accesso ai dati a seguito di successiva negoziazione¹⁸⁴.

Si badi, quindi, che l'appunto di Casula non si riduceva ad una mera statuizione di principio: al contrario, sulla base di tale avvertimento, la bozza venne modificata con l'inserimento di una specifica precisazione sul punto¹⁸⁵ e, solo allora, finalizzata per l'inoltro¹⁸⁶.

In tale lettera di riscontro, Eni richiedeva inoltre a EVP di poter prendere visione di un estratto del mandato ricevuto da Malabu e di avere maggiori informazioni in merito al processo competitivo prospettato da Obi¹⁸⁷. Ancora una volta, tutt'altro che un atteggiamento servile nei confronti del mandatario, né tantomeno quella complicità che ci si aspetterebbe tra due parti in accordo.

Casula, quindi, inviò la lettera a EVP soltanto il successivo 26 dicembre 2009¹⁸⁸; non “*il giorno stesso*” e “*alla vigilia di Natale*”, come capziosamente affermato dal Pubblico Ministero¹⁸⁹.

Il rifiuto di Eni in merito al deposito non rimborsabile non venne gradito da Obi, il quale manifestò il suo disappunto, ribadendo la necessità di tale adempimento per proseguire nelle trattative¹⁹⁰: richiesta che, tuttavia, non venne assecondata, tanto che alcun *non refundable deposit* fu previsto in questa prima fase della negoziazione.

Terminata la ricostruzione fattuale, appare utile ripercorrere gli indici di apparente criticità evidenziati dall'imputato Armanna – e, successivamente, fatti propri dalla Pubblica Accusa e in larga misura dalla Parte Civile – che rivelerebbero il presunto interesse di Descalzi e Casula affinché Obi potesse entrare nell'affare¹⁹¹.

Siffatte accuse, come illustrato di seguito, risultano sconfessate dalle risultanze dell'istruttoria dibattimentale.

¹⁸⁴ Si veda il Documento n. 7, Produzione finale Eni su Armanna.

¹⁸⁵ Si vedano l'email del 24 dicembre 2009, con cui Gheller invia ad Armanna e Casula il testo della manifestazione di interesse modificato, Documento n. 48, Produzione finale Eni e la lettera sottoscritta, Documento n. 20, Produzione iniziale Eni del 17 settembre 2018.

¹⁸⁶ Si vedano i Documenti nn. 8, 9, Produzione finale Eni su Armanna.

¹⁸⁷ Si veda il Documento n. 20, Produzione iniziale Eni.

¹⁸⁸ Si vedano i Documenti nn. 10, 11, Produzione finale Eni su Armanna.

¹⁸⁹ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 92.

¹⁹⁰ Si veda il Documento n. 49, Produzione finale Eni. Si evidenzia, inoltre, come la previsione di un *non-refundable deposit* sarà inserita a penna sul mandato da Malabu a Obi del 27 gennaio 2010, più sopra analizzato: “*simultaneously, we shall provide you with the letter of intent of the investor which will contain the readiness of the investor to pay a non-refundable deposit in accordance with the terms of the actual agreement, which are specified in the paragraph “non-refundable deposit payment”*”; si veda il Documento n. 50, Produzione finale Eni.

¹⁹¹ Si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 35 e pp. 40, 41.

- (i.) Un primo aspetto è quello relativo alla mancata *due diligence* da parte di Eni sulle società di Obi, ECP ed EVP¹⁹².

Come chiarito dai testi Michele De Rosa e Donatella Ranco, rispettivamente Responsabile dell'Unità Legale Anticorruzione e Responsabile dell'Unità Negoziati Internazionali, le procedure di Eni non prevedevano la necessità di svolgere una *due diligence* sugli intermediari, bensì unicamente sulle controparti ovvero sui partner commerciali¹⁹³, e soltanto in vista dell'assunzione di impegni vincolanti¹⁹⁴.

Tra questi, come dichiarato anche dai testi sopra citati – e ammesso perfino dal Pubblico Ministero in requisitoria¹⁹⁵ –, non rientravano le manifestazioni di interesse, né tantomeno gli accordi di riservatezza.

Ciononostante, Eni si era comunque attivata per raccogliere informazioni sul mandatario, rispetto al quale aveva ricevuto *feedback* confortanti da soggetti accreditati quale la banca BNP e lo studio legale Dewey & LeBoeuf¹⁹⁶.

- (ii.) In secondo luogo, è stato contestato che Eni, al momento della manifestazione di interesse, non avesse alcuna evidenza del mandato conferito da Malabu a Obi¹⁹⁷.

Innanzitutto, è bene precisare come, ai fini dell'inoltro di tale preliminare missiva (lo si ribadisce, da nessun punto di vista vincolante per la società), non fosse necessario avere contezza del mandato.

¹⁹² Si vedano l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 31 e la **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, p. 50.

Sulla dicotomia tra ECP ed EVP, annoverata dal Pubblico Ministero tra le anomalie di Emeka Obi, appare opportuna una precisazione. La Pubblica Accusa ha evidenziato che Obi “*Si presenta come Eleda Capital Partners ma si propone come Energy Venture Partners*” (si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 92) e, ciononostante, “*su questo nessuno ha nulla da dire*” (si veda la **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, p. 45). Nuovamente, però, ad una lettura completa degli atti la circostanza non sembra affatto anomala. Nell'ambito dell'operazione OPL 245, infatti, era previsto che fosse EVP a gestire il processo competitivo di vendita della licenza (“*la nostra principale Società di Investimento per le operazioni nel settore Energetico*”), mentre ECP avrebbe operato come consulente della prima. Ciò fu puntualmente rappresentato da Obi ad Eni, in occasione degli scambi che avevano preceduto la presentazione della manifestazione di interesse (si vedano l'email di Obi del 24 dicembre 2009, Documento n. 49, Produzione finale Eni e l'esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 67). Non si vede, dunque, quale avrebbe dovuto essere la preoccupazione di Eni nell'interfacciarsi con una società, piuttosto che con l'altra, entrambe riconducibili allo stesso soggetto.

¹⁹³ Sul punto, si vedano l'esame del teste **Michele De Rosa**, trascrizioni ud. 5 dicembre 2018, pp. 8, 19 e l'esame del teste **Donatella Ranco**, 27 febbraio 2019, pp. 68, 69.

¹⁹⁴ Si veda l'esame del teste **Michele De Rosa**, trascrizioni ud. 5 dicembre 2018, p. 7.

¹⁹⁵ Si veda la **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, p. 45.

¹⁹⁶ Si vedano l'email di Giorgio Vicini del 15 gennaio 2010, Documento n. 3.3.2.2.v, e l'email di Marco Bollini del 2 aprile 2010, Documento n. 3.3.2.2.x, entrambi allegati alla **Relazione CT Manzonetto**.

¹⁹⁷ Si vedano l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 32, in particolare: “*non si risponde a qualcuno che non ci dà gli elementi per dimostrare che lui sia il vero mandatario da parte del venditore*”; la **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, p. 42: “*è documentalmente provato che quando Eni comincia a parlare con Obi, e anche dopo, quando conclude degli accordi vincolanti con Emeka Obi, Emeka Obi non aveva nessun mandato da parte di Malabu o da parte di Dan Etete*”; la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 88; infine, la **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, p. 4.

Nonostante ciò, Eni aveva richiesto sin da subito di poter avere conferma dell'esistenza dell'incarico ricevuto da Obi, inserendo una espressa richiesta in tal senso già nella lettera inoltrata da Casula a EVP il 26 dicembre 2009¹⁹⁸.

Nell'email di risposta a tale comunicazione di Casula¹⁹⁹, Obi affermava di essere impossibilitato a consegnare un estratto del mandato per **ragioni di confidenzialità**, ma al contempo riferiva che lo avrebbe volentieri esibito ai rappresentanti autorizzati di Eni, e che, in aggiunta, avrebbe fatto pervenire alla società anche una lettera di conferma da parte dal titolare del blocco.

Entrambi gli impegni, come si vedrà meglio nel prosieguo, verranno soddisfatti.

- (iii.) Ulteriore censura riguarda le strettissime tempistiche con cui la manifestazione d'interesse fu inviata a Obi²⁰⁰.

Anzitutto, si rammenta come – con email del 14 dicembre 2009 inviata a Armanna – Obi avesse richiesto a Eni una manifestazione di interesse entro le ore otto della mattina seguente.

Se, come ipotizzato dal Pubblico Ministero, Obi avesse lavorato per Eni (o addirittura avesse avuto accordi con Casula), non avrebbe formalmente chiesto un riscontro in tempi così inverosimili, né tantomeno Casula avrebbe ignorato una simile richiesta: le prove documentali e testimoniali più sopra citate, al contrario, dimostrano come la manifestazione di interesse di Eni fu mandata il 26 dicembre 2009, ossia oltre dodici giorni dopo la richiesta di Obi del 14 dicembre. Giorni nei quali, come visto, vennero predisposte presentazioni, si tennero riunioni sia ad Abuja che a San Donato Milanese, si valutò, più in generale, se manifestare o meno un interesse preliminare all'iniziativa.

Alla luce di tutte queste attività, è evidente come non possa avere pregio neanche la tesi d'accusa secondo cui si sarebbe iniziato a lavorare all'iniziativa solo il 24 dicembre, e dunque a ridosso dell'inoltro della lettera.

- (iv.) In ultimo, è stata presentata come anomala la circostanza che la lettera con cui veniva trasmessa la manifestazione di interesse fosse stata sottoscritta da Casula, la cui firma

¹⁹⁸ Si veda il Documento n. 20, Produzione iniziale Eni. Si precisa sin d'ora, che, fino a quando non ha avuto conferma del mandato da parte di Malabu, Eni non si è in alcun modo impegnata con EVP, ma, al contrario, ha continuato a chiedere l'evidenza di tali condizioni in occasione di ogni contatto con Obi. Sul punto si veda inoltre il Documento n. 24, Produzione finale Eni su Armanna.

¹⁹⁹ Si veda email del 27 dicembre 2009 di Obi, Documento n. 12, Produzione finale Eni su Armanna.

²⁰⁰ Si vedano l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 31: "Eravamo a Natale, risponderemo in pochissime ore [...] non abbiamo mai risposto in meno di una settimana"; p. 32: "io parlo di poche ore dal momento in cui il processo di scrittura della bozza fu avviato [...] Da quando si è cominciato a lavorare veramente [...] PUBBLICO MINISTERO – E comunque i dieci giorni sono un periodo normale, breve, brevissimo... IMPUTATO ARMANNA – No, brevissimo"; la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 92; la **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, p. 4, secondo cui "Il riscontro di Eni verso Obi è pressochè istantaneo".

avrebbe impegnato con EVP non soltanto la consociata nigeriana, bensì anche la società italiana²⁰¹, ragione per cui era da evitare.

A tal riguardo, valgono le seguenti precisazioni:

- come correttamente evidenziato dai testi sentiti in dibattimento, la mera presentazione di una manifestazione di interesse non comporta l'assunzione di alcun impegno da parte di Eni.

Non si comprende, dunque, cosa volesse intendere Armanna nel dichiarare che “*anche la lettera di una manifestazione di interesse può far nascere delle richieste legittime da parte di coloro che ricevano la lettera*”²⁰², affermazione che non viene documentata né, tantomeno, indagata da parte del Pubblico Ministero, il quale, al contrario, si limita a recepire pedissequamente la censura di Armanna;

- inoltre, considerato che gli scambi relativi alla manifestazione di interesse si collocavano nel periodo di Natale, non può mancarsi di rilevare come molti dipendenti fossero in ferie, tra cui Pagano, il quale avrebbe altrimenti firmato²⁰³;
- Casula firmò la lettera in forza dei poteri a lui attribuiti quale *Chairman* di NAE (poteri che, si precisa, nel mese di aprile 2010 furono revisionati alla luce delle nuove *governance societarie* e redistribuiti tra il *board* delle consociate e la figura del *Managing Director*)²⁰⁴;
- infine, emerge chiaramente dai documenti in atti – in particolare dall'ordine di servizio n. 492/2008, che attribuiva i poteri ai vari direttori di regione – come Casula non avesse alcun potere di rappresentanza di Eni S.p.A.²⁰⁵.

Tutto ciò rappresentato, nonostante le fantasiose contestazioni dell'imputato Armanna (e, di conseguenza, del Pubblico Ministero), non può che ribadirsi l'assoluta correttezza e regolarità della manifestazione di interesse inoltrata a Obi, in quanto:

²⁰¹ Si vedano l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 35; la **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, p. 45: “*quindi il fatto che abbia firmato Casula di per sé già è un qualcosa di strano, di atipico*”; la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 92.

²⁰² Si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 35.

²⁰³ È lo stesso **Vincenzo Armanna** a riferirlo; si veda il suo esame, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 39.

²⁰⁴ Si vedano la *Resolution* NAE del 19 ottobre 2007, da cui si traggono i poteri di Roberto Casula rispetto alla controllata nigeriana NAE Ltd., e la successiva *Resolution* NAE del 26 aprile 2010, da cui si traggono le modifiche intervenute rispetto ai poteri di Roberto Casula rispetto alla controllata nigeriana NAE Ltd a partire da quella data, Documenti nn. 13 e 16, Produzione finale Eni su Armanna.

²⁰⁵ Si veda il Documento n. 14, Produzione finale Eni su Armanna. Sempre sul punto, Armanna ha affermato altresì come le firme di Casula andassero evitate, in quanto *Executive Vice President* a San Donato con poteri di firma fino a 300 milioni USD; si vedano le trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 35. A riprova della non correttezza di tale affermazione, si veda la Circolare n. 335/2008, p. 9, da cui si evince che le operazioni di acquisizione e vendita di titoli minerari erano autorizzate dal Consiglio di Amministrazione di Eni S.p.A., se superiori a 100 milioni, ovvero dal Direttore Generale E&P, se inferiori a tale importo, senza che questo potere fosse delegabile, Documento n. 15, Produzione finale Eni su Armanna.

- (i.) nessuna procedura Eni prevedeva all'epoca lo svolgimento di *due diligence* su figure che non fossero controparti o partner commerciali;
- (ii.) Obi fu l'unico ad avanzare una richiesta formale e a comunicare di aver ricevuto un mandato in esclusiva da Malabu per trattare l'OPL 245 (che poi esibirà ai dirigenti Eni in occasione della prima riunione a San Donato Milanese);
- (iii.) la manifestazione di interesse venne inviata a distanza di oltre dieci giorni dalla proposta di Obi, e solo dopo che Eni ebbe modo di effettuare una valutazione preliminare interna, con tutte le funzioni interessate, circa l'opportunità dell'investimento;
- (iv.) sottoscrivendo la manifestazione di interesse Casula non avrebbe affatto impegnato Eni S.p.A., della quale non aveva alcun potere di rappresentanza.

Alla luce di tali osservazioni, appare evidente l'inconsistenza dei rilievi di Armanna, fatti propri dalla Pubblica Accusa anche in assenza di riscontri; rilievi, che, infatti, non avendo alcun fondamento, non vennero manifestati dal coimputato all'epoca dei fatti²⁰⁶.

Sia consentito rilevare che se Armanna fosse stato sinceramente, genuinamente convinto della esistenza di qualche problematicità nell'inviare la manifestazione di interesse ad Obi piuttosto che ad Akinmade, avrebbe potuto – e anzi, dovuto – sollevare la questione con le funzioni competenti sin da allora. Del resto, è documentale che Armanna venne puntualmente messo a conoscenza delle informazioni ricevute da Akinmade il 21 dicembre 2009²⁰⁷, cioè prima dell'inoltro della manifestazione di interesse inviata a Obi, per cui era certamente nelle condizioni di sollevare le perplessità del caso.

Si aggiunga infine che, in termini generali, il dibattito ha chiarito come fosse prassi comune per il potenziale acquirente sottoporre una manifestazione di interesse al venditore, al fine di poter avere accesso ai dati relativi all'*asset* per valutare se intraprendere o meno le negoziazioni²⁰⁸. Nulla di atipico, dunque.

Una volta presentata la manifestazione di interesse, la funzione esplorazione di Eni, sotto la responsabilità della funzione M&A, costituì il *Project Review Team* (detto anche *Prospect Validation*

²⁰⁶ Sul punto, si evidenzia che Armanna ha reso dichiarazioni contraddittorie in merito al momento in cui veniva informato dell'incontro tra Pagano e Akinmade: prima ha sostenuto di avere avuto conoscenza del fatto che la proposta di Akinmade era precedente a quella di Obi solo in un secondo momento (si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 28: PUBBLICO MINISTERO: “*Quindi sostanzialmente la proposta relativa al blocco 245, veicolata da Akinmade, è storicamente precedente a quella di Obi ma lei l'ha saputo dopo*” IMPUTATO ARMANNA: “*Si*”); poche battute dopo, invece, ha sostenuto di averlo saputo prima della proposta formale di Obi (si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 29: PUBBLICO MINISTERO: “[...] quanto tempo dopo ha saputo che c'era anche una proposta tramite Akinmade? IMPUTATO ARMANNA: “*Prima che ricevessimo la lettera di Emeka Obi che chiedeva un impegno formale*”). Ciò che è certo, perché documentale, è che Armanna veniva a conoscenza delle informazioni ricevute da Akinmade prima dell'inoltro della manifestazione di interesse inviata a Obi (si veda l'email del 21 dicembre 2009, Documento n. 43, Produzione finale Eni). Armanna, dunque, se effettivamente convinto che vi fosse qualche problematicità nel mandare la lettera ad Obi, avrebbe potuto sollevare il problema con le funzioni competenti, cosa che – evidentemente – non faceva.

²⁰⁷ Si veda l'email di Pagano ad Armanna del 21 dicembre 2009, in PM-3 00023.

²⁰⁸ Si vedano l'esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, p. 8 e l'esame del teste **Giorgio Vicini**, trascrizioni ud. 20 novembre 2019, p. 28.

Team, cui parteciparono anche le funzioni *reservoir*, *drilling*, finanza e pianificazione e controllo) e diede avvio alla prima fase del progetto, quella di valutazione della nuova iniziativa esplorativa dal punto di vista geologico e fisico²⁰⁹.

Tale fase di analisi – condotta sulla base dei dati frutto di *scouting* su OPL 245 raccolti negli anni nel database di Eni, delle pubblicazioni tecniche in materia, delle prospezioni geologiche e geofisiche acquistate da società specializzate, nonché dei dati relativi ai blocchi limitrofi che Eni aveva in concessione²¹⁰ – condusse alla predisposizione di un documento, chiamato *Project Review Document*²¹¹, presentato alla riunione del 23 febbraio 2010, che compendia tutte le considerazioni tecniche legate al blocco e alle sue possibilità di sviluppo.

In particolare, il compito del team di *review* era quello di valutare se nell'*asset* ci fosse un potenziale esplorativo ulteriore oltre a quello già scoperto da Shell negli anni in cui aveva operato il blocco; all'esito dell'esame dei dati disponibili, venne riconosciuto il merito tecnico dell'operazione con il parere concorde di tutte le funzioni²¹².

Le valutazioni delle funzioni tecniche ed economiche vennero quindi portate all'attenzione dell'amministratore delegato con nota del 22 febbraio 2010, affinché questi potesse a sua volta informare il Consiglio di Amministrazione della possibilità di investimento in OPL 245²¹³.

2.4. La conferma del mandato da Malabu a EVP e la sottoscrizione del *Confidentiality Agreement*.

Nel corso dell'istruttoria è ampiamente emerso come sia normale prassi pervenire alla stipula di accordi di riservatezza²¹⁴, al fine di regolare la condivisione dei dati e delle informazioni riservate che il venditore detiene sull'*asset* ed evitare fughe di notizie suscettibili di pregiudicare il processo di vendita.

Nel caso di specie, per la stesura del *Confidentiality Agreement* EVP si fece assistere dai suoi consulenti legali, e in particolare dallo studio Sheridans, che trasmise una prima bozza dell'accordo il 15 febbraio 2010²¹⁵.

In data 17 febbraio, pertanto, EVP inviò a Eni una bozza dell'accordo di riservatezza, precisando che, qualora la società avesse inteso andare avanti nella trattativa, avrebbe dovuto sottoscrivere il

²⁰⁹ Si vedano l'esame del teste **Paolo Ceddia**, trascrizioni ud. 25 settembre 2019, p. 7 e la **Relazione CT Manzonetto**, para 3.2, pp. 76 ss.

²¹⁰ Si vedano l'esame del teste **Paolo Ceddia**, trascrizioni ud. 25 settembre 2019, p. 26 e del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, pp. 5, 17.

²¹¹ Si veda il Documento n. 59, Produzione finale Eni.

²¹² Si veda l'esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, p. 6.

²¹³ Si vedano il Documento n. 3.2.f allegato alla **Relazione CT Manzonetto** e il Documento n. 63, Produzione finale Eni.

²¹⁴ Sulla rispondenza alla prassi del *Confidentiality Agreement*, si veda l'esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 17, dove il teste ricorda anche che: "*TESTIMONE ZAPPALÀ - il confidentiality agreement pone unicamente obblighi di confidenzialità e non obblighi di negoziato*". Si veda inoltre l'esame del **CT David Kotler**, trascrizioni ud. 10 aprile 2019, p. 20.

²¹⁵ Si veda il Documento n. 7, Produzione finale Eni su Obi/EVP.

Confidentiality Agreement e accettare il *Process Package*, che avrebbe consentito l'immediato accesso ai dati in corso di caricamento in una *Virtual Data Room* (di seguito anche solo "VDR")²¹⁶.

Con la medesima comunicazione, EVP invitò inoltre Eni a incontrare i propri rappresentanti, al fine di soddisfare la richiesta della società petrolifera di ottenere conferma dell'esistenza del mandato in esclusiva, avere un confronto preliminare sulla documentazione che sarebbe stata resa disponibile in VDR e ricevere copia del JVA *form* compilato con i dati di Malabu.

Valutata la bozza ricevuta, Casula inviò a EVP il testo corredato dalle revisioni apportate dalle competenti funzioni di Eni, confermando la disponibilità del team a incontrare i rappresentanti di EVP ed evidenziando – ancora una volta – come **la società avesse la necessità di avere conferma del mandato ricevuto da Malabu**²¹⁷.

Contestualmente, Donatella Ranco inviò a Descalzi, Casula e Armanna un elenco delle condizioni per andare avanti nella negoziazione di OPL 245²¹⁸. Tra queste, vi era ovviamente quella di ottenere evidenza del mandato, che, sin dai primi contatti con Eni²¹⁹, EVP si era impegnata ad esibire in estratto ai rappresentanti autorizzati della società petrolifera.

A valle della proposta di EVP, venne dunque organizzato un incontro presso gli uffici di San Donato Milanese, il 19 febbraio 2010, alla presenza di Donatella Ranco, Valentina Ferri, Romina Giordani e Roberto Casula: come emerso nel corso del dibattito, in tale occasione Obi esibì al team legale e negoziale di Eni il proprio mandato, avente ad oggetto l'incarico di selezionare possibili acquirenti e negoziare i termini del *deal*²²⁰.

Il documento in questione, acquisito agli atti, reca la data del 27 gennaio 2010 e risulta sottoscritto per EVP da Obi e da David Perlman, rispettivamente nella loro qualità di amministratore e segretario e, per accettazione da parte di Malabu, da Dan Etete in qualità di "*consultant*", alla presenza del testimone Gilbert Lorenzi²²¹.

Dalla lettura di tale documento si evince inequivocabilmente **l'esistenza di un mandato in esclusiva conferito da Malabu a EVP sin dal dicembre 2009**: e invero, nella premessa di tale accordo viene esplicitato che "*this letter Agreement fully records the mandate granted by you to us on the 15th*

²¹⁶ Si vedano l'email del 17 febbraio 2010 di EVP, Documento n. 57, Produzione finale Eni, con cui venivano trasmessi la bozza di *Confidentiality Agreement* e la lettera datata 16 febbraio 2010, Documento n. 55, Produzione finale Eni.

²¹⁷ Si veda il Documento n. 58, Produzione finale Eni.

²¹⁸ Si veda il Documento n. 56, Produzione finale Eni.

²¹⁹ Si vedano, a titolo esemplificativo, i Documenti n. 20, Produzione iniziale Eni; n. 24, Produzione finale Eni su Armanna; n. 49, Produzione finale Eni.

²²⁰ Riferisce sul punto il teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 54: "*Lo guardarono le due colleghe Giordani e Ferri, il mandato, e ci riportarono che prevedeva effettivamente un mandato in esclusiva da Malabu a EVP per gestire un processo competitivo per la vendita di una quota nel blocco*"; p. 58: "*Poi che non avessimo avuto visione del mandato non è corretto, secondo la mia lettura, perché il fatto che lo avessero visto due persone che lavoravano nel nostro gruppo per me era acquisito. Io non è che verifico tutti i documenti o tutte... ci sono delle strutture articolate apposta per delegarsi dei compiti*". Analogamente, si veda l'esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 18. La circostanza è documentata anche dall'email di Valentina Ferri del 18 marzo 2020, in PM-3 00075, in cui il legale di Eni conferma di aver preso visione, insieme alla collega Romina Giordani, del mandato a EVP.

²²¹ Si veda il Documento n. 50, Produzione finale Eni.

*December 2009*²²² and arrangements reached between us in respect of our engagement and the disposal of the OPL Assets”.

L'accordo in esame regolava poi in dettaglio i rapporti tra EVP e Malabu, in particolare:

- (i.) la concessione di un periodo di esclusiva della durata minima di tre mesi, entro il quale EVP si sarebbe adoperata per procurare a Malabu fino a tre potenziali acquirenti per OPL 245 e avrebbe fornito consulenza in relazione all'asset, e
- (ii.) il meccanismo di pagamento delle *fees* dovute ad EVP per le sue prestazioni.

Oltre al dato documentale, il teste Donatella Ranco ha confermato che, anche nei fatti, Eni aveva la esatta percezione dell'esistenza del mandato, atteso che “*Emeka Obi, che era il rappresentante di EVP, in ogni caso si interfacciava con noi sempre facendo riferimento a Malabu*”²²³.

La scrivente difesa è ben consapevole delle dichiarazioni rese in merito dall'imputato Armanna, il quale ha sostenuto che i legali Ebohon Ellis e Valentina Ferri avrebbero contestato che Obi rappresentasse Malabu.

A tal riguardo, valga evidenziare che tale affermazione, come del resto la maggior parte delle circostanze riferite dal coimputato, è rimasta del tutto indimostrata; e anzi, sebbene Armanna si sia impegnato a “*produrre in numero veramente enorme*” le email che avrebbero suffragato le sue dichiarazioni, per tutto il corso del procedimento (in cui lo stesso Armanna è più volte intervenuto, anche rilasciando dichiarazioni spontanee) queste non sono mai state depositate al fascicolo del dibattimento²²⁴.

Un ulteriore elemento che – pur neutro – è stato esacerbato quale inconcepibile anomalia dalla Pubblica Accusa è la mancata consegna del mandato a Eni, che in quell'occasione fu esibito da Obi soltanto in estratto.

Scrivono il Pubblico Ministero nella memoria depositata da ultimo, “*Obi non è in grado di fornire un mandato a suo favore da parte di Malabu*”²²⁵.

Questa però è una lettura distorta: come sopra detto, già nel rispondere alla richiesta di consegna del mandato pervenutagli con la manifestazione di interesse, Obi aveva sollevato un insuperabile tema di confidenzialità con riferimento ad alcune clausole relative ai suoi rapporti con il mandante, clausole che non avevano ragione di essere portate a conoscenza di Eni, del tutto terza ed estranea rispetto a quel rapporto; le medesime ragioni vennero poi dallo stesso ribadite in occasione dell'incontro avvenuto a San Donato, come esaustivamente chiarito dal teste Ranco²²⁶.

²²²Sia sufficiente in questa sede evidenziare che il citato mandato del 15 dicembre 2009 (sul quale ci si soffermerà più in dettaglio nel capitolo 5, para 5.3) è in atti, in DIB 01374, a riprova che l'accordo con Malabu esisteva già, e non era invece una mera vanteria di Obi.

²²³ Si vedano le trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 59. Conferma la consapevolezza di Eni che EVP agisse con mandato in esclusiva conferito da Malabu anche il teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 18, 41.

²²⁴ Si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 34.

²²⁵ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 98.

²²⁶ Si veda l'esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 56.

Il fatto che Obi volesse tutelare la confidenzialità degli accordi con il suo mandante trova ulteriore riscontro nell’email del 6 aprile 2010, inviata da Obi ad Agaev, in cui il primo, nell’allegare la bozza di lettera di conferma del mandato (di cui si parlerà diffusamente nel prosieguo), scriveva espressamente quanto segue: “***I don’t want to breach the confidentiality clauses by discovering the full mandate***”²²⁷. Tale email non avrebbe evidentemente avuto alcuna ragione di essere scritta, se l’argomento della confidenzialità fosse una mera giustificazione difensiva elaborata *ex post*.

Ebbene, fu solo una volta visionato il mandato che la società si determinò a sottoscrivere l’accordo di riservatezza, così da avere accesso ai dati sul blocco.

Il successivo 25 febbraio 2010 EVP inoltrò la versione firmata dell’accordo, che rifletteva i commenti di Eni. Pertanto, Casula informò Descalzi che, salvo una verifica finale sul testo, avrebbe proceduto alla firma²²⁸.

Tutto ciò considerato, non risulta corretta l’affermazione secondo cui Eni si fosse impegnata rispetto a EVP con la firma del *Confidentiality Agreement* quando “***ancora Emeka Obi non aveva tirato fuori uno straccio di mandato***”²²⁹, e ciò per un triplice ordine di ragioni:

- (i.) anzitutto, come si è appena visto, **prima della sottoscrizione del *Confidentiality Agreement* Eni aveva visionato il mandato** conferito da Malabu a EVP²³⁰;
- (ii.) in secondo luogo, la sottoscrizione del *Confidentiality Agreement* non comportava alcun obbligo di Eni nei confronti della controparte rispetto al perfezionamento dell’operazione (come del resto, nel caso di specie, si evince chiaramente dal tenore letterale della clausola n. 13 dell’accordo)²³¹, configurando piuttosto un accordo volto a disciplinare la condivisione dei dati riservati in possesso del venditore e a salvaguardare l’operato di Obi che, nella sua qualità di mandatario in esclusiva di Malabu, era in procinto di strutturare un impegnativo e oneroso processo competitivo di vendita²³².

²²⁷ Si veda la Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 26.

²²⁸ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 60, 61.

²²⁹ Si veda la **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, p. 46. Cfr. anche la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 95. **Del pari errata** è l’affermazione di cui alla **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, p. 5, secondo cui: “[...] *La EVP di Obi non ha ancora ricevuto un mandato ufficiale da parte di Malabu [...] Ma tale circostanza [...] non pare aver preoccupato i vertici Eni, ed in particolare Casula, che il 24 febbraio 2010 senza problemi sottoscrive per conto di NAE un Confidentiality Agreement con EVP [...]*”.

²³⁰ Si veda l’esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 54. Si veda altresì l’email di Valentina Ferri del 18 marzo 2020, in PM-3 00075, in cui il legale di Eni conferma di aver preso visione, insieme alla collega Romina Giordani, del mandato ad EVP.

²³¹ La clausola n. 13 recita come segue “*Neither party shall be under any obligation or commitment to enter into discussions or any further agreement with regard to the Transaction merely by reason of the execution of this Agreement or the disclosure, evaluation or inspection of Confidential Information, and this Agreement shall not constitute nor should it be construed to constitute an offer or commitment to consummate the Transaction*”. Sul punto, si vedano l’esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 17 e del teste **Donatella Ranco**, p. 63: “[...] *non-disclosure agreement prevedeva esplicitamente che non ci impegnavamo né a fare un’offerta né ad acquisire l’asset. Era un vincolo di confidenzialità*”; si veda anche la **Relazione del CT Kotler**, para 2.4, in particolare p. 33.

²³² Si veda *infra*, para 2.5.

Un accordo preliminare, dunque, propedeutico rispetto all'eventuale negoziato in quanto necessario a consentire al potenziale acquirente di valutare l'attrattività dell'*asset* e, in caso di prosecuzione delle trattative, a consentirne il sereno e prudente svolgimento;

- (iii.) da ultimo, si evidenzia che il presupposto della validità del *Confidentiality Agreement* era proprio il mandato conferito da Malabu a EVP; qualora quest'ultimo non fosse risultato valido, per l'effetto anche il primo sarebbe venuto meno²³³.

Procedendo all'analisi dell'accordo di confidenzialità, si osserva che i principali obblighi ivi dedotti erano i seguenti²³⁴:

- (i.) obbligo di riservatezza in merito ai dati tecnici e a qualsiasi ulteriore informazione sul blocco fosse stata fornita da EVP per conto di Malabu ad Eni, di cui alla clausola n. 2 (efficace anche dopo la risoluzione, per la durata di sei anni, come previsto dalla clausola n. 16);
- (ii.) obbligo reciproco di riservatezza sull'esistenza ovvero sullo stato delle trattative, *i.e.* tradizionale obbligo di *non disclosure*, di cui alla clausola n. 8 (della durata di un anno);
- (iii.) obbligo di esclusività sulla trattativa, e dunque di interfacciarsi esclusivamente con EVP e i suoi consulenti, e non invece direttamente con il venditore, previsto alla clausola n. 11 (con efficacia fino alla scadenza ovvero alla risoluzione del mandato a EVP).

Ciò premesso, tenuto conto della attenzione a ciò riservata dal Pubblico Ministero, sono opportune alcune specificazioni in merito agli obblighi di cui alle clausole nn. 8 e 11.

Con riferimento alla clausola n. 8 e, in particolare, al diverso perimetro del vincolo in capo a Eni e a EVP, si prevedeva che nessuna delle due parti potesse rivelare l'esistenza ovvero lo stato delle trattative a terzi, senza il previo consenso scritto dell'altra; il vincolo, tuttavia, veniva meno per la sola EVP in relazione alle comunicazioni con una serie di soggetti precisamente individuati, ossia:

- (i.) Malabu e i suoi *advisor* e rappresentanti;
- (ii.) i propri consulenti incaricati ai fini dell'operazione;

²³³ Sul punto, si veda l'esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 59, la quale, a fronte della domanda del Pubblico Ministero sottintendente l'assunzione di un impegno da parte di Eni mediante la stipula dell'accordo di riservatezza, riferisce come segue: "**PUBBLICO MINISTERO** - *Ma non avete stipulato il confidentiality agreement? TESTIMONE RANCO* - *Firmammo un confidentiality agreement che conteneva, nelle sue parti, che conteneva l'assunto che ci fosse un mandato e quindi per noi questo voleva dire che se il mandato a un certo punto non fosse risultato esistente non era valido quello che avevamo firmato. Questa fu la nostra lettura, noi firmammo nell'attesa di ottenere conferma del mandato, lo avevamo visto, lo mettemmo in premessa, tutto si basava sull'esistenza di quel mandato, quindi se fosse risultato che non c'era il mandato per noi non era valido*".

Si veda anche il testo del *Confidentiality Agreement*, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 60, nella cui premessa si legge che: "*Energy Venture Partners Limited ("EVP") [...] [is] acting on behalf of Malabou Oil and Gas Limited ("Malabou")*"; parimenti al punto 1 si legge che: "*In connection with the potential divestment of certain assets of Malabou, specifically an interest in License OPL 245, offshore Nigeria [...] EVP (referred to as the "Disclosing Party"), in furtherance of specific instructions received from Malabou to such effect and included in the contractual agreement dated January 27th, 2010 between Malabou and EVP (EVP Mandate) [...]*".

²³⁴ In merito, si vedano l'esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 19, 20; del teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 5, 6; del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 61.

(iii.) Shell e le sue consociate o i suoi *advisor*, ma solo nel caso in cui l'interlocuzione fosse necessaria per facilitare la conclusione della transazione.

Lungi dal rappresentare una anomala asimmetria, la differente estensione di tale vincolo era una naturale conseguenza della posizione di EVP, che doveva necessariamente dare conto dell'andamento delle trattative alla società mandante e al suo *entourage*.

Allo stesso modo, per negoziare la vendita di OPL 245, era inevitabile che EVP si rapportasse con i propri consulenti impegnati sulla transazione.

E ancora, l'attenuazione del vincolo di riservatezza di EVP con riferimento a Shell era previsto – tenuto conto che era noto come Malabu e la società olandese stessero tentando di accomodare le loro pendenze sul blocco – al solo fine di agevolare il perfezionamento dell'operazione²³⁵.

Avuto riguardo, invece, all'obbligo di *non circumvention* ovvero di anti-aggiramento di cui alla clausola n. 11 dell'accordo, deve anzitutto rilevarsi come si tratti di una previsione del tutto usuale nell'ambito di simili negoziati.

Le informazioni fornite durante un processo di vendita, infatti, sono da considerarsi riservate ed esclusivamente finalizzate a consentire al potenziale acquirente di valutare consapevolmente l'opportunità di investimento, per decidere se proseguire o meno nell'operazione.

Ciò posto, la clausola di *non circumvention* assolve allo scopo di garantire che il potenziale acquirente che riceve tali informazioni non ne abusi a proprio vantaggio²³⁶.

A fortiori, nel caso di OPL 245, tenuto conto che la trattativa avveniva per il tramite della società mandataria EVP – che avrebbe strutturato un complesso processo competitivo di vendita, per il quale avrebbe dovuto investire ingenti capitali²³⁷ – è evidente che quest'ultima avesse titolo ed interesse a salvaguardare il proprio operato.

A tal fine EVP, supportata dai propri *advisor* legali²³⁸, aveva inteso garantirsi sia nei rapporti con Malabu, mediante la stipula di un mandato in esclusiva²³⁹, che in quelli con il potenziale acquirente, tramite la speculare clausola anti-aggiramento prevista nel *Confidentiality Agreement*.

²³⁵ Sul punto, si veda la clausola n. 8 del *Confidentiality Agreement*, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 60, e la lettura che ne ha dato il teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 61, 62.

²³⁶ Si vedano in particolare il punto 6 del *New York City Bar Association Model Form of Non-Disclosure Agreement*, prodotto dalla difesa Eni all'udienza del 31 ottobre 2018, da cui si evince la piena legittimità e usualità della *non circumvention clause* (clausola anti-aggiramento).

Si veda anche la **Relazione CT Kotler**, para 2.4, p. 33. Il **CT David Kotler** riferisce in merito alla usualità di detta clausola all'interno dei patti di riservatezza anche in sede di esame testimoniale, trascrizioni ud. 10 aprile 2019, pp. 23, 24. Sul punto, si veda anche l'esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 18.

²³⁷ Sul tema si rimanda al capitolo 5, para 5.4.

²³⁸ Si veda a titolo esemplificativo la Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documenti nn. 7, 33.

²³⁹ A tal proposito, si veda l'*Exclusivity Agreement* tra Malabu ed EVP, ed in particolare il punto 1, rubricato *Exclusivity*, pp. 3, 4, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 50, con cui Malabu si impegnava a garantire un periodo di esclusiva di almeno tre mesi ad EVP, entro il quale si obbligava, tra le altre cose, a non coltivare né entrare in negoziazione con alcun potenziale acquirente in relazione alla cessione dell'*asset*.

Si veda altresì il punto 4, rubricato *Indemnity and non-circumvention*, con cui Malabu si impegnava a non aggirare, direttamente o indirettamente, l'accordo raggiunto.

Dal punto di vista di Eni, l'esclusiva in capo ad EVP forniva un razionale per l'accettazione di una simile clausola: il venditore, infatti, non avrebbe potuto accettare un approccio diretto da parte della società petrolifera, a meno di violare il mandato conferito²⁴⁰.

In considerazione di ciò, Eni ritenne di apportare una serie di revisioni all'accordo al fine di esplicitare lo stretto collegamento intercorrente tra il mandato di EVP e il proprio vincolo a non interfacciarsi direttamente con il venditore, se non previa autorizzazione della società mandataria: in particolare, Eni insistette affinché **(i.)** nel *Confidentiality Agreement* si desse espressamente atto che EVP operava su mandato e secondo le istruzioni ricevute da Malabu e **(ii.)** l'efficacia del vincolo in questione fosse limitata alla durata del mandato²⁴¹.

Infine, si noti che dai documenti in atti emerge chiaramente come **la clausola in esame non fosse una peculiarità dell'accordo stipulato con Eni e sottoscritto da Roberto Casula** – come sembra voler far intendere la Pubblica Accusa – ma, al contrario, si trattasse di una previsione che Obi aveva chiesto ai propri consulenti di inserire anche nei *confidentiality agreements* destinati agli altri potenziali investitori – addirittura in forma più stringente rispetto a quella proposta ad Eni²⁴².

Obi è un uomo d'affari, che pensa a tutelare al meglio i propri interessi. E non solo rispetto a Eni, chiaramente.

Nonostante tali evidenze, il Pubblico Ministero nelle sue considerazioni conclusive ha sostenuto che *“dal punto di vista puramente negoziale [...] una simile clausola è molto difficile da giustificare”*, invocando a supporto di tale tesi le dichiarazioni rese dal teste Donatella Ranco, che ha riferito di esser stata inizialmente contraria al mantenimento di tale clausola²⁴³.

È pur vero che Eni – lo stesso Ing. Casula – provò ad eliminare la clausola di *non circumvention*²⁴⁴; a ben vedere, la Pubblica Accusa opera però una lettura assolutamente parziale sia di quanto dichiarato dalla teste sia, in generale, di tale iniziativa di Eni.

Durante il suo esame, Donatella Ranco ha infatti avuto modo di chiarire le ragioni per le quali, dopo una consultazione interna, si era deciso di accettare la clausola n. 11, essendo giunti alla conclusione che ciò costituiva *“la logica conseguenza del fatto che ci fosse un mandatario”*²⁴⁵.

²⁴⁰ Sul punto riferisce compiutamente il teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 62.

²⁴¹ Si veda l'esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 62, 67.

²⁴² Si veda lo scambio email tra Emeka Obi e Belinda Fan di Dewey & LeBoeuf, del 12 maggio 2010, in cui il primo propone una modifica della clausola di *non circumvention* proposta nell'NDA da sottoporre ai potenziali acquirenti – a dimostrazione che non si trattasse di una clausola prevista solo ed esclusivamente nei rapporti con Eni – in particolare: *“[...] but could you please look at Clause 11 – can I add a time plus principle to this. So even if the mandate is terminated then investor can't talk to Malabu for up to say 3months or 6 months after termination or expiry of EVP mandate. This will remove any incentive to frustrate the EVP mandate”*, cui segue la conferma da parte dello studio legale di aver recepito la modifica proposta, Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 33.

²⁴³ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, pp. 95, 96.

²⁴⁴ Si veda l'email del 17 febbraio 2010, cui è allegata la bozza in modalità revisione del *Confidentiality Agreement*, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 58.

²⁴⁵ Si veda l'esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 62: *“Sì, mi pare che già all'interno del team, però adesso non saprei dirle la persona, qualcuno sollevò la questione relativa al fatto che era una logica conseguenza del fatto che ci fosse un mandatario, no? [...] se EVP aveva ottenuto un mandato in esclusiva dal venditore, allora la clausola era da considerarsi accettabile, perché appunto era il compendio al fatto che ci fosse la sua esclusiva”*.

Ne deriva che la bozza dell'accordo rivisto da Eni, in cui la clausola n. 11 risulta sbarrata, non è la prova che la società petrolifera fosse “*consapevole del fatto che fosse inaccettabile*”, come sostenuto dalla Pubblica Accusa²⁴⁶.

Al contrario, tale revisione è semmai la prova che l'accettazione delle pretese di Obi, laddove accettazione c'è stata, non è mai stata né pedissequa né servile.

Non si può infatti omettere di considerare il coinvolgimento delle funzioni competenti di Eni, la discussione, la attenta ponderazione di ciascun passaggio, il tutto avuto riguardo alle logiche e alle dinamiche negoziali.

È in quest'ottica che devono essere lette le trattative, le negoziazioni, e anche le concessioni – chiamiamole pure tali – che Eni si trova a fare in alcuni momenti della trattativa. Ciascuna scelta, comunque, si colloca nell'ambito di un **normale rapporto negoziale**.

Un'ultima precisazione appare opportuna.

Avendo analizzato nel dettaglio tutti gli obblighi derivanti dal *Confidentiality Agreement*, è possibile apprezzare la non genuinità delle dichiarazioni rese dall'imputato Armanna, il quale – con riferimento al rifiuto dell'offerta presentata da Eni il 30 ottobre 2010 – ha dichiarato che “*se l'offerta rifiutata da Dan Etete non fosse stata riaperta, noi non potevamo più trattare dell'OPL 245 per altri 12 mesi [...] vuol dire che avremmo perso l'unica vera opportunità per l'Eni di andare sull'offshore da protagonista*”²⁴⁷.

Obbligo che, stante l'analisi sopra svolta, non risulta in alcuna previsione dell'accordo di riservatezza.

Terminata la disamina di questo primo intervallo temporale, è possibile già rilevare l'inconsistenza della prima contestazione mossa all'Ing. Casula nel capo di imputazione, secondo cui l'imputato avrebbe commesso il reato “*sottoscrivendo, per conto di NAE, gli impegni con Obi*”.

Invero, la manifestazione di interesse e il *Confidentiality Agreement* firmati da Casula:

- (i.) non impegnavano affatto la società a portare avanti la trattativa;
- (ii.) sono rispettivamente l'una la dimostrazione lecita dell'interesse di Eni al blocco OPL 245, l'altro un accordo di riservatezza lecitamente richiesto dal mandatario di Malabu a tutela della propria posizione negoziale.

2.5. L'accesso temporaneo alla *Virtual Data Room* (VDR) e l'avvio del processo competitivo di vendita (*Project Clear Vision*).

Come sopra visto, la manifestazione di interesse avanzata da Eni – nonché il *Confidentiality Agreement* successivamente sottoscritto – erano prodromici all'accesso ai dati relativi al blocco nella

²⁴⁶ Si veda la **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio, p. 47; cfr. anche la **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 21 luglio, p. 74, e la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, 13 gennaio 2021, p. 96.

²⁴⁷ Si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 89.

disponibilità del venditore, valutati i quali la società petrolifera avrebbe potuto determinarsi in merito all'eventuale presentazione di un'offerta.

Pertanto, già in data 8 gennaio 2010, Stefano Carbonara, *Exploration Division Manager* di NAE, inviò una email a Obi, indicando un elenco di informazioni cui Eni richiedeva di avere accesso tramite la *Data Room*²⁴⁸.

Obi rispose in via interlocutoria il 12 gennaio, rinviando il confronto sul punto ai giorni successivi; tale risposta venne inoltrata da Carbonara a Pagano, con la precisazione che, nel frattempo, le competenti funzioni di Eni avrebbero portato avanti la valutazione tecnica dell'operazione²⁴⁹.

Dello stato dei contatti con EVP venne aggiornato anche l'amministratore delegato Scaroni: con email del 13 gennaio 2010, Descalzi riepilogava i principali step intervenuti fino a quel momento, evidenziando la contrarietà di Eni rispetto alla richiesta di un deposito non rimborsabile formulata da EVP e precisando che – in attesa di un riscontro per l'accesso alla *Data Room* – il processo interno di valutazione dell'iniziativa era già stato avviato sulla base delle informazioni disponibili in NAE²⁵⁰.

Con lettera del 26 febbraio 2010 – e, dunque, una volta sottoscritto il *Confidentiality Agreement* – EVP condivise con la società petrolifera le procedure necessarie per l'accesso temporaneo alla *Virtual Data Room*²⁵¹.

A tal fine, con email del 2 marzo 2010, Armanna inoltrò alle varie funzioni Eni la copia firmata dell'accordo di riservatezza²⁵², le procedure di accesso, nonché i relativi moduli, che il successivo 4 marzo trasmise a Obi debitamente compilati²⁵³.

Corre l'obbligo di segnalare come emerga documentalmente la falsità delle dichiarazioni rese da Armanna in dibattimento, con riferimento al fatto di **(i.)** non aver mai visto la versione definitiva del *Confidentiality Agreement*, **(ii.)** aver saputo della relativa sottoscrizione solo in una fase avanzata del processo negoziale e, ancora, **(iii.)** essere venuto a conoscenza delle previsioni in esso contenute solo quando fu rifiutata l'offerta del 30 ottobre 2010²⁵⁴.

²⁴⁸ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 51.

²⁴⁹ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 52.

²⁵⁰ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 53.

²⁵¹ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 62.

²⁵² Si veda l'email del 2 marzo 2010 di Armanna, Nota di produzione Eni su Armanna 29 gennaio 2020, documento n. 21, cui veniva allegato il file denominato "*NDA OPL 245_signed.pdf*", Nota di produzione Eni su Armanna 29 gennaio 2020, documento n. 22.

²⁵³ Si vedano le email del 4 marzo 2010 di Vincenzo Armanna, Nota di produzione Eni su Armanna 29 gennaio 2020, documenti nn. 25, 26.

²⁵⁴ Si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 43: "*Sapevo che era stato richiesto da Emeka Obi un confidentiality agreement ma non ne ebbi mai visione, né ebbi mai data certa, se non in fase avanzata del processo negoziale, che il confidentiality agreement era stato redatto e firmato. Ho visto varie bozze ma mai una bozza che diventava definitiva*"; p. 45: "*Quando venni a conoscenza di questo problema, il problema è sorto quando fu rifiutata l'offerta del 30 ottobre, dissi che questa cosa era assurda, che noi ci fossimo vincolati addirittura al di là della scadenza dell'offerta*" (sugli obblighi di cui al *Confidentiality Agreement*, si rimanda a quanto più sopra detto, para 8).

La conoscenza della sottoscrizione del NDA da parte di Armanna si evince anche dall'email dell'11 marzo 2010, con cui quest'ultimo inoltrava a EVP la lettera di NAE che dà conto, tra le altre cose, della firma del *Confidentiality Agreement*, Nota di produzione Eni su Armanna 29 gennaio 2020, documenti nn. 28, 28.1.

Ad ulteriore conferma dell'attivo coinvolgimento dell'imputato, nella sua qualità di *project leader* (e non mero "passacarte", come più volte dallo stesso insinuato²⁵⁵), si noti l'email del 4 marzo 2010, con cui lo stesso aggiornò i colleghi sullo stato dell'arte, individuando i successivi passaggi e proponendo di fissare una *conference call* per discutere del *Process Package* che sarebbe stato inviato da EVP²⁵⁶.

Nelle more, Obi informava Armanna che la possibilità di accedere temporaneamente ai dati della VDR predisposta da EVP e dai suoi consulenti sarebbe stata garantita a tre dipendenti indicati dalla società²⁵⁷.

Essendo state riscontrate alcune difficoltà nell'accesso ai documenti contenuti nella VDR nonché lacune rispetto ai dati di cui Eni aveva richiesto di poter avere conoscenza, in data 6 marzo 2010 **Casula inviò a EVP una lettera in cui si avanzavano tali rimostranze**; nondimeno, per bilanciare il tenore della missiva ed evitare che potesse essere pregiudicata la prosecuzione dell'iniziativa, Casula specificò altresì che Eni era intenzionata ad andare avanti nel processo, di modo da poter avere accesso pieno e completo alla *Data Room* e concludere le valutazioni²⁵⁸.

Le lamentele di NAE rispetto alla VDR non passarono inosservate: e infatti, con email dell'8 marzo 2010, EVP inviò a Eni una *break-off letter*, con cui comunicava l'interruzione del processo negoziale dovuta al fatto che non vi era alcuna fiducia che Eni/NAE potesse procedere speditamente nell'affare²⁵⁹.

Per non vedere sfumata l'opportunità di investimento, con successiva lettera dell'11 marzo 2010 NAE chiarì a EVP il proprio interesse a proseguire nel processo di acquisizione, tenuto conto della presa visione del mandato in esclusiva tra Malabu e EVP del 27 gennaio 2010, della intervenuta firma dell'NDA il 24 febbraio 2010 e della valutazione dell'indice della VDR. In quest'ottica, Eni ribadì di voler avere accesso completo alla *Data Room* e precisò che, subordinatamente alla *due diligence* e all'approvazione interna, sarebbe stata in grado di presentare un'offerta credibile – ma condizionata – a stretto giro²⁶⁰.

Il 19 marzo 2010, dopo un incontro con Armanna, EVP confermò che l'accesso completo alla *Data*

²⁵⁵ Si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, pp. 26, 43.

La circolare n. 335/2008, ai paragrafi 8, 9 e 10, nonché all'allegato A, definisce in dettaglio i doveri e le responsabilità associati alla qualifica di *project leader*, Nota di produzione Eni su Armanna 29 gennaio 2020, documento n. 15. Sulle specificità delle responsabilità e del ruolo di coordinamento del *project leader* riferisce il teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 51. In concreto, attribuiscono convinto risalto ad Armanna nell'operazione anche i testi **Pujatti e Zappalà**, facendo espresso riferimento al ruolo di *project leader* dell'imputato.

Armanna, infatti, era la figura incaricata di coordinare le varie funzioni coinvolte nel processo di acquisizione, la persona responsabile di seguire e portare avanti il progetto. Sempre sul punto, si vedano l'esame del teste **Stefano Pujatti**, trascrizioni ud. 30 gennaio 2019, p. 37, e del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 15, 71, 72. Si veda anche l'esame del teste **Ernest Akinmade**, trascrizioni ud. 20 marzo 2019, p. 30.

²⁵⁶ Si veda l'email del 4 marzo 2010 di Armanna, Nota di produzione Eni su Armanna 29 gennaio 2020, documento n. 23.

²⁵⁷ Si veda l'email del 5 marzo 2010 di Armanna, Nota di produzione Eni su Armanna 29 gennaio 2020, documento n. 27.

²⁵⁸ Si veda la lettera del 6 marzo 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 65.

²⁵⁹ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 66.

²⁶⁰ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 67.

Room sarebbe stato concesso solo dopo l'accettazione del processo competitivo di vendita nel suo complesso²⁶¹, anticipando altresì l'inoltro della *Process Letter* da parte dei suoi consulenti.

In data 31 marzo 2010 **Obi presentò formalmente il team di consulenti** che si sarebbero occupati del progetto, denominato *Clear Vision*, con i quali Eni avrebbe potuto interfacciarsi: si trattava, in particolare, di Henning v. Stechow²⁶², *managing director* di Raiffeisen, Stefan Wanjek, *associate director* e Sandra Rath, *associate director*.

Lo stesso giorno, tenuto conto dello stato più avanzato dei contatti con Eni rispetto agli altri potenziali *bidder*, Raiffeisen – per conto di EVP – inviò alla società italiana la *Process Letter* relativa al *Project Clear Vision*, richiedendone la sottoscrizione²⁶³. Tale lettera era stata predisposta da EVP con l'assistenza dei suoi consulenti, unitamente agli altri documenti da inoltrare agli investitori²⁶⁴.

Nella *Process Letter* venivano compendiate tutte le informazioni relative al processo di vendita di OPL 245, ivi compresi i termini delle offerte che avrebbero potuto essere presentate al venditore.

Rispetto alle modalità prescelte per la cessione del blocco, nel corso del dibattito è emerso diffusamente come EVP avesse ritenuto di strutturare un processo concorrenziale²⁶⁵ al fine di raccogliere più offerte e selezionare quella che presentasse i termini e le condizioni più vantaggiose.

Non è un *unicum* che la procedura di scelta del contraente venga strutturata su base competitiva, specie nei casi in cui il contratto abbia ad oggetto la cessione di *asset* di portata rilevante, qual era il blocco 245²⁶⁶.

Nel caso di specie, i potenziali investitori interessati a OPL 245 erano molteplici e tale circostanza è ampiamente documentata in atti²⁶⁷: in particolare Raiffeisen, nello strutturare il processo, aveva individuato una serie di società cui sottoporre l'opportunità di investimento²⁶⁸; in un momento

²⁶¹ Si veda l'email del 19 marzo 2010 di Obi, Nota di produzione Eni su Armanna 29 gennaio 2020, documento n. 29.

²⁶² Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 74. A proposito di questa email, si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 83, durante il quale quest'ultimo ha dichiarato di non sapere chi fosse Henning v. Stechow, sebbene l'email di Obi fosse indirizzata anche a lui.

²⁶³ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 76.

²⁶⁴ Si vedano le email scambiate tra il 29 e il 31 marzo 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 70, 71, 72, 73, 75. Sulla conformità della *Process Letter* ai termini standard di settore riferisce il CT **David Kotler**, trascrizioni ud. 10 aprile 2019, p. 23.

Con riferimento alla documentazione per gli ulteriori potenziali investitori, invece, si vedano le email di Sandra Rath e Stefan Wanjek di RIAG del 31 marzo e 10 aprile 2010, rispettivamente in Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 24, e in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 96, con cui Raiffeisen sottoponeva a EVP le bozze del *teaser* – che verrà approvato il successivo 12 aprile 2010 – da inviare, unitamente al *confidentiality agreement*, alle società selezionate. Sempre sul punto, si veda anche la successiva email dell'11 maggio 2010, da Sandra Rath a Obi, con cui Raiffeisen invia il *teaser* rivisto e l'NDA con le modifiche apportate dai legali, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 111, e la corrispondenza del 17 giugno 2010, sempre tra Sandra Rath e Obi, in cui viene scambiata l'ultima versione del *teaser* e vengono individuate le società cui inviarlo, nella specie British Petroleum, Addax, Petrobras, Statoil, Petrochina, Conocophillips, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 133.

²⁶⁵ Sulla struttura del processo competitivo di vendita gestito da Raiffeisen per conto di EVP, riferisce tra gli altri il teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 12, 13.

²⁶⁶ Si veda l'esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 13.

²⁶⁷ Sul punto, si veda più in dettaglio *infra*, capitolo 5, para 5.4.

²⁶⁸ Si veda lo scambio di email del 7 aprile 2010, tra Obi e Stefan Wanjek, Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 27.

successivo, Bayphase si era invece adoperata attivamente per tenere i contatti con le società petrolifere che avevano mostrato un interesse nel blocco (a titolo esemplificativo, British Petroleum, Addax, Petrobras)²⁶⁹, raccordandosi costantemente con EVP per verificare quali e quante informazioni mettere a loro disposizione e come articolare gli step negoziali per avviare le relative eventuali discussioni.

Si aggiunga che alcuni investitori avevano manifestato la volontà di esaminare i documenti relativi all'*asset*, motivo per cui chiedevano di poter ricevere il *confidentiality agreement*²⁷⁰. A tal proposito, si ricorda che la bozza predisposta per gli altri potenziali investitori presentava clausole la cui formulazione risultava ancora più stringente rispetto alla versione sottoscritta da Eni²⁷¹.

Ciò dimostra che la trattativa in essere con Eni non era l'unica via percorribile per la realizzazione dell'operazione OPL 245; ed anzi, pur a fronte del serio interesse dimostrato dalla società italiana mediante la presentazione delle offerte di aprile e giugno 2010, Obi era ben conscio della necessità di continuare a sondare il mercato per verificare l'eventuale ricezione di altre proposte, di modo da consentire a Malabu di scegliere il miglior offerente²⁷².

Il processo, strutturato e gestito dalla banca d'affari Raiffeisen, era finalizzato infatti all'individuazione della migliore offerta tra un ristretto panel di acquirenti selezionato dal venditore per la serietà del loro interesse nel blocco, il loro significativo volume d'affari e la loro rilevante posizione nel settore.

Del resto, come risulta evidente dalla complessità dell'*asset* in termini geologici, solo compagnie petrolifere di un certo livello sarebbero state in grado di sostenere il relativo progetto di sviluppo²⁷³.

Tornando al contenuto della *Process Letter*, essa dava conto:

- (i.) delle principali informazioni in merito al processo di vendita e all'*asset* (ad esclusione, però, dei dati relativi all'attività di esplorazione condotta da Shell, che non erano nella disponibilità di Malabu);
- (ii.) del mandato in esclusiva conferito da Malabu ad EVP;
- (iii.) della conferma della titolarità del blocco da parte del Governo;
- (iv.) del team di *advisors* che avrebbe assistito EVP (tra cui Raiffeisen, Dewey & LeBoeuf, Templars e Mc Daniel International Inc.)²⁷⁴.

È appena il caso di precisare che se Obi, sin da principio, fosse stato certo del buon esito delle negoziazioni con Eni, non avrebbe avuto motivo di prodigarsi nell'ingaggiare un tale

²⁶⁹ Sul punto, si veda più in dettaglio *infra*, capitolo 5, para 5.4.

²⁷⁰ Sul punto, si veda più in dettaglio *infra*, capitolo 5, para 5.4.

²⁷¹ Si veda, ad esempio, lo scambio email tra Obi e Belinda Fan di Dewey & Le Boeuf, del 12 maggio 2010, Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 33, in cui Obi chiede al suo consulente di inserire la clausola in base alla quale l'investitore non avrebbe potuto parlare con Malabu fino a 3 o 6 mesi dopo la cessazione o la scadenza del mandato EVP.

²⁷² Sul punto, si veda più in dettaglio *infra*, capitolo 5, para 5.4.

²⁷³ Si veda l'esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, p. 8.

²⁷⁴ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 76, p. 4.

numero di consulenti tra cui revisori, banche di investimento e legali, esortandoli costantemente a trovare e convincere più investitori possibile.

In tale lettera veniva altresì richiesto il pagamento di una *Participation Fee* di 500.000 euro, che avrebbe consentito ai soggetti interessati di partecipare alla procedura di offerta e di accedere alle informazioni riservate relative all'*asset* ai fini della formulazione di una proposta vincolante, da presentarsi entro il 25 aprile 2010: la commissione di partecipazione aveva dunque un duplice fine, che si rifletteva nel suo importo²⁷⁵.

In questo senso, appare del tutto pretestuosa e priva di fondamento l'asserzione della Pubblica Accusa circa la "*completa inutilità dell'apporto fornito da EVP*", motivata sull'assunto che (i.) l'unico acquirente a formalizzare un'offerta sia poi stata Eni e (ii.) i dati contenuti della *data room* fossero molto superficiali²⁷⁶.

Sotto il primo profilo, come si vedrà più in dettaglio al paragrafo 5.4, sono diffusamente documentati in atti gli sforzi fatti da EVP per strutturare un processo concorrenziale che consentisse di ottenere la migliore offerta per la cessione del blocco, così come sono documentati i contatti che EVP ebbe con numerosi altri investitori.

In questa sede ci si limita a richiamare una email emblematica, inviata da Obi ai suoi consulenti di Raiffeisen il 16 giugno 2010, appena dopo la ricezione della seconda offerta di Eni, in cui Obi scriveva testualmente: "*dovremmo ulteriormente continuare i nostri sforzi di marketing per vedere quali altre proposte possono essere ricevute e prese in considerazione da altri potenziali investitori al fine di formulare raccomandazioni complete a Malabu*"²⁷⁷.

Per quanto riguarda il secondo profilo, a ben vedere la Pubblica Accusa sembra sovrapporre la *data room* messa a disposizione da EVP nella primavera del 2010, contenente i dati storici sull'*asset* e sulle vicende legali che lo avevano interessato, e il "*supplemento di data room*", così lo definisce il teste Bertelli, messa a disposizione dai tecnici di Bayphase a Londra "*per capire dove potevano essere le differenze di stime tecniche nell'asset tra Bayface [fonetico] e la nostra valutazione*"²⁷⁸.

È solo in relazione a questa seconda *data room* che Luca Bertelli, esperto del settore, ha censurato la metodologia e il merito delle valutazioni svolte dai consulenti di EVP, rilevando – come evidenziato dalla Pubblica Accusa – che "*il lavoro che era stato fatto era un lavoro molto superficiale [...] le tecniche che erano state usate per fare le valutazioni volumetriche erano tecniche non update*"²⁷⁹. Nella lettura di Eni, si trattava di un approccio metodologico scorretto, che aveva portato Bayphase a sovrastimare i volumi di idrocarburi nel blocco (e, quindi, il venditore a pretendere una somma più elevata rispetto a quella che la società petrolifera intendeva offrire).

²⁷⁵ Si veda l'esame del teste **Giuseppe Cerrito**, trascrizioni ud. 12 dicembre 2018, p. 22.

²⁷⁶ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 101.

²⁷⁷ Si veda la Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 39.

²⁷⁸ Si veda l'esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, p. 9.

²⁷⁹ Si veda l'esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, p. 9.

Il Pubblico Ministero, quindi, finisce per misinterpretare le dichiarazioni del teste, decontesualizzandole.

Infatti, con espresso riferimento alla *data room* di EVP, il teste Bertelli ha riferito che “*c’era tutta la parte non tecnica di storia dell’asset [...] che era una parte molto rilevante [...] per costruire tutti i passaggi che c’erano stati e i contenziosi che c’erano stati, era una parte fondamentale, per capire se l’operazione si poteva portare avanti [...] Poi c’erano anche dei lati tecnici*”²⁸⁰.

Per quanto riguarda i dati storici, che si trattasse in gran parte di informazioni che Eni, per altre vie, aveva avuto modo di visionare nel 2007, non era certamente cosa nota prima dell’accesso alla *data room*.

Con riferimento al supplemento elaborato da Bayphase, invece, l’accesso alla *data room* aveva consentito ad Eni di rilevare l’assenza di criticità tecniche tali da impattare negativamente sulle valutazioni del potenziale esplorativo del blocco.

Tutto ciò considerato, come possa esprimersi un “*giudizio di completa inutilità*” del ruolo di EVP rispetto alla vendita di OPL 245, non è dato comprendere.

Sempre in merito alla *Participation Fee*, a fronte delle censure mosse dalla Pubblica Accusa è bene sgombrare il campo da ogni possibile equivoco circa l’usualità del pagamento di una simile commissione e la congruità del relativo importo, tenuto conto dei servizi che EVP si impegnò a rendere – ed effettivamente rese, sostenendone i relativi ingenti costi – a fronte del versamento di detta commissione.

L’istruttoria dibattimentale, invero, ha dimostrato come la corresponsione di una *fee* della specie di quella richiesta da EVP fosse prassi abbastanza comune nel settore esplorazione, specie nell’ambito delle operazioni riguardanti *asset* di valore significativo²⁸¹. Non si vede come l’unanimità di vedute dei testi escussi possa essere minata, secondo la prospettazione accusatoria, dalla sola circostanza che NAE non si fosse trovata a corrispondere commissioni simili in quegli anni²⁸².

Il pagamento della *fee* richiesta nell’ambito del *Project Clear Vision* fu gestito e autorizzato dalla struttura finanziaria di NAE, in persona del *Finance Manager* Giuseppe Cerrito²⁸³.

Prima di effettuare il versamento, tuttavia, venne richiesto a Paolo Ceddia, all’epoca *Senior Vice President* Pianificazione e Controllo e Riserve della Divisione E&P, di verificare la genuinità dell’IBAN indicato nella *Process Letter*: tramite Eni Bank Bruxelles, quindi, veniva contattata la banca dell’*advisor*, che riscontrava positivamente la richiesta²⁸⁴. Solo all’esito di tale verifica

²⁸⁰ Si veda l’esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, p. 18.

²⁸¹ Si vedano l’esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, p. 11, e del teste **Michele De Rosa**, trascrizioni ud. 5 dicembre 2018, pp. 27, 28.

²⁸² Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, pp. 100, 101.

²⁸³ Si vedano l’esame del teste **Stefano Pujatti**, trascrizioni ud. 30 gennaio 2019, pp. 36, 42, 43, e l’esame del teste **Giuseppe Cerrito**, trascrizioni ud. 12 dicembre 2018, pp. 21, 24.

²⁸⁴ Si veda l’esame del teste **Paolo Ceddia**, trascrizioni ud. 25 settembre 2019, p. 8.

Giuseppe Cerrito eseguiva il pagamento *de quo* e, con comunicazione del 31 maggio 2010²⁸⁵, ne dava conferma a EVP allegando copia della relativa disposizione inviata alla Banca²⁸⁶.

Un'ultima precisazione sul tema appare opportuna.

Il Pubblico Ministero ha enfatizzato la circostanza che Cerrito avesse chiesto “*copia del contratto tra Eni e EVP*”, ma questo non gli venne messo a disposizione nella sua interezza²⁸⁷.

Corre tuttavia l'obbligo di chiarire che ai fini dell'avvio dell'*iter* autorizzativo per il pagamento della *Participation Fee*, nonchè del pagamento stesso, non era affatto necessario il documento contrattuale integrale, avendo Cerrito la fattura e l'estratto della *Process Letter* con i necessari riferimenti.

È lo stesso teste a precisare che questo passaggio non fosse dovuto e che la richiesta costituisse unicamente un suo scrupolo per amor di completezza, tanto che, ben conscio delle ragioni di confidenzialità connesse alla nuova iniziativa, non insistette²⁸⁸.

Ecco che, ancora una volta, siamo dinnanzi a una lettura parziale delle prove da parte della Pubblica Accusa.

Ciò chiarito in merito alla corresponsione della *fee* di partecipazione e accesso ai dati, si rappresenta che, nelle more, e precisamente il 7 aprile 2010, la *Process Letter* venne firmata per accettazione da Ciro Pagano, in qualità di *Managing Director* di NAE, e trasmessa a mezzo email a Stefan Wanjek il successivo 8 aprile²⁸⁹.

Appare opportuno evidenziare che l'accettazione del *Process Package* presupponeva la ricezione della conferma scritta, da parte di Malabu, dell'esistenza del mandato in esclusiva a EVP, oltre che l'immediata comunicazione delle credenziali per fare accesso alla *Virtual Data Room*. Nella accompagnatoria si precisava altresì che **dette condizioni erano estremamente importanti per NAE ai fini della prosecuzione delle trattative sul Project Clear Vision**.

²⁸⁵ Si precisa che il pagamento della commissione verrà effettuato solo in data 31 maggio 2010, a fronte del sollecito ricevuto con email di EVP del 24 maggio 2010, cui veniva allegata la fattura emessa il precedente 10 aprile per l'importo di euro 500.000, si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 118.

Detta email viene inoltrata a Giuseppe Cerrito, *Finance Manager* di NAE il quale, esaminata la documentazione, il 28 maggio 2010 predisponendo un *memorandum* interno per richiedere a Ciro Pagano, nella sua qualità di *Managing Director* e procuratore di NAE, l'autorizzazione a disporre il pagamento, si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 125. Ciò in quanto Cerrito, non essendo stato parte delle negoziazioni intervenute sino a quel momento, non aveva la visibilità dell'intera *Process Letter* predisposta da Raiffeisen ma unicamente di un suo estratto, relativo alla previsione della *Participation Fee*.

²⁸⁶ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 126.

²⁸⁷ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 102.

²⁸⁸ Si veda l'esame del teste **Giuseppe Cerrito**, trascrizioni ud. 12 dicembre 2018, pp. 24, 25: “*non insistetti neanche [...] perché sapevo che c'era dietro un motivo di confidenzialità, perché c'erano delle nuove iniziative su cui non ero stato coinvolto*”, ribadendo che, in ogni caso, “*era sufficiente avere l'attestazione della prestazione da parte del Procuratore per poter procedere al pagamento*”.

²⁸⁹ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 85, 86.

Con email dell'8 aprile 2010, Obi rappresentò però a Raiffeisen di non essere d'accordo a consentire l'accesso alla VDR prima che NAE avesse accettato la *Process Letter* "unconditionally"²⁹⁰, ragione per cui chiedeva ai propri consulenti di veicolare tale informazione a Eni²⁹¹.

In ogni caso, quanto alla principale condizione posta dalla società petrolifera, ossia l'evidenza scritta del mandato, Obi precisava "I am working on getting the Malabu letter today"²⁹²; come si vedrà di seguito, infatti, la lettera di conferma del mandato recherà proprio la data dell'8 aprile 2010²⁹³.

Ciò posto, il giorno successivo venne comunicata a Eni la necessità di una "unconditional acceptance" della *Process Letter* per andare avanti nel processo.

Tuttavia, per andare incontro alla ferma posizione di Eni – che, come visto, aveva manifestato l'assoluta necessità di prendere visione del mandato prima di poter proseguire con le negoziazioni – EVP prospettò due alternative: Eni avrebbe potuto attendere la ricezione di tale conferma, prima di accettare incondizionatamente la *Process Letter* e ottenere accesso alla VDR, ovvero accettare la *Process Letter*, con conseguente accesso alla VDR, ma attendere l'evidenza del mandato prima di presentare un'offerta: in altri termini, pur a fronte dell'accettazione totale richiesta da EVP, era inteso che **la presentazione di eventuali offerte sarebbe rimasta comunque subordinata alla conferma del mandato**²⁹⁴.

Date tali condizioni, che consentivano alla società petrolifera di non assumere impegni vincolanti prima che venisse soddisfatta la propria richiesta, per sbloccare la situazione di *empasse* e fraintendimento venutasi a creare Armanna comunicò a EVP che NAE sarebbe andata avanti nel processo **sul presupposto dell'esistenza del mandato a EVP e del diritto di Malabu a disporre dell'asset**, comunicazione cui seguì la conferma da parte di EVP che le credenziali di accesso alla *Data Room* sarebbero state rese immediatamente disponibili²⁹⁵.

È in questo contesto che si colloca la "accettazione incondizionata" inviata da Casula.

Non un repentino e ingiustificato cambio di idee, come insinuato dalla Pubblica Accusa²⁹⁶, bensì la conferma da parte del *Chariman* di NAE della volontà di proseguire nel processo di vendita, mediante **espreso richiamo al contenuto della comunicazione inviata il giorno precedente da Armanna**²⁹⁷ (e, dunque, di quanto sottoscritto da Pagano).

²⁹⁰ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 87.

²⁹¹ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 90.

²⁹² Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 87.

²⁹³ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 88.

²⁹⁴ Si vedano l'email del 9 aprile 2010, da Stefan Wanjek a Armanna, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 91, e l'email inviata, nella stessa data, da Obi a Armanna, a precisazione della precedente, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 92.

²⁹⁵ Si veda l'email di Obi del 10 aprile 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 94.

²⁹⁶ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 99.

²⁹⁷ Si veda l'email di Casula del 10 aprile 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 94, di cui si riporta il testo:

"Dear Emeka,

Del resto, che non vi sia stata alcuna accettazione senza riserve è comprovato dalla formulazione delle offerte, la cui efficacia, come è noto, era subordinata a una serie di condizioni sospensive.

Parallelamente alle suindicate interlocuzioni con Eni, EVP si era attivata per implementare la *Data Room* e organizzarne gli accessi da parte dei potenziali acquirenti: il 1° aprile 2010, infatti, Scott Spears si rivolgeva a Andy Kirchin di RPS Energy e a Charles Wood di Equipoise per chiedere assistenza in merito²⁹⁸.

Nelle settimane successive, i consulenti di EVP, e in particolare Dewey & LeBoeuf, Templars e Raiffeisen, lavorarono per selezionare e aggiornare la documentazione rilevante da mettere a disposizione nella *Data Room* allestita a Londra²⁹⁹, cui poi fece accesso il personale della funzione esplorazione di Eni³⁰⁰.

Con email del 22 aprile 2010, Raiffeisen inoltrò una lettera di *addendum* alla *Process Letter*, comunicando alcune modifiche al processo competitivo: in particolare, tra le altre cose, veniva posticipato il termine per la presentazione dell'offerta vincolante al 7 giugno 2010³⁰¹.

Entro il 27 aprile 2010, tuttavia, i potenziali offerenti dovevano comunque essere preselezionati, tramite la presentazione di un'offerta preliminare indicativa. Tale offerta preliminare avrebbe dovuto contenere anche le condizioni relative al pagamento di una commissione di esclusiva non rimborsabile, nonché una cauzione in contanti rimborsabile a titolo di garanzia dell'offerta.

L'offerta non vincolante e condizionata presentata da Eni il 27 aprile 2010, tuttavia, non conterrà nessuna di queste due previsioni.

Una volta ricevute le indicazioni per la sottoposizione dell'offerta, le competenti funzioni Eni iniziarono a delineare i diversi scenari e le *sensitivity* (tra cui le diverse tipologie contrattuali e l'eventuale impatto del *Petroleum Industry Bill* in via di approvazione) per poter definire le varie ipotesi di proposta economica³⁰².

in line with what Vincenzo has written to you yesterday at 6:42pm and consistent with NAE Managing Director signing the acceptance letter attached to your process package, I wish to reconfirm that we are ready to proceed forward as per the terms and conditions of your above-mentioned process package.

*Looking forward to finally receiving the full VDR access to our team, I remain
regards
Roberto"*

²⁹⁸ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 78, e la Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 25. Si veda inoltre lo scambio di email tra Obi e Scott Spears del 7 aprile 2010, in cui vengono comparate le proposte ricevute da diversi *advisor* per i servizi di valutazione tecnica e predisposizione della *data room*, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 84.

²⁹⁹ Si veda lo scambio di email intervenuto tra il 6 e il 15 aprile 2010 da cui si evince la riorganizzazione della documentazione presente nella *Data Room* e l'opportunità di rimuovere alcuni documenti in quanto contenenti vincoli di riservatezza rispetto ai quali Shell avrebbe dovuto acconsentire alla *disclosure*, Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 29. Sempre sul punto, e in particolare sulla predisposizione di una sezione Q&A, si veda lo scambio email tra Obi e i suoi consulenti di cui alla Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 97.

³⁰⁰ Si veda l'esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, p. 8.

³⁰¹ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 103.

³⁰² Si veda l'esame del teste **Paolo Ceddia**, trascrizioni ud. 25 settembre 2019, p. 14.

A tal proposito, appare utile evidenziare che la rilevanza dell'operazione di acquisizione di OPL 245 e la molteplicità e complessità dei profili emersi durante il negoziato imponevano il coinvolgimento di diverse funzioni di Eni.

Oltre a quella negoziale, in prima linea nella trattativa e nella definizione degli accordi³⁰³, furono infatti coinvolte le seguenti funzioni (alcune delle quali avevano già partecipato alla redazione del PRD):

- (i.) la funzione esplorazione e la funzione giacimenti, ai fini dell'esame e della valutazione degli *input* di natura tecnica e geologica e della individuazione di risorse e riserve nel giacimento;
- (ii.) la funzione sviluppo, per l'analisi dei dati finalizzata all'elaborazione di un'ipotesi di sviluppo delle scoperte;
- (iii.) la funzione pianificazione e controllo, per l'elaborazione degli *economics* di progetto e il supporto alla determinazione delle ipotesi di prezzo;
- (iv.) la funzione fiscale, per l'analisi dei profili fiscali connessi alla transazione e l'individuazione del miglior regime applicabile;
- (v.) la funzione legale, di supporto alla funzione negoziale per la gestione della trattativa e la strutturazione degli accordi.

Tutte le suindicate funzioni lavorarono in sinergia per consentire la predisposizione delle offerte economiche che, nel corso del 2010, furono poi sottoposte al venditore³⁰⁴.

2.6. L'offerta preliminare del 27 aprile 2010. Ipotesi di una *Joint Venture* con Malabu e Shell.

Sulla base delle indicazioni contenute nella *Process Letter* di Raiffeisen e nel relativo *addendum*, in data 27 aprile 2010 Eni presentò un'offerta preliminare condizionata³⁰⁵.

³⁰³ Sul ruolo centrale di tale funzione nella definizione della strategia negoziale su mandato del *management*, e sul suo operare in stretta contiguità con le altre funzioni, tanto da far sì che vi fosse “*una pletera di soggetti che erano coinvolti nel gruppo di lavoro*”; riferisce il teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 50, 52. Sempre il teste Donatella Ranco, pp. 107, 108, con particolare riferimento alla valutazione economica e, più in dettaglio, alla individuazione del prezzo, precisa che era necessario il contributo di diverse funzioni.

³⁰⁴ Si veda l'esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 77, 78, il quale precisa che “*il progetto era supportato da un certo numero di funzioni perché aveva bisogno di input e apporti in termini di specifiche competenze, che venivano da tutte le funzioni*”. Nello stesso senso, e in particolare con riferimento alla previsione, da parte di ciascuna funzione, delle *conditions precedent* rilevanti per la parte di propria competenza, si veda l'esame del teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 43.

³⁰⁵ Per il testo della citata offerta, si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 105; per il testo dell'*addendum* alla *Process Letter*, si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 103.

Tale offerta, come detto, era esclusivamente finalizzata all'accesso alla procedura di preselezione, il cui superamento avrebbe poi consentito di aderire al processo di gara ed essere ammessi alla successiva presentazione di un'offerta vincolante³⁰⁶.

La proposta fu formulata per l'acquisizione di una quota del 40% in OPL 245, con obbligo di *carry* di una quota del 10% del venditore, secondo quanto previsto nel *Process Package*. La prospettiva era quella di una possibile *joint venture* con Malabu e Shell, sebbene sul ruolo di quest'ultima vi fossero ancora molte incertezze.

Il corrispettivo individuato nell'offerta era differente in funzione dei diversi regimi fiscali di riferimento: in particolare, pari a 460.000.000 dollari nel caso si fosse applicato il regime PSC 2005, e pari a 620.000.000 dollari nel caso, invece, del regime PSC 2000.

Come già anticipato *supra*, tale offerta non era vincolante in quanto soggetta a una serie di condizioni, prime fra tutte il completamento della *due diligence* su Malabu con esito soddisfacente, l'approvazione da parte delle competenti autorità e la stipula di un contratto di compravendita reciprocamente accettabile, oltre alla risoluzione delle dispute esistenti sul blocco³⁰⁷.

Nella stessa data in cui veniva ricevuta la missiva di Eni, Obi rispose ad Armana evidenziando come la proposta non presentasse i caratteri dell'offerta *pre-emptive*, né prevedesse il pagamento di una commissione di esclusiva, fattori ritenuti fondamentali da EVP per il successo nella fase di pre-qualificazione.

Data la rilevanza dei temi sollevati da Obi, la comunicazione venne inoltrata da Armana al team di Eni per le opportune valutazioni³⁰⁸.

Parallelamente, in considerazione dell'avanzamento del progetto, il 30 aprile 2010 fu trasmessa da Paolo Ceddia a Descalzi una nota di aggiornamento per l'amministratore delegato Scaroni, in cui – facendo seguito alla precedente informativa del 22 febbraio – si segnalava che Malabu aveva incaricato del processo di vendita EVP e la banca Raiffeisen, e che, nell'ambito di tale processo, in data 27 aprile 2010 erano state sottoposte due valorizzazioni preliminari e non vincolanti.

Nella citata nota veniva altresì precisato che **qualsiasi offerta vincolante**, da sottoporsi entro il 7 giugno 2010, **sarebbe stata soggetta all'approvazione del Consiglio di Amministrazione di Eni e di NAE**³⁰⁹; infine, alla luce dei rilievi di Obi in merito alla prima offerta non vincolante, si evidenziava che, a fronte del pagamento di un premio non rimborsabile e di un anticipo sul prezzo, era prevista la possibilità di acquisire un diritto di negoziazione in esclusiva, che avrebbe senz'altro agevolato Eni nell'andare avanti nella negoziazione.

³⁰⁶ Sul punto, si veda il punto 7 della lettera di offerta, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 105: “Al momento NAE non intende presentare un'offerta in via di prelazione né richiedere trattative su base esclusiva. Tuttavia, qualora la presente Offerta Preliminare sia integralmente accettata dal venditore, NAE può valutare l'opportunità di presentare una richiesta in tal senso”.

³⁰⁷ Sulla sottoposizione di tale offerta, si veda la **Relazione CT Kotler**, para 4.7.1., p. 52, in cui il consulente evidenzia che le condizioni sospensive previste erano comuni nelle offerte presentate nell'ambito di processi di vendita nel settore *upstream* degli idrocarburi.

³⁰⁸ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 106.

³⁰⁹ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 107.

Tale nota, insieme ad un ulteriore aggiornamento, venne poi effettivamente inoltrata a Paolo Scaroni affinché fosse sottoposta all'attenzione del CDA³¹⁰.

2.7. Il coinvolgimento dell'Unità Legale Anticorruzione.

In vista della presentazione della seconda offerta, che avrebbe dovuto avere natura vincolante, l'operazione fu portata all'attenzione dell'Unità Legale Anticorruzione, apposita unità funzionale attiva a far data dal 1° gennaio 2010 (e, dunque, di nuova creazione all'epoca dell'operazione OPL 245)³¹¹.

Conformemente alle Linee Guida Anticorruzione all'epoca vigenti in azienda, la citata Unità venne coinvolta nelle fasi cruciali della trattativa OPL 245, ossia in quelle propedeutiche alla finalizzazione dei documenti maggiormente rilevanti³¹²; a ben vedere, quindi, la circostanza che l'Unità non fosse stata coinvolta prima del mese di maggio 2010 non desta alcuna perplessità.

Il teste Michele De Rosa ha infatti chiarito come il vaglio preventivo della funzione Anticorruzione, secondo le procedure del tempo, fosse necessario solo prima dell'assunzione di impegni vincolanti³¹³: come diffusamente detto sinora, nessun impegno avente tale natura era stato preso da Eni nell'ambito dell'operazione³¹⁴.

³¹⁰ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 110.

³¹¹ Tale Unità era stata creata per effetto delle Linee Guida Anticorruzione, di cui alla circolare n. 377/2009, all'interno della Funzione *Legal Compliance* della Direzione Affari Legali. Sul punto, si veda la **Relazione CT Manzonetto**, para 2.5.3., pp. 40 ss.

³¹² In questo senso la **Relazione CT Manzonetto**, para 3.3.2, pp. 89, 90.

Le competenti funzioni Eni fornivano puntualmente all'Unità Legale Anticorruzione tutte le informazioni richieste; a tal riguardo, si vedano ad esempio gli scambi email intercorsi tra il 14 e il 21 maggio 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 116, 117. Come si vedrà *infra*, para 2.12, l'Unità Legale Anticorruzione verrà poi coinvolta nell'ambito delle attività di stesura del *Sale and Purchase Agreement* e nella predisposizione della terza offerta, nel mese di ottobre 2010, nonché nella seconda fase del negoziato.

³¹³ Si veda l'esame del teste **Michele De Rosa**, trascrizioni ud. 5 dicembre 2018, pp. 7, 17, 18.

A tal riguardo, deve precisarsi come non vi fosse alcun obbligo di presentazione all'Unità Legale Anticorruzione con riferimento al *confidentiality agreement*, rispetto al quale il teste precisa "*le procedure dell'epoca, parlo di quelle anticorruzione, poi le altre francamente non ho tutta questa familiarità, non prevedevano esplicitamente che la firma di un accordo di riservatezza fosse sottoposta al vaglio dell'unità legale anticorruzione*".

Nulla quaestio, inoltre, sulla manifestazione di interesse del 26 dicembre 2009 che, oltre a non avere carattere vincolante, veniva presentata prima ancora che l'Unità Legale Anticorruzione avviasse la propria attività.

¹⁸⁶ A riprova di ciò, si osserva che, in data 26 febbraio 2010, era stata chiesta da Obi a Casula una lettera finalizzata a dimostrare al venditore il serio interesse di Eni rispetto all'*asset*. In particolare, in occasione di un incontro tenutosi a Londra, Obi aveva consegnato un *draft* di tale lettera a Casula, che avrebbe impegnato la società petrolifera a fare un'offerta per l'acquisizione dell'*asset*; si veda l'email di Descalzi del 7 marzo 2010, recante una cronologia denominata "*STATUS EO*", Documento n. 005 prodotto all'ud. 27 febbraio 2019.

Ebbene, non può omettersi di rilevare come Eni non abbia dato alcun seguito alla richiesta formulata da Obi, tenuto conto che un simile impegno avrebbe esposto la società rispetto al venditore in un momento in cui ancora Eni non aveva ottenuto la lettera di conferma del mandato, né aveva avuto contezza di come si sarebbe svolto il processo competitivo di vendita che EVP aveva preannunciato. Riferisce sul punto il teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 65.

Non aveva infatti certamente carattere vincolante la prima offerta del 27 aprile 2010, in virtù delle numerose condizioni sospensive cui era sottoposta, come del resto attestato dalla formulazione stessa della lettera, che la qualificava espressamente come una “*preliminary non-binding proposal*”³¹⁵.

Ciò premesso, la bozza della seconda offerta venne invece sottoposta all’attenzione della Unità Legale Anticorruzione, in considerazione del fatto che, come detto, avrebbe dovuto avere in principio natura vincolante.

Pertanto, in data 12 maggio 2010, Ciro Pagano inoltrò a Michele De Rosa, Responsabile di detta Unità, la nota di *due diligence* sul progetto OPL 245 (predisposta dal *project leader* Vincenzo Armanna ai sensi della circolare n. 379/2009), unitamente alla documentazione rilevante, nella specie la lettera di conferma del mandato conferito da Malabu a EVP, il JVA Form debitamente compilato e i due *report* TRAG 2007 e 2010³¹⁶.

Nel corso degli scambi intervenuti nelle settimane successive, detta Unità formulò una serie di considerazioni sul testo dell’offerta: in particolare, oltre a evidenziare la necessità del completamento della *due diligence* su Malabu, segnalò l’importanza (*i.*) dell’avallo al perfezionamento del progetto sia da parte del FGN che di Shell, tenuto conto dei contenziosi in corso, e (*ii.*) di una valutazione di congruità del corrispettivo per l’acquisizione della partecipazione da parte di un esperto terzo, successivamente superata dall’indicazione di conservare negli archivi societari la documentazione da cui era possibile tracciare in modo trasparente la metodologia utilizzata per determinare il valore del blocco³¹⁷.

Le indicazioni dell’Unità Legale Anticorruzione vennero recepite nella lettera di offerta che, come si vedrà *infra*, presenterà una serie di condizioni sospensive.

Con specifico riferimento alla valutazione indipendente inizialmente richiesta, non può trascurarsi che la congruità del prezzo dipende da una serie di fattori conoscibili solo dalla società impegnata a vagliare l’opportunità dell’investimento, nell’ambito dei propri *economics* e delle peculiarità del contesto in cui si colloca l’operazione. In concreto, si trattava quindi di un’attività difficilmente esternalizzabile, anche tenuto conto della natura dell’*asset* e della conseguente difficoltà di una valorizzazione delle potenzialità esplorative.

Ciò nonostante, Eni si attivò prontamente conferendo incarico alla società DeGolyer & MacNaughton, tra le migliori a livello globale nel settore, affinché venisse svolta una valutazione indipendente dell’*asset* esplorativo; come si vedrà più avanti³¹⁸, la società attese prudenzialmente l’esito di tale valutazione prima di presentare la seconda offerta³¹⁹.

³¹⁵ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 105.

³¹⁶ Si veda la citata corrispondenza email e i relativi documenti allegati: Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 112, 113, 114.

³¹⁷ Si vedano le email di Michele De Rosa del 14, 21, 25 e 30 maggio 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 117, 119, 121, e l’email del 1° giugno 2010, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.y.

³¹⁸ Si rimanda al capitolo 4, para 4.4.

³¹⁹ Si vedano le email scambiate il 4 giugno 2010 tra Claudio Descalzi e Donatella Ranco, in cui il primo afferma che “*visto lo spostamento della data per la presentazione delle offerte al 7 luglio, prima di mandare l’offerta voglio aspettare*”

Si badi che anche la seconda offerta, in realtà, venne finalizzata e sottoposta a EVP in termini **non vincolanti**; pertanto, tutte le accortezze sopra ripercorse non erano dovute ai sensi delle procedure aziendali, e furono dettate unicamente dal massimo scrupolo dei dirigenti Eni.

2.8. La seconda offerta del 16 giugno 2010 e le successive attività negoziali.

In considerazione delle valutazioni tecniche effettuate fino a quel momento, nonché delle indicazioni di cui alla lettera di *addendum* del 22 aprile 2010³²⁰, Eni iniziò a considerare l'opportunità di presentare una offerta *pre-emptive* che consentisse di negoziare in esclusiva, senza interferenze di potenziali ulteriori *bidder*, evitando quindi il rischio di essere estromessi dalla gara a fronte di offerte marginalmente superiori³²¹.

Sulla base delle informative all'amministratore delegato del 30 aprile e del 27 maggio 2010³²², alla riunione del CDA del successivo 3 giugno fu quindi approvata all'unanimità la proposta di presentare un'offerta di tal tipo, con l'impegno al pagamento di un premio di esclusiva di importo fino a 5.000.000 dollari, subordinato – tra le altre cose – al completamento della *due diligence* su Malabu³²³.

L'offerta così approvata dal CDA venne però formalizzata solo in data 16 giugno 2010, dopo aver ricevuto la revisione della valutazione da parte del consulente esterno D&M³²⁴.

A tal proposito, si deve infatti precisare che, il precedente 2 giugno, Eni aveva ricevuto da Raiffeisen una seconda lettera di *addendum* alla *Process Letter*, che prevedeva lo slittamento della *deadline* per la presentazione di offerte vincolanti dal 7 giugno al 7 luglio³²⁵. In tale lettera, inoltre, si ribadiva che sarebbero state preferite offerte preliminari che contemplassero il versamento di un premio di esclusiva non rimborsabile e la costituzione di una cauzione per il soddisfacimento delle condizioni poste dall'offerente³²⁶.

Tuttavia, **la seconda offerta veniva nuovamente subordinata alla realizzazione di una serie di condizioni sospensive**, presentando così – ancora una volta – carattere meramente interlocutorio.

Nei giorni successivi, EVP e i suoi consulenti si adoperarono per valutare la proposta di Eni e, rilevato che i termini della stessa non apparivano coerenti con le linee guida fornite a NAE durante il processo,

i risultati della revisione della D&M», Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 129. Sul merito della valutazione indipendente condotta da D&M, si veda l'email interna del 16 giugno 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 130, da cui si evince che le risultanze risultarono in linea, ed anzi migliorative, rispetto alla valutazione svolta da Eni. Si veda anche la **Relazione CT Manzonetto**, para 3.2, p. 80, oltre che il *report* redatto da D&M di cui all'allegato 3.2.g della relazione e l'esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, p. 10.

³²⁰ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 103.

³²¹ Si veda l'email del 27 maggio 2010 di Donatella Ranco con allegata una nota per l'amministratore delegato, che conclude con la richiesta di autorizzazione a sottoporre un'offerta vincolante per l'acquisizione del 40% di OPL 245, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 120.

³²² Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 110, 120.

³²³ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 128.

³²⁴ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 129.

³²⁵ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 127.

³²⁶ Con riguardo al *cash deposit*, si vedano gli scambi del 27 maggio 2010 tra Obi e i suoi consulenti legali e finanziari, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 124.

in data 5 luglio 2010 Raiffeisen inviò una lettera di rigetto dell'offerta a firma di Henning von Stechow. I termini commerciali proposti dalla società petrolifera, evidenziava Raiffeisen, si ponevano notevolmente al di sotto delle attese di parte venditrice; a tal proposito, per l'eventualità in cui la società necessitasse di precisazioni di natura tecnica (sulla cui base veniva formulata la richiesta economica), Raiffeisen la invitava a confrontarsi con i consulenti di EVP, prendendo parte alle sessioni tecniche che si sarebbero tenute nei giorni successivi³²⁷.

Infatti, nel mese di aprile 2010 EVP aveva incaricato la società Bayphase affinché potesse procedere alla valutazione tecnica del blocco³²⁸.

Il 9 luglio 2010 si teneva quindi presso gli uffici di Bayphase di Camberley (Londra) un incontro tra Eni, nelle persone dei geologi Lorenzo Meciani e Pietro Bettazzoli, e i consulenti tecnici di EVP³²⁹.

Come già accennato *supra* (paragrafo 2.5), lo scambio di informazioni tra Eni e Bayphase fece emergere che le differenze rispetto alle stime erano dovute essenzialmente ai diversi metodi utilizzati³³⁰. Per tale motivo, ritenuto che il proprio approccio metodologico fosse più corretto, la valutazione dell'*asset* effettuata da Eni venne riconfermata.

Parallelamente, i consulenti legali e finanziari di EVP lavorarono per individuare la potenziale struttura della transazione, approfondendo profili di diritto nigeriano di primaria rilevanza, quali i regimi fiscali e i termini contrattuali applicabili, nonché il riconoscimento dei *back in rights*³³¹.

In data 14 luglio 2010, quindi, Etin Giwa-Osagie di Templars condivise con Raiffeisen una bozza di *Sale and Purchase Agreement*, in vista dell'incontro che Obi avrebbe avuto di lì a poco con il venditore³³². E infatti, nella serata del 14 luglio la bozza fu trasmessa da Obi a Dan Etete, con la precisazione che il documento avrebbe dovuto essere valutato dal team legale di Malabu per poi essere finalizzato dal team legale di EVP e, infine, sottoposto all'approvazione degli amministratori di Malabu prima dell'invio ai potenziali investitori³³³.

³²⁷ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 143.

³²⁸ Per l'incarico a Bayphase si veda la Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 30. Una prima valutazione delle risorse di OPL 245 fu condivisa con EVP nel mese di maggio 2010, si veda l'email del 20 maggio 2010 di Ivan Djokic, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 115. Al fine di analizzare la valutazione in dettaglio e definire il *final report*, EVP chiedeva ai propri consulenti di fissare un incontro presso i propri uffici; sul punto, si veda lo scambio del 27 maggio 2010 tra Ivan Djokic, Emeka Obi e Stefan Wanjek, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 123.

³²⁹ Si veda l'esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, p. 8. Si veda inoltre l'email del 7 luglio 2010, con cui Casula conferma a Stefan Wanjek la disponibilità di Eni ad avere un confronto dei dati tecnici sul blocco, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 145, e i successivi scambi con Bayphase per i dettagli logistici, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 146.

³³⁰ Si vedano le slides inviate da Ivan Djokic a Stefan Wanjek ed Emeka Obi il 15 luglio 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 152.

³³¹ Si veda la corrispondenza del 5 luglio 2010 tra Raiffeisen, Templars e Dewey & LeBoeuf, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 144.

³³² Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 150.

³³³ Si veda l'email del 14 luglio 2010, ore 9:23 p.m. citata, seguita da un inoltro effettuato da Emeka Obi ad Ednan Agaev alle 11:17 p.m. dello stesso giorno, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 151.

2.9. La conferma della titolarità di OPL 245 in capo a Malabu.

Come è noto, nell'estate del 2010 vi furono importanti mutamenti rispetto alla titolarità di OPL 245, che incisero sulla struttura della transazione.

Delle vicende che hanno interessato la licenza nel corso degli anni si è diffusamente detto al paragrafo 1.3. Pertanto, in questa sede deputata alla ricostruzione del negoziato, ci si limiterà a ripercorrere in breve i soli accadimenti del 2010.

Con lettera del 18 giugno 2010³³⁴, l'*Attorney General* (di seguito anche solo "A.G.") comunicò a Malabu che il Presidente aveva ordinato di dare piena esecuzione all'accordo transattivo del 30 novembre 2006, che riconosceva alla società indigena il 100% della titolarità del blocco.

Il successivo 2 luglio, in ottemperanza alle direttive del Presidente, il Ministro delle Risorse Petrolifere indirizzava a Malabu una lettera in cui veniva confermata l'assegnazione di OPL 245 in forza dell'accordo transattivo del 2006.

Sul punto, ad integrazione delle considerazioni già svolte sulla piena legittimità di tale conferma governativa, appaiono utili alcune riflessioni sul ruolo di Obi, per sgombrare il campo dall'aura di illiceità che la Procura della Repubblica ha inteso costruirvi attorno.

Sebbene la titolarità del blocco fosse stata riconosciuta a Malabu sin dal 18 giugno 2010, la lettera dell'A.G. e la successiva missiva del Ministero del Petrolio non entrarono subito nella disponibilità di Obi.

Ciò posto, non è dato comprendere come Obi potesse essere un veicolo di contatto e pressione sui pubblici ufficiali nigeriani affinché l'operazione andasse in porto – nella specie, ai fini della riconferma della titolarità di Malabu sul blocco. Se fosse realistica la tesi del Pubblico Ministero, Obi avrebbe senz'altro avuto la disponibilità di tali lettere sin dalla loro emissione, e le avrebbe immediatamente trasmesse ai potenziali investitori per assicurare loro circa la posizione del Governo Federale. Invece, è dato documentale che Obi abbia inviato copia della lettera di conferma dell'A.G. a Eni solo il 15 settembre 2010, riferendo di averla ricevuta da Malabu³³⁵ (e non, quindi, dalle pubbliche autorità).

Parimenti, non vi è alcun elemento per sostenere che vi sia stato un qualsiasi contatto "privilegiato" tra Eni e i pubblici ufficiali che si sono attivati per la conferma della titolarità di Malabu: e anzi, agli atti risulta una chiara evidenza di segno contrario, tenuto conto che la notizia in questione fu appresa dalla società petrolifera prima tramite Akinmade, in virtù della sua vicinanza a Malabu, e subito dopo tramite le notizie di stampa che riportavano una dichiarazione resa in merito da Rasky Gnibigie, *company secretary* di Malabu³³⁶.

³³⁴ Si veda la lettera dall'AG a Malabu del 18 giugno 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 134. Sul punto riferisce il teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 106. Si veda inoltre l'esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 29.

³³⁵ Si veda l'email del 15 settembre 2010 con cui Obi informa Eni di aver appena ricevuto la lettera da Malabu, in PM-3 00129. A tal proposito, si rammenta che la lettera in questione era nella disponibilità di Malabu sin dal 6 luglio 2010, PM-2 00024.

³³⁶ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 141.

Eni verrà formalmente a conoscenza delle lettere emesse dalle autorità governative soltanto il successivo 12 luglio 2010, con la ricezione di una lettera di aggiornamento sul *Project Clear Vision* da parte di Raiffeisen, in cui si comunicava che le offerte avrebbero potuto essere presentate per il 100% dell'*asset*, stante l'intervenuta riconferma, da parte del Governo Federale, dei diritti di Malabu sul blocco e del suo diritto a vendere³³⁷.

Come detto, inoltre, Eni riceverà materialmente la lettera di conferma dell'AG da parte di Obi oltre due mesi dopo, in data 15 settembre 2010³³⁸.

La circostanza che le citate lettere fossero entrate nella disponibilità di Eni solo nel mese di settembre è ulteriormente confermata dall'email di Casula del 19 settembre 2010, con cui questi, nel riepilogare l'incontro con Shell avuto in occasione della cena del precedente giorno 17, informava Descalzi e il team coinvolto nella negoziazione anche del fatto che Obi aveva trasmesso copia della lettera di conferma dell'A.G.³³⁹.

Che vi fossero *back channels*, contatti privilegiati tra i dirigenti Eni, Obi e i pubblici ufficiali allora impegnati sulla vicenda OPL 245 è, quindi, ricostruzione non fedele al reale svolgimento dei fatti.

Che nello specifico Casula potesse essere a conoscenza delle interlocuzioni tra i pubblici ufficiali e Malabu, neanche il Pubblico Ministero è arrivato a sostenerlo.

2.10. L'incontro con il Presidente Goodluck Jonathan del 13 agosto 2010.

A dispetto del contesto di asserita illiceità entro cui il Pubblico Ministero lo colloca, il dibattito ha fatto emergere come l'incontro tra Descalzi, Scaroni e il Presidente Goodluck Jonathan, tenutosi ad Abuja il 13 agosto 2010, rientrasse nell'ordinaria attività di visita istituzionale che veniva usualmente effettuata dal *top management* durante i mesi estivi nei Paesi in cui la società petrolifera svolgeva la propria attività³⁴⁰. Il motivo di tali viaggi era legato alle feste per l'Indipendenza che nella metà di agosto venivano celebrate in alcuni Paesi, come il Gabon e il Congo, e costituivano un'occasione per incontrare le Autorità anche di molti altri Stati, presenti alle cerimonie.

L'incontro non aveva avuto ad oggetto solo OPL 245, bensì l'intera attività di Eni in Nigeria, senza che si entrasse nel dettaglio di alcuna delle operazioni³⁴¹. Per quanto di interesse in questa sede, la società petrolifera ebbe senz'altro la conferma che le autorità nigeriane gradissero l'eventuale ingresso di Eni nel blocco, tenuto conto che era operatore accreditato e riconosciuto sul territorio³⁴², la cui partecipazione avrebbe finalmente potuto sbloccare – dopo lungo tempo – le risorse di tale

³³⁷ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 147.

³³⁸ Si veda la citata email in PM-3 00129.

³³⁹ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 163.

³⁴⁰ Si veda l'esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 82, che riferisce delle cd. "*visite pastorali*" ai rappresentanti delle istituzioni dei Paesi in cui Eni operava. Si veda anche l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2020, p. 58.

³⁴¹ Con riferimento al citato incontro, si vedano la bozza e la versione definitiva della lettera di cortesia al Presidente Jonathan, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 157, 158.

³⁴² Si veda l'esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 83.

importante *asset*.

Contrariamente a quanto insinuato dalla Pubblica Accusa, la discussione non ebbe alcun impatto – o comunque, influsso determinante – sui termini degli accordi che sarebbero poi stati negoziati nei mesi di settembre e ottobre 2010³⁴³ tramite serrate sessioni tenutesi, da un lato, tra le competenti funzioni di Eni, EVP e Raiffeisen e, dall'altro, tra i team di Eni e Shell.

Una riunione istituzionale, dunque, della cui liceità vi è ampia prova.

Rispetto a tale incontro con il presidente Jonathan., si rendono doverose – e opportune – alcune ulteriori precisazioni, considerato che a Roberto Casula viene espressamente contestato di averlo “preparato” insieme ad Obi e Descalzi³⁴⁴.

Tale circostanza, a ben vedere, è smentita dagli stessi documenti da cui l'accusa pretende di ricavare un indizio a carico.

Nel materiale rinvenuto tra le carte della cosiddetta valigetta Obi, infatti, si dà conto di un incontro successivo, avvenuto a margine di quello istituzionale del 13 agosto 2010.

Obi e i dirigenti Eni, quindi, non si vedono prima, non preparano l'incontro istituzionale del 13 agosto, come vorrebbe il capo d'accusa.

Al contrario – e, sia consentito, come è normale nel corso di una trattativa – Obi, in qualità di mandatario di Malabu, venne aggiornato sull'esito dell'incontro già avvenuto con il Governo.

Addirittura, dai (presunti) SMS di Obi si evince come questi avesse proposto a Casula di incontrarsi la sera prima di giorno 13, e come Casula non abbia nemmeno preso in considerazione tale ipotesi, fissando l'appuntamento direttamente per l'indomani³⁴⁵.

L'interesse di Obi ad avere informazioni sull'esito dell'incontro, per portare avanti il suo processo competitivo di vendita nell'interesse suo e di Malabu, è testimoniato anche dai contatti successivi che lo stesso ha avuto con i suoi consulenti, quei consulenti che lo aiutavano proprio nella gestione del *Project Clear Vision*, come diffusamente documentato in atti.

In definitiva, ancora una volta non vi è alcuna prova dei connotati illeciti descritti dall'accusa.

2.11. I rapporti con Shell e l'accesso alla data room di Houston.

Nel mese di agosto 2010, dopo avere appreso – con la lettera di Raiffeisen del 12 luglio – che Malabu aveva messo in vendita il 100% dell'*asset*, Eni maturò l'esigenza di fare accesso ai dati posseduti da Shell sul blocco e, considerato che vi erano ancora pendenze in essere tra Malabu e la società olandese

³⁴³ Sul punto, si veda l'esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 26: “*PUBBLICO MINISTERO – [...] Lei ha saputo delle informazioni rilevanti per la conduzione della trattativa ricollegate a una visita di Scaroni, Descalzi e altri al Presidente Jonathan? TESTIMONE ZAPPALÀ – No. PUBBLICO MINISTERO – No. Quindi nella sua linea di conto non è mai entrata questa cosa. TESTIMONE ZAPPALÀ – Nella maniera più assoluta*”. Analogamente il teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2020, p. 83.

³⁴⁴ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, pp. 6, 67.

³⁴⁵ Si vedano gli SMS n. 492-495, in DIB.

sulla titolarità di OPL 245, di coinvolgerla formalmente nel negoziato in corso.

Pertanto, con email del 7 agosto 2010 Eni chiese ad EVP, anche in nome e per conto di Malabu, l'autorizzazione a derogare all'obbligo di reciproca confidenzialità di cui alla clausola n. 8 del *Confidentiality Agreement*³⁴⁶. Consapevole che la condivisione delle ulteriori informazioni in possesso di Shell (da lungo tempo coinvolta nelle vicende riguardanti il blocco) e soprattutto il suo ingresso al tavolo avrebbero potuto agevolare gli sviluppi della negoziazione, Obi attivò i propri consulenti perché valutassero la possibilità di accogliere la richiesta di Eni³⁴⁷.

E infatti, con email del 9 agosto 2010, Sandra Rath di Raiffeisen sottopose la questione allo Studio Legale Templars, che suggerì di acconsentire alla richiesta della società petrolifera, pur evidenziando la necessità di un previo consenso scritto di EVP affinché Eni potesse intavolare discussioni con Shell³⁴⁸.

Con email del successivo 11 agosto 2010 venne quindi confermata a Eni la possibilità di interloquire con la società olandese³⁴⁹. Seguì, il 9 settembre 2010, la stipula di un *confidentiality agreement* tra NAE e SNUD³⁵⁰, prodromico all'accesso alla *data room*³⁵¹.

Come risulta dalla nota interna di riepilogo inoltrata il 14 settembre 2010 da Raffaele Giardini a Roberto Casula, la raccolta dei dati e la relativa interpretazione da parte di Shell erano risultate accurate e attendibili³⁵², tali da consentire a Eni di affinare le proprie valutazioni (come si dirà più in dettaglio *infra*, capitolo 4, para 4.5).

2.12. Il negoziato nei mesi di settembre e ottobre 2010. Una ipotesi di acquisto diretto da Malabu. L'offerta del 30 ottobre e il rifiuto di Malabu.

A seguito dell'accesso ai dati di Shell, presero avvio le negoziazioni volte a individuare i termini degli accordi necessari per il perfezionamento dell'operazione.

In data 17 settembre 2010 si tenne un incontro a casa di Roberto Casula, in occasione di una cena cui erano presenti, per Eni, anche Ciro Pagano e Vincenzo Armanna e, per Shell, Peter Robinson, John Copleston e German Burmeister.

³⁴⁶ Si vedano l'email di Armanna del 7 agosto 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 156, e l'esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2020, p. 79. Sulla portata degli obblighi di cui alla citata clausola n. 8, si veda *supra*, para 2.4.

³⁴⁷ Si veda l'email di Obi del 7 agosto 2010, Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 52.

³⁴⁸ In particolare, lo Studio Legale Templars rilevava che "*EVP may consider granting the requested consent to move the transaction forward*", Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 52.

³⁴⁹ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 156.

³⁵⁰ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 161.

³⁵¹ Sul punto riferisce anche il teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 12, 13, precisando l'importanza della interlocuzione con Shell ai fini della valutazione dell'*asset* e dell'individuazione dei termini degli accordi rispetto alla contribuzione delle due società petrolifere; il coinvolgimento di Shell, come detto, avrebbe consentito la buona riuscita della transazione.

³⁵² Si veda l'esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, p. 9. Per il testo della nota, si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 162.

Come risulta dalla email di riepilogo del successivo 19 settembre 2010 – che fu inviata da Casula a Descalzi e, per conoscenza, al team Eni coinvolto nella negoziazione – nel corso dell’incontro si discusse delle risultanze dell’accesso alla *data room* di Shell, degli accordi da predisporre per la cessione del 100% del blocco e delle ipotesi di prezzo³⁵³.

A proposito del prezzo, **Casula precisò che erano necessarie ulteriori verifiche prima di poterlo quantificare** e inserire nella bozza di offerta che Eni avrebbe dovuto preparare in vista delle successive discussioni; invero, al fine di concordare i termini e le condizioni della proposta da sottoporre al venditore e le contribuzioni di ciascuna società, sarebbe stato indispensabile un confronto con Shell in merito ai profili (primo fra tutti, quello fiscale)³⁵⁴ che potevano avere un impatto sulla quantificazione del corrispettivo.

A partire da fine settembre, dunque, si lavorò su due tavoli negoziali paralleli: il primo tra Eni e Shell, e il secondo tra Eni, EVP e i suoi consulenti³⁵⁵.

Nel corso di tali trattative, la struttura degli accordi veniva delineata come segue³⁵⁶:

- (i.) *Heads of Agreement* tra NAE, SNUD e SNEPCO³⁵⁷, che regolava i rapporti tra le società petrolifere nell’ipotesi di acquisizione della licenza OPL 245, cui avrebbe fatto seguito il *Production Sharing Agreement* tra NAE e SNEPCO;
- (ii.) *Settlement Agreement*, di cui erano parte le due società petrolifere, Malabu, NNPC e il FGN, quest’ultimo nella persona del Ministro del Petrolio e del Ministro delle Finanze, finalizzato alla risoluzione dei contenziosi pendenti sul blocco e all’individuazione delle condizioni per la ri-emissione della licenza;
- (iii.) *Sale and Purchase Agreement*³⁵⁸, ossia **l’accordo di compravendita della licenza tra Malabu e NAE.**

³⁵³ Si veda la Nota di produzione Eni su Armanna 29 gennaio 2020, documento n. 47.

³⁵⁴ Sul punto, è largamente emerso durante l’istruttoria che il tema fiscale fosse uno dei punti nevralgici della negoziazione.

Riferisce in merito il teste **Stefano Pujatti**, trascrizioni ud. 30 gennaio 2019, pp. 36, 37, 54, 55, 56. All’epoca dei fatti *General Manager Finance* di NAOC e consigliere di amministrazione di NAE, Pujatti ha dichiarato che, tra i mesi di ottobre e novembre 2010, la sede centrale di San Donato Milanese – nella persona di Giovanni Grugni – aveva chiesto alla sua struttura un supporto per indagare quali fossero gli impatti fiscali di un’operazione di compravendita di *asset* in Nigeria. L’approfondimento si era appuntato sul regime di IVA, ritenuta d’acconto e tassa di registro, profili – come si vedrà nel prosieguo – di primaria delicatezza e sui quali si faticerà a trovare un’intesa, tanto da rimanere punto nodale delle trattative anche dopo il mutamento della struttura dell’operazione, sino alla definizione degli accordi nell’aprile 2011.

³⁵⁵ Si veda l’esame del teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 5.

La struttura che era coinvolta nel negoziato aveva dunque piena contezza del ruolo di EVP e dei suoi consulenti, con i quali si era lavorato intensamente e con ritmi serrati per strutturare i termini degli accordi contrattuali – primo fra tutti, il *Sale and Purchase Agreement* – funzionali alla presentazione dell’offerta che è stata poi sottoposta al venditore il 30 ottobre 2010. Sul punto, si vedano l’esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 12, 15, 16 e del teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 41.

³⁵⁶ Si veda l’esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 22-27.

³⁵⁷ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 177.

³⁵⁸ Per la versione finale del *draft* di *Sale and Purchase Agreement* si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 184.

In questa fase, ancorché il FGN fosse parte del *Settlement Agreement*, non vi fu alcun suo coinvolgimento diretto al tavolo dei negoziati. Gli accordi furono infatti discussi e strutturati da Eni con Shell, da un lato, e con Raiffeisen e EVP, dall'altro, con la previsione di sottoporli al FGN solo una volta concordata e definita una posizione congiunta³⁵⁹.

Ciò premesso, si analizzano brevemente i tre accordi suindicati.

(i.) Heads of Agreement

Il primo accordo era quello negoziato dalle società petrolifere, volto a regolare i loro rapporti interni nell'ipotesi di acquisizione della licenza OPL 245 con allocazione dei diritti su base 50 e 50³⁶⁰. Al fine di concordare i termini di tale accordo, tra cui il prezzo e la rispettiva contribuzione di Eni e Shell, furono necessarie serrate sessioni negoziali.

Sul prezzo di OPL 245, tema tanto rilevante ai fini dell'accertamento della fattispecie in contestazione quanto trascurato dalla Pubblica Accusa, si rimanda al successivo capitolo 4, ove si avrà modo di illustrare la piena legittimità, sotto il profilo tecnico-economico, del processo di quantificazione della *consideration*.

Basti in questa sede solo rammentare che, durante tutto l'arco del 2010, e fino alla presentazione dell'ultima lettera di offerta in ottobre, vi fu un intenso lavoro di valutazione e di elaborazione interna del prezzo, poi condiviso con Shell a partire dal suo formale ingresso nel negoziato (e, dunque, dalla fine del mese di settembre 2010).

In questa fase, nella negoziazione sul prezzo non era coinvolta la controparte, con cui il confronto – come si vedrà nel prosieguo – venne instaurato solo a seguito del rifiuto dell'offerta del 30 ottobre 2010 (prima del riavvio delle trattative promosso dall'AG)³⁶¹.

All'esito delle negoziazioni, Eni e Shell convennero su un corrispettivo pari a 1.260.960.000,00 dollari³⁶² (che sarà effettivamente oggetto dell'offerta sottoposta il 30 ottobre 2010)³⁶³; a tal proposito, si precisa che l'importo massimo pattuito dalle società petrolifere, comprensivo del *signature bonus*, era pari a 1.300.000.000,00 dollari, come cristallizzato nell'Allegato A all'*Heads of Agreement* del 13 ottobre 2010³⁶⁴.

³⁵⁹ Riferisce sul punto il teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 25.

³⁶⁰ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 177.

³⁶¹ Si veda l'esame del teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 22.

³⁶² Così il teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 14.

³⁶³ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 185.

³⁶⁴ Si veda il punto 1, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 177, in cui si legge che “*for the acquisition of Malabu's entire interest in Block 245, NAE shall offer to Malabu a consideration for an amount of USD 1,300,000,000 (one billion three hundred million US Dollars). Such amount shall include any signature bonus to be paid to the Federal Government of Nigeria*”.

Si badi che il prezzo individuato da Eni e Shell si poneva sostanzialmente in linea con quanto individuato dai consulenti all'epoca ingaggiati da Agaev ai fini di valutare il corrispettivo per l'acquisto dell'*asset*: e invero, in dibattito quest'ultimo ha riferito che tali consulenti avevano indicato la cifra di 1/1.2 miliardi di dollari per l'intero blocco, precisando che si trattava di una valutazione molto cauta e conservativa perché non avevano la disponibilità dei risultati

Detto accordo, firmato da Ciro Pagano per NAE, e da German Burmeister per SNUD e SNEPCO, era volto – come detto – a regolare i rapporti tra le due società nell’ipotesi di acquisizione della licenza OPL 245 con allocazione dei diritti su base 50 e 50³⁶⁵.

L’importo di 1.300.000.000 dollari, individuato – all’esito di strutturati processi valutativi e confronti negoziali³⁶⁶ – dalle società petrolifere come prezzo massimo al quale sarebbero state disposte ad acquisire la licenza, rimase invariato nel corso del tempo, sino alla definizione degli accordi dell’aprile 2011. A seguito dell’ingresso del FGN al tavolo delle trattative, quindi, non vi fu alcuna radicale modifica del prezzo in aumento: l’importo di 1.300.000.000,00 era già stato previamente concordato da Eni e Shell³⁶⁷, sin dalla sottoscrizione dell’*Heads of Agreement* del 13 ottobre 2010.

Come emerso nel corso dell’istruttoria dibattimentale, tale divergenza tra la somma oggetto dell’offerta del 30 ottobre 2010, pari a 1.260.960.000,00 dollari, e il totale che sarà invece oggetto degli accordi conclusi nell’aprile 2011, pari a 1.300.000.000,00 dollari, era riconducibile ad una precisa strategia negoziale, ossia quella di riservarsi un margine di manovra nel caso in cui l’offerta formulata per il minor importo non fosse stata accettata³⁶⁸.

Ciò sinteticamente premesso, appare doveroso rilevare come le dichiarazioni di Armanna in relazione all’oggetto della cena del 17 settembre 2010, tenutasi a casa di Casula con i rappresentanti di Shell, non abbiano trovato alcun riscontro.

Invero, Armanna ha affermato che la cena fu organizzata appositamente per decidere l’importo delle commissioni spettanti a Obi – individuate in 40.000.000 dollari – il cui ruolo era un problema degli

delle perforazioni già effettuate, di cui solo Shell era in possesso. Si veda l’esame dell’imputato **Ednan Agaev**, trascrizioni ud. 26 giugno 2019, p. 44.

Infine, appare utile sgombrare il campo dal possibile equivoco derivante dalla sovrapposizione dei concetti di prezzo e valore, onde evitare fraintendimenti rispetto all’importo del corrispettivo determinato dalle società petrolifere. E invero, come precisato dal **CT David Kotler** trattasi di due concetti ben diversi: “*il valore è la stima migliore di un asset sulla base di determinate supposizioni, il prezzo è il prezzo che si paga per soddisfare il requisito di rendimento minimo, hurdle rate*”; si vedano trascrizioni ud. 10 aprile 2019, pp. 6, 19, 20. Rimandando alla **Relazione CT Kotler** per gli approfondimenti del caso (nello specifico, para 5 e 6), è opportuno in questa sede evidenziare che il valore attuale netto dell’OPL 245 per l’Eni – calcolato sulla base dei flussi di cassa attesi e in un’ipotesi di ingresso al 50% nel blocco – era pari a 1.760.000.000 dollari. A tal riguardo, non desta dunque alcuna perplessità la circostanza che il teste **Paolo Ceddia**, abbia fatto menzione della cifra di 1,7 miliardi, riferendosi evidentemente al valore – e non invece al prezzo – dell’asset; si vedano le trascrizioni ud. 25 settembre 2019, p. 29.

³⁶⁵ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 177.

³⁶⁶ Per una dettagliata ricostruzione del processo di formazione del prezzo, si rimanda al capitolo 4.

³⁶⁷ Si veda l’esame del teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 41.

³⁶⁸ In questi termini il teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 28: “*l’unica evidenza che posso portare, e che è un mio ricordo preciso, è che con Shell la piattaforma su cui ci eravamo allineati era quella di arrivare a offrire 1.300.000.000, il perché fu offerto poi, in maniera conservativa, ricostruisco adesso, solamente 1.260.000.000 è probabilmente... è stata, più che probabilmente sicuramente, legata a una tattica negoziale che ci potesse lasciare uno spazio di manovra ulteriore*”; si vedano anche pp. 37, 81, in cui il teste dà atto dell’allineamento di Eni e Shell su un prezzo massimo di 1.300.000.000,00 prima della sottoposizione dell’offerta del 30 ottobre 2010. Di questa strategia si dà atto (seppur internamente a Shell) già nella email del 23 settembre 2010 di Peter Robinson, in RDSN000589 ss., in cui, nel riepilogare l’incontro con Casula avvenuto quel giorno, riferendosi alla posizione di Eni afferma: “*They believe that a headline price of \$1,5 bln does the trick, with net cash to Etete of \$ 1 bln, \$ 200 mln as sig bonus to FGN with the delta from \$1.5 ‘cosmetic’ (but with some credible negotiating logic)*”.

Si veda inoltre l’email di Malcom Brinded dell’11 ottobre 2010, in RDSN0000634, in cui si dice: “*For what it’s worth – here’s my view: i think Eni Should lead this and should offer \$1.2 bln take it or leave it for 36 hours [...] M will probably then still ask for \$1.5+... Then we move to 1.3 limit for another 36 hours and thats it*”.

italiani, e pertanto avrebbe dovuto essere pagato da Eni³⁶⁹: evidentemente, di tali circostanze non si dà affatto conto nell'email del 19 settembre da Casula a Descalzi sopra citata³⁷⁰.

Al contrario, in detta email si riepiloga il contenuto dell'incontro e si evidenzia come oggetto di discussione fossero state le risultanze dell'accesso alla *data room* di Shell, gli accordi da predisporre per la cessione del 100% del blocco e le ipotesi di prezzo, queste ultime tutte da definirsi nel corso delle successive negoziazioni con Shell.

In sintesi, in tale riunione – così come nelle altre occasioni di confronto negoziale con i rappresentanti di Shell – **vennero sì discussi i termini dell'affare**, come espressamente contestato nell'imputazione; **ma di un affare lecito, portato avanti secondo logiche esclusivamente industriali.**

Mentre la documentazione in atti e le testimonianze assunte hanno provato il lungo e complesso processo di determinazione del prezzo e l'imponente struttura coinvolta a tal fine, alcuna evidenza di quanto riferito da Armanna, e dunque di una individuazione del corrispettivo – e, addirittura, delle commissioni per Obi – in occasione di tale cena, è dato trovare all'interno del fascicolo del dibattimento.

(ii.) Settlement Agreement

Come più sopra visto, tale accordo, di cui erano parte le due società petrolifere, Malabu, NNPC e il FGN, era stato inizialmente negoziato al precipuo scopo di risolvere tutte le controversie pendenti sul blocco e concordare le condizioni per la ri-emissione della licenza in favore di Eni e Shell su base 50 e 50.

In particolare, nella prospettiva di Eni e Shell l'accordo era volto ad individuare i termini contrattuali e il regime fiscale applicabile, oltre che a escludere l'esercizio dei diritti di *back in* del FGN e delle sue agenzie³⁷¹.

In altri termini, il *Settlement Agreement* rappresentava il presupposto del *Sale and Purchase Agreement*, e dunque condizione necessaria affinché la transazione potesse essere completata.

(iii.) Sale and Purchase Agreement

In vista della sottoposizione dell'offerta, si lavorò intensamente anche al testo dell'accordo di compravendita, che avrebbe dovuto riflettere tutte le condizioni al perfezionamento della transazione poste dalla società petrolifera.

Il processo di elaborazione di tale accordo prese avvio il 28 settembre 2010, data in cui Raiffeisen inviava a NAE una lettera recante ulteriori linee guida per la sottoposizione dell'offerta vincolante, specificando che questa avrebbe dovuto essere presentata entro il termine del 15 ottobre 2010, e

³⁶⁹ Si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, pp. 54, 55, 88.

³⁷⁰ Si veda la Nota di produzione Eni su Armanna 29 gennaio 2020, documento n. 47.

³⁷¹ Sul punto, si veda l'esame del teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 44 (si precisa che, in un secondo momento, il *Settlement Agreement* venne definito *Resolution Agreement* – a dispetto del nome, in tutto diverso rispetto a quello che verrà sottoscritto nel mese di aprile 2011).

avrebbe potuto avere ad oggetto una partecipazione da un minimo pari al 40% a un massimo pari al 100%³⁷².

Nella lettera si proponeva un incontro per il 1° ottobre 2010, presso gli uffici Eni di Milano, articolato in due diverse sessioni – una prima finanziaria e tecnica e una seconda legale – al fine di discutere della struttura dell’operazione.

Detto incontro tra il team di Eni (per il quale erano presenti Ranco, Castiglioni, Tonna, Bollini, Marchini, Colombi e Giordani), EVP (Obi), Raiffeisen (Martin Schwedler, Stefan Wanjek), Bayphase (Geoff Eyre, Ivan Djokic), si tenne effettivamente nella data indicata, come attestato dalla email di riepilogo inviata da Donatella Ranco a Descalzi e Casula³⁷³. In tale email, Eni chiarì che **l’ipotesi negoziale sul tavolo era quella di un’offerta per il 100% dell’asset**, con “*un accordo onnicomprensivo tra venditore, noi, Shell e governo che permetta di chiudere le dispute, di confermare i termini fiscali richiesti e di avere la licenza ri-emessa a noi e shell*”.

Con riguardo allo scenario di prezzo, si riportava di aver evidenziato a Obi la necessità di accomodare Shell, in virtù degli ingenti costi cui questa aveva già fatto fronte per lo sviluppo del blocco, e che, in caso di previsione dei diritti di *back in*, il prezzo offerto difficilmente sarebbe stato interessante (tenuto conto del significativo valore che avrebbe dovuto essere riconosciuto a tali diritti).

Sempre con riferimento al prezzo, Ranco rilevava come fosse logico che il venditore non si aspettasse un’offerta per il 100% dell’asset che risultasse proporzionalmente inferiore rispetto a quella presentata in precedenza per il 40%, motivo per cui il prezzo avrebbe dovuto essere di circa il 1.300.000.000 dollari.

La prima bozza dell’accordo di compravendita tra Malabu e NAE fu predisposta da EVP con il supporto dei suoi consulenti legali, Shearman & Sterling, e finanziari, Raiffeisen: come emerso in dibattito, è prassi, infatti, che siano il venditore ovvero il suo rappresentante a preparare il documento sulla base del quale prenderanno avvio i negoziati³⁷⁴.

Nella specie, con email del 5 ottobre 2010³⁷⁵ Wanjek inviò la citata bozza a Donatella Ranco, chiedendo che tutti gli eventuali commenti sull’accordo venissero anticipati per iscritto in modo da agevolare le discussioni. Nella citata email si specificò inoltre che tutti i documenti negoziali, in un momento successivo, sarebbero stati sottoposti all’approvazione finale degli azionisti e degli amministratori di Malabu.

Il giorno seguente, tenuto conto che ci si apprestava alla sottoposizione di una ulteriore offerta, Marco Bollini inviò un aggiornamento sullo stato della negoziazione all’Unità Legale Anticorruzione³⁷⁶, comunicando che lo schema in discussione prevedeva una partnership 50 e 50 con Shell. Inoltre,

³⁷² Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 164.

³⁷³ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 165. Per i partecipanti di EVP e i suoi advisor, si veda l’email dell’1° ottobre 2010, in PM-3 00144.

³⁷⁴ Si veda l’esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 27.

³⁷⁵ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 167.

³⁷⁶ Si vedano gli scambi intercorsi tra l’Ufficio Legale e l’Unità Legale Anticorruzione tra il 6 e il 14 ottobre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 168, PM-1 01038 e PM-1 01168.

venne richiesto ai colleghi di intervenire sulla formulazione delle clausole del *Joint Operating Agreement* con Shell relative alla 231 e alla procedura *joint venture*, tenuto conto che si trattava del primo caso in cui veniva fatta applicazione di tali clausole congiuntamente.

Esatta e scrupolosa applicazione, dunque, delle procedure aziendali.

La prima riunione per discutere dei termini dello SPA – in vista della quale Eni condivideva con Raiffeisen i commenti e le revisioni apportate alla prima bozza³⁷⁷ – fu fissata per l'11 ottobre 2010, presso gli uffici di San Donato Milanese³⁷⁸. Considerati i numerosi temi di discussione, e soprattutto tenuto conto delle incisive modifiche proposte da Eni, fu programmata una ulteriore riunione nell'arco della stessa settimana e veniva posticipato al 25 ottobre il termine per la sottoposizione delle offerte³⁷⁹.

Nel frattempo, con email del 13 ottobre 2010, Descalzi sottoponeva all'amministratore delegato Scaroni il *draft* di lettera di offerta concordata con Shell da inviare al venditore, precisando che “l'offerta è di 1.3 Miliardi di dollari per acquisire il 100% del blocco ed è inclusiva del bonus di firma richiesto a Malabu dal Ministero del Petrolio”. Nella medesima email, tra le altre cose, Descalzi evidenziava altresì che detta offerta era “condizionata alla firma di un *Sale & Purchase Agreement* in discussione con gli advisors del venditore e all'approvazione del *Board of Directors*”³⁸⁰.

A tal proposito, appare utile evidenziare come anche detta offerta avrebbe avuto dunque **natura non vincolante**: la vincolatività della proposta risulta infatti preclusa espressamente dalla previsione della necessaria approvazione del Consiglio di Amministrazione, oltre che dalla sottoposizione dell'offerta alle medesime condizioni sospensive di quella precedente³⁸¹.

Nei giorni successivi continuarono le negoziazioni tra Eni, EVP e i suoi consulenti, da un lato, e le discussioni tra Eni e Shell dall'altro, per superare tutti i punti di criticità e finalizzare il testo di SPA³⁸².

Il 19 ottobre 2010, la bozza di SPA fu trasmessa da Marco Bollini all'Unità Legale Anticorruzione per le opportune valutazioni.

Rilevato il mutamento dello schema negoziale rispetto a quello preso in considerazione in origine, l'Unità chiese pertanto un aggiornamento sul progetto, sulle controversie relative alla titolarità della licenza e sui dati societari di Malabu.

³⁷⁷ Si veda la corrispondenza scambiata tra l'8 e l'11 ottobre 2010, in cui Raiffeisen propone al team Eni una *call* per chiarire le revisioni apportate, di modo da consentire una discussione più fluida al *meeting* dell'11 ottobre, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 170, 171, 172.

³⁷⁸ Si veda la corrispondenza scambiata tra Guido Zappalà e Stefan Wanjek per l'organizzazione di tale riunione, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 169.

³⁷⁹ Si veda la corrispondenza scambiata tra l'11 e il 13 ottobre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 173, 174, 175.

³⁸⁰ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 176.

³⁸¹ Sul punto, si veda la **Relazione CT Manzonetto**, para 3.3.1, p. 113, che enumera le condizioni cui era assoggettata la richiesta di Eni.

³⁸² Si vedano la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 179, 180, 181 182. Per il *final draft* del *Sale and Purchase Agreement* si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 184.

Il successivo 29 ottobre 2010, Marco Bollini riscontrò puntualmente la richiesta di Michele De Rosa, fornendo una sintesi del *framework* della transazione, con la precisazione che a stretto giro sarebbe stata sottoposta una nuova offerta sulla base di tale schema negoziale subordinatamente ad una serie di condizioni – prima fra tutte, come detto, l’approvazione del *board* di NAE³⁸³.

All’esito delle intense attività negoziali portate avanti nell’autunno del 2010, con email del 29 ottobre Donatella Ranco inviò a Descalzi e Casula la versione di SPA concordata con EVP e Raiffeisen e la bozza della lettera di offerta, segnalando tuttavia che vi erano ancora alcuni punti *pending*³⁸⁴.

La terza ed ultima offerta, quindi, veniva formulata per l’acquisizione del 100% della licenza, a fronte di un ammontare complessivo pari a 1.260.960.000 dollari, comprensivo dell’importo di 207.960.000 dollari a titolo di bonus di firma. Detta offerta venne anticipata da Armanna a EVP e Raiffeisen con email del 30 ottobre 2010 alle 18:20³⁸⁵, e consegnata da EVP a mani dei rappresentanti di Malabu il giorno successivo³⁸⁶.

Con riferimento alle modalità dell’eventuale pagamento della *consideration*, appaiono utili alcune osservazioni rispetto all’ipotesi in cui l’offerta fosse stata accettata.

In particolare, in merito al conto corrente su cui Eni avrebbe dovuto effettuare il versamento del corrispettivo, Armanna ha riferito come nell’offerta non venisse indicato perché, al fine di dare una “*clean face*” alla transazione, avrebbe dovuto essere inserito quello di EVP³⁸⁷.

Tuttavia, ancora una volta le dichiarazioni di Armanna muovono da un dato fattuale (nella specie, la circostanza che al momento dell’offerta il venditore non avesse ancora indicato un conto corrente), per poi costruirvi intorno un’aura di illiceità inesistente: invero, non solo nell’offerta era previsto che **il corrispettivo venisse versato direttamente a Malabu** (mentre il bonus di firma avrebbe dovuto essere versato al Governo Federale della Nigeria)³⁸⁸, ma anche nel testo di SPA allegato alla terza offerta, veniva inserita la precisazione che la *consideration* dovesse essere versata su un conto intestato al venditore (di cui non si avevano ancora i dettagli)³⁸⁹.

Quanto ai termini e alle condizioni di detta offerta – eccettuato il corrispettivo, di cui si dirà *infra* – si prevedeva essenzialmente che:

³⁸³ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 183.

³⁸⁴ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 184.

³⁸⁵ Per il testo della terza offerta, si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 185; per la relativa email accompagnatoria, si veda invece la Nota di produzione Eni su Armanna 29 gennaio 2020, documento n. 36.

³⁸⁶ Si veda Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 186, ed email del 31 ottobre 2010 da Obi ad Armanna, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 187.

³⁸⁷ Si veda l’esame dell’imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 70.

³⁸⁸ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 185, p. 2 “(1) *an amount of USD 207,960,000.00 (two hundred and seven million nine hundred sixty thousand) which will be paid directly to the Federal Government of Nigeria in satisfaction of any and all payment obligations with respect to the signature bonus for the Asset (“**Bonus Element**”); and (2) an amount of USD 1,053,000,000 (one billion and fiftythree million) which shall be paid directly to Malabu (“**Consideration**”)*”

³⁸⁹ Si veda il testo di SPA, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 184, p. 13 “*On the Closing Date, the Purchaser shall pay: [...] (b) in immediately available, freely transferrable, cleared funds the Consideration [...] to the credit of Seller’s account no. [...] with [bank name and address]*”.

- (i.) sotto il profilo fiscale, l'applicabilità delle previsioni del *Deep Offshore and Inland Basin Production Sharing Contracts Act* (DIBPSA)³⁹⁰, la detraibilità dei costi (pari a 335.600.000 dollari) sostenuti da SNUD nell'esecuzione del programma di lavoro sull'*asset* in forza del PSC 2003 e la clausola di esenzione fiscale³⁹¹;
- (ii.) quanto al *back in right*, l'esclusione di siffatto diritto per il FGN, NNPC e qualsiasi altra agenzia o istituzione governativa.

Il completamento della transazione era poi subordinato ad una serie di condizioni sospensive, tra cui l'approvazione da parte del *board*, il completamento della *due diligence* su Malabu, la risoluzione di tutti i contenziosi pendenti sul blocco, la ricezione delle necessarie autorizzazioni governative e, infine, la clausola di stabilizzazione (o invarianza) fiscale³⁹².

Come è noto, alla lettera di accompagnamento con cui Obi consegnò a Etete l'offerta di Eni, Malabu rispose negativamente, definendola "*totally unacceptable*" rispetto alle attese della società, e ciò anche in considerazione del fatto che la proposta contemplava la presenza di Shell, con cui Malabu – stanti le reciproche e confliggenti rivendicazioni sul blocco protrattesi per lunghi anni – non intendeva avere alcun rapporto d'affari³⁹³.

Eni venne a conoscenza di tale rifiuto in data 2 novembre 2010, quando Ciro Pagano ricevette una lettera a firma di tale Diane Arnold, in qualità di segretaria di Malabu, dall'indirizzo email dianedetalle@gmail.com³⁹⁴.

Tra le varie precisazioni, nella missiva si chiariva che Malabu non sarebbe mai entrata in affari con Shell e che il prezzo accettabile era da individuarsi nella cifra di 2.200.000.000 dollari. Pertanto, Eni fu invitata a formulare una nuova offerta entro la fine dell'orario d'ufficio del 2 novembre 2010 (ossia nell'immediatezza, considerato che tale email fu ricevuta da Eni alle ore 18:04 dello stesso giorno).

Due minuti dopo, Pagano ricevette un'ulteriore email, questa volta dall'indirizzo dianejohanna@yahoo.com, con allegata la medesima lettera³⁹⁵.

Considerato il contenuto della lettera, Armanna si rivolgeva a Obi per avere spiegazioni in merito, chiedendo espressamente come collocare la ricezione di questo rifiuto all'interno del processo di vendita gestito da EVP³⁹⁶.

³⁹⁰ Sulle previsioni del DIBPSA rilevanti per OPL 245, si rimanda alla **Relazione CT Segun**, para 130 ss., pp. 106 ss.

³⁹¹ Anche per tale profilo, si rimanda alla **Relazione CT Segun**, para 89 ss., pp. 97 ss.

³⁹² Sulla *ratio* e l'usualità di tale clausola, si veda la **Relazione CT Segun**, para 145, 146, pp. 110-112. Sempre sulla usualità di tale clausola da parte delle società petrolifere riferisce il CT Kotler, spiegando come si tratti di clausola giustificata dalla necessità di cautelarsi da variazioni dei regimi fiscali dipendenti dai mutamenti governativi e politici, senz'altro rilevanti nell'ambito di progetti la cui durata arriva ad essere trentennale. Si veda l'esame del **CT David Kotler**, trascrizioni ud. 10 aprile 2019, p. 14.

³⁹³ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 188.

³⁹⁴ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 189.

³⁹⁵ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 190.

³⁹⁶ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 192.

In risposta a tale richiesta di delucidazioni, Obi inviò due *email* al *team* di lavoro di Eni, una il 3 novembre³⁹⁷ e l'altra il 4 novembre³⁹⁸. Entrambe furono inviate a Vincenzo Armanna, con Roberto Casula in copia conoscenza.

La comunicazione che assume rilievo in questa sede è la seconda, con la quale Obi comunicò ad Eni essenzialmente tre cose:

(i.) che la lettera di rifiuto dell'offerta, firmata da tale Diane Arnold, era stata inviata ad Eni su indicazione di Malabu e che il firmatario era un "*freelance administrative assistant/consultant*" di Malabu;

(ii.) che tutto il resto in relazione al Progetto Clear Vision sarebbe rimasto invariato³⁹⁹;

(iii.) che nonostante il mancato raggiungimento dell'accordo tra Eni e Malabu, EVP aveva apprezzato l'interesse mostrato e le risorse dispiegate da Eni per OPL 245 e sarebbe stata lieta di poter discutere con Eni di altre opportunità in futuro⁴⁰⁰.

Occorre anzitutto sgombrare il campo da eventuali equivoci relativi al passaggio dell'email di Obi secondo cui "tutto il resto in relazione al processo del Progetto" sarebbe "rimasto invariato" (punto ii.).

La comunicazione di Obi del 4 novembre, come detto, era stata sollecitata dall'imputato Armanna⁴⁰¹, che aveva chiesto spiegazioni sulla comunicazione ricevuta da Diane Arnold. La lettura integrata della lettera di rifiuto di Diane Arnold e della email di Obi consente di comprendere pienamente il senso della comunicazione di Obi.

La lettera di Diane Arnold segnalava - oltre al prezzo - ulteriori motivi di rifiuto dell'offerta, i quali apparivano (ad Eni e a EVP) del tutto inconferenti con i termini del negoziato sino a quel momento intercorso tra Eni e Malabu per il tramite di EVP e quindi di Obi. A titolo di esempio, nella lettera si faceva riferimento al fatto che Shell non avrebbe dovuto avere alcun ruolo nel negoziato e al fatto che all'esito della cessione Malabu avrebbe trattenuto il 15% dei diritti di *contractor*.

È quindi evidente che Obi, con la email del 4 novembre, intendesse in qualche modo prendere le distanze dalle asserzioni contenute nella lettera di Diane Arnold, le quali risultavano non coerenti con il progetto Clear Vision, che - in questa sola prospettiva e salvo il prezzo offerto - rimaneva invariato⁴⁰².

³⁹⁷ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 191.

³⁹⁸ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 192.

³⁹⁹ In dettaglio, il tenore del testo è il seguente: "*everything else in connection with the Project Clear Vision process remains unchanged*".

⁴⁰⁰ In dettaglio, il tenore del testo è il seguente: "*whilst it is unfortunate that Malabu and Eni were not able to reach an understanding on the transaction terms for OPL 245, we of course appreciate both the interest shown and resources deployed by Eni for OPL 245 and would be pleased to discuss other opportunities with you in the future*".

⁴⁰¹ Si veda l'email di Armanna a Obi del 2 novembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 192.

⁴⁰² Questa lettura non è frutto di una mera interpretazione della scrivente difesa, bensì è stata offerta anche dal teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 109, 110; considerata la rilevanza del tema, si riporta il testo della dichiarazione: "*il conclude i rapporti per quello che è scritto successivamente, cioè conclude i rapporti per quanto*

Quanto al resto, con questa email Obi comunicò ad Eni la propria uscita dal negoziato su OPL 245. La frase finale dell’email appare eloquente in tal senso (punto *iii.*). E, come riferito dal teste Ranco⁴⁰³, Eni interpretò tale frase proprio come il **congedo di Obi dal negoziato**.

Siffatta interpretazione è confortata anche da altri dichiaranti, i quali hanno confermato che, a seguito del rifiuto dell’offerta, EVP era uscita di scena⁴⁰⁴.

Il congedo di Obi dai negoziati su OPL 245 è poi riscontrato da ulteriori elementi di fatto.

Pochi giorni dopo la email del 4 novembre, come si vedrà nel dettaglio, Eni fu nuovamente invitata al tavolo del negoziato, ove Malabu risultava rappresentata da soggetti diversi da Obi-EVP. Ciò rassicurava il *team* di lavoro Eni sul fatto che Malabu intendesse proseguire la trattativa senza il proprio precedente mandatario⁴⁰⁵.

E ciò trovava conferma nel successivo sviluppo del negoziato, nel corso del quale effettivamente Obi-EVP non aveva più alcun ruolo; Obi-EVP infatti non è più stato coinvolto nella trattativa da parte di Malabu o di altri; non ha più partecipato ad incontri negoziali; non ha più inviato comunicazioni ad Eni.

Questa difesa non ignora che alcuni uomini di Eni, tra cui Roberto Casula, abbiano avuto occasioni di contatto con Obi anche dopo il 4 novembre. Di tali contatti si tratterà più oltre⁴⁰⁶. Basti per ora evidenziare che gli stessi non avevano e non hanno in concreto avuto alcuna funzione negoziale rispetto ad OPL 245. Essi, pertanto, non smentiscono il dato di fatto qui ricostruito: l’uscita di scena di Obi dai negoziati per la cessione di OPL 245.

Da ultimo, si osserva che il congedo di Obi dal negoziato risulta perfettamente coerente con i termini del mandato conferito da Malabu a EVP⁴⁰⁷, consistente nel ricevere offerte dagli acquirenti e sottoporle al proprio mandante.

riguarda EVP, nella nostra lettura almeno all’epoca, per quello che viene successivamente. Lì la lettera che ricevemmo, e lui si sta riferendo appunto alla lettera che ricevemmo da quella signora che non conoscevamo, era molto strana perché aveva un contenuto... faceva delle dichiarazioni strane sulle quali noi non ci ritrovavamo, non contestava soltanto il prezzo, contestava anche tutta una serie di altre questioni circa a struttura del deal o cose del genere. Per cui la lettura era che intendesse dire “Sì, confermiamo che non ha accettato l’offerta, per il resto non ci ritroviamo neanche noi”, era questa un po’ la lettura (...).

La memoria che ho è che no da EVP apprendevamo che si riconoscevano nel fatto che il prezzo non era accettabile, e basta, di quella lettera. Quindi per il resto non erano chiari i ragionamenti fatti in quella lettera, che è una lettera molto elaborata e strana, oggettivamente, rispetto a quello che era stato il processo”.

⁴⁰³ Si veda l’esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 79, 80, 81, 106, 107, 109, 110.

⁴⁰⁴ Si vedano l’esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 21, 22; l’esame del teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 10, 11.

⁴⁰⁵ Si veda l’esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 80, 81, 110; in tal senso, fuggacemente, si è espresso anche il teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 39.

⁴⁰⁶ Si veda il capitolo 5, para 5.6.

⁴⁰⁷ A ben vedere, l’operato di EVP in questa fase è perfettamente coerente con il proprio incarico. Infatti, secondo il più recente mandato di Malabu a EVP - l’unico ad essere stato inviato ad Eni - datato 8 aprile 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 88, EVP è “*autorizzata, per conto di Malabu, a ricevere offerte e proposte finanziarie vincolanti da AGIP NIGERIA LIMITED - ENI. Tuttavia, EVP non è autorizzata ad approvare, per conto di Malabu, alcuna offerta, ricevuta da Malabu, né stipulare un contratto di vendita o di concessione per conto di Malabu in relazione*

Proprio nel rispetto di tali accordi, EVP aveva portato a Malabu l'offerta definitiva di Eni (e di Shell) per il 100% della titolarità del blocco, Malabu aveva rifiutato l'offerta e l'incarico di EVP poteva considerarsi giunto al termine (cessazione del mandato), al di là del raggiungimento o meno di un accordo tra venditore e potenziale acquirente.

Appare, dunque, accertato che il 4 novembre 2010 Obi-EVP uscì dal negoziato di OPL 245. In tale negoziato, come si vedrà, Obi-EVP non farà mai più ritorno.

Alla luce di tutto quanto detto sinora, risulta evidente come la finalità illecita attribuita ai rapporti tra Casula ed i rappresentanti di Shell dalla Pubblica Accusa nel capo di incolpazione (*“Tenendo contatti operativi con il suo omologo in shell peter robinson e organizzando riunioni con i dirigenti shell presso la propria abitazione in nigeria per discutere i termini dell'affare e il pagamento di commissioni a intermediari e pubblici ufficiali”*), sia rimasta una supposizione, senza alcun riscontro probatorio.

2.13. Il negoziato al tavolo dell'Attorney General. Ragioni dell'intervento di Adoke Bello, incontri negoziali, accordi raggiunti. Insussistenza di accordi su una presunta tangente.

Dopo il rifiuto da parte di Malabu dell'offerta Eni del 30 ottobre 2010, il negoziato su OPL 245 riprese per iniziativa dell'Attorney General, il quale convocò le parti coinvolte – Eni, Shell e Malabu – presso i propri uffici ove, a partire dal 15 novembre 2010, si tennero numerosi incontri.

Secondo l'Accusa, proprio nel corso del primo di tali incontri, svoltosi in data 15 novembre 2010, l'accordo raggiunto dalle parti (Governo incluso) avrebbe avuto ad oggetto l'asserito *pretium sceleris*⁴⁰⁸ dell'operazione, quindi la tangente destinata a Malabu e, da essa, ai Pubblici Ufficiali.

La prospettazione dell'Accusa è radicalmente infondata: come si vedrà, all'incontro del 15 novembre 2010 le parti del negoziato, alla presenza del Governo quale soggetto terzo, raggiunsero finalmente un accordo sul prezzo accettabile dal venditore per la vendita dei diritti sul blocco. Un accordo del tutto lecito, poiché nulla di quel prezzo era previsto o prevedibile andasse a Pubblici Ufficiali.

Quell'incontro, inoltre, fu soltanto il primo di una lunga serie di incontri svoltisi a novembre e poi nei mesi a seguire, nel corso dei quali le parti definirono la struttura dell'accordo di cessione/riassegnazione dei diritti sul blocco, che sarebbe in ultimo stata portata in visione agli altri enti pubblici competenti (segnatamente il Ministero del Petrolio e la NNPC) per la loro accettazione.

Nel prosieguo, questa difesa intende ripercorrere le tappe di questa fase negoziale, dalla quale, oltre alla totale assenza di elementi a sostegno di un ipotetico accordo su asserite tangenti, emergerà un atteggiamento dell'Attorney General sempre a tutela dell'interesse pubblico del Paese Nigeria.

Appare opportuno soffermarsi, anzitutto, sull'origine dell'intervento del Governo.

alla vendita proposta. Tutte le offerte, ricevute da Malabu, in relazione alle proposte di vendita, concessione o cessione di parte o di tutta la quota partecipativa di Malabu nella Licenza di Prospezione Petrolifera 245 saranno soggette all'esame e all'approvazione da parte degli azionisti e dei Consiglieri di Malabu Oil & Gas Limited”.

⁴⁰⁸ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 1.4, 5.9.2-5.9.4.

Dopo il rifiuto da parte di Malabu dell'offerta del 30 ottobre, Eni e Shell decisero di assumere una posizione passiva ed attendista di eventuali ripensamenti di Malabu⁴⁰⁹.

È poi emerso a processo che nei giorni successivi Shell prese autonomamente (e senza coinvolgere o avvertire Eni) contatti con l'Attorney General, il quale poco dopo convocò le parti.

Molta energia è stata spesa dalla Procura⁴¹⁰ per enfatizzare questa circostanza, cioè che fu Shell a coinvolgere l'Attorney General, come se ciò fosse in qualche modo anomalo e indicativo di comportamenti illeciti (*“Ma vediamo che Shell tesse di nuovo la tela corruttiva”*⁴¹¹).

Pur lasciando ad altre difese prendere posizione sul punto, si rileva che il contatto tra Shell e l'Attorney General di per sé risulta tutt'altro che anomalo: se solo si pone mente alla storia del blocco 245, emerge che Shell e il Governo nigeriano erano in contatto per OPL 245 da quasi dieci anni e peraltro anche per questioni – il contenzioso pendente in Nigeria e in sede arbitrale – di stretta competenza dell'Attorney General.

Ciò detto, in data **15 novembre 2010**, l'Attorney General **convocò le parti** Shell, Eni e Malabu ad un primo **incontro presso il Ministero di Giustizia** ad Abuja, cui prendevano parte per conto di Eni Roberto Casula e Vincenzo Armanna⁴¹².

In quell'occasione, **Adoke Bello comunicò** espressamente ai presenti di avere *“ricevuto mandato diretto dal Presidente di essere stato incaricato dal Presidente di verificare le posizioni di tutte le parti coinvolte”*⁴¹³.

Nella prospettiva di Eni questo incontro fu richiesto ed organizzato per iniziativa dell'Attorney General⁴¹⁴. L'incontro non fu né richiesto né provocato da Eni⁴¹⁵, la quale aveva aderito ad una strategia attendista.

Gli ultimi contatti tra la società italiana e il Governo nigeriano risalivano all'agosto 2010; il riferimento è all'incontro ufficiale tra Eni, il Presidente Jonathan ed il Ministro del Petrolio Alison-Madueke, di cui si è già dato atto⁴¹⁶.

⁴⁰⁹ Si veda l'email di Peter Robinson del 4 novembre 2010, in PM-2 67-68.

⁴¹⁰ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 5.9.5.

⁴¹¹ **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 175.

⁴¹² Si vedano le email di Casula del 15 novembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 193 e 194.

⁴¹³ Si veda l'email di Casula del 15 novembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 194. La circostanza è stata poi confermata dallo stesso Attorney General in occasione del secondo incontro in data 18 novembre 2010, si veda la email di Casula del 25 novembre 2010, in PM-3 319-320.

⁴¹⁴ Si veda l'email di Casula del 15 novembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 194, in cui espressamente si dice che l'Attorney General *“ci aveva convocato ieri sera per un incontro oggi con shell al ministero”*.

⁴¹⁵ La circostanza è stata esclusa dal teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 47.

⁴¹⁶ Si veda *supra*, para 2.10.

In quell'occasione il Presidente era stato informato direttamente da Eni del negoziato in essere con Shell e Malabu relativo ad OPL 245 e della volontà di Eni *“di facilitare la risoluzione di un'operazione di lungo termine e infine sbloccare le risorse di questo importante asset”*⁴¹⁷.

Dal canto suo, il Presidente aveva comunicato a Eni la propria posizione in modo chiaro: il negoziato OPL 245 era una questione commerciale tra Eni, Shell e Malabu, che però nell'interesse pubblico doveva essere risolta nel più breve tempo possibile, poiché, dopo anni di stallo nelle trattative, occorreva che il blocco fosse messo in produzione⁴¹⁸.

Sul punto, la Procura ha obiettato che l'interesse del Presidente alla rapida risoluzione del negoziato per raggiungere quanto prima la messa in produzione del blocco sarebbe inverosimile, poiché la fase produttiva del blocco sarebbe iniziata soltanto molti anni dopo, terminata quella esplorativa e, soprattutto, terminato il mandato politico di Jonathan⁴¹⁹.

L'obiezione è illogica per due ragioni. Da un lato, per quanto lontana nel tempo, la messa in produzione era pur sempre nell'interesse dello **Stato**, dunque aveva perfettamente senso che il Presidente volesse raggiungerla nel più breve tempo possibile.

Dall'altro lato, anche volendo guardare al personale interesse politico di Jonathan, una positiva e rapida conclusione nel negoziato, che desse la prospettiva di una rapida ripresa della fase esplorativa e del successivo inizio di quella produttiva, avrebbe potuto essere efficacemente spesa dal Presidente nell'ambito della campagna elettorale che si sarebbe tenuta nei mesi seguenti.

In sintesi, se – come auspicato ad agosto 2010 – la questione OPL 245 fosse stata chiusa in tempi brevi, il Governo Jonathan avrebbe potuto attribuirsi il merito politico di aver risolto un problema per lo Stato che durava da molti anni. Con significative ricadute in termini di consenso elettorale.

La prospettiva e percezione di Eni l'intervento di Adoke Bello apparve, dunque, del tutto lineare: *(i.)* in agosto il Governo aveva inteso lasciare lo svolgimento del negoziato, come era normale che fosse, alle parti, a patto che queste raggiungessero rapidamente un accordo; *(ii.)* dopo mesi di trattative, alla fine di ottobre si verificò il momento di massima rottura negoziale poiché Malabu rifiutò l'offerta di Eni e Shell; *(iii.)* per conseguenza, il Presidente diede mandato all'Attorney General di intervenire per riavvicinare le parti e permettere la positiva conclusione del negoziato; *(iv.)* in esecuzione di tale mandato, l'Attorney General convocò le parti al proprio tavolo.

⁴¹⁷ Si veda la lettera dell'a.d. Scaroni a Jonathan inviata a seguito dell'incontro in data 18 agosto 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 158.

⁴¹⁸ Si veda sul punto il memo interno di Shell *Shallow Water and 245*, para 2.1, RDSN 584.

⁴¹⁹ **Repliche PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 3 febbraio 2021, p. 8 *“C'è una scuola di pensiero che sostiene che il rafforzamento, cioè il contenuto dell'incontro di Scaroni e altri col Presidente nigeriano sarebbe semplicemente che il Presidente abbia detto 'Voglio la produzione', 'He wants the production', questo anche la Difesa di Brinded ha detto 'era una cosa normale, commerciale, il Presidente voleva la produzione'. Il problema è che noi abbiamo verificato un po' tutti i documenti di causa, e abbiamo visto che per Eni la produzione, il first oil, nel consiglio di amministrazione viene scritto nero su bianco che il first oil è atteso nel 2017. C'è un'e-mail di Shell, RDS 624, in cui si dice che questa è la previsione di Eni, ma non è tanto realistica, la cosa più probabile è che il first oil, la produzione, avvenga nel 2021, cioè quest'anno che stiamo discutendo. Alcuni consulenti addirittura la spostano ancora più avanti. Allora in sostanza io lascio a voi la valutazione di attendibilità e di verosimiglianza”*.

Obiiettivo di questo intervento era la promozione della chiusura del negoziato nell'ottica di mettere il blocco in produzione.

L'intervento del Governo nigeriano nei negoziati su OPL 245 si spiega proprio in ragione della necessità di assicurare la tutela dell'interesse pubblico.

Dallo sfruttamento della licenza, al di là dello schema contrattuale applicato, **lo Stato nigeriano avrebbe ricavato importantissime risorse in termini economici** (pagamento del *bonus* di firma, tasse, quote di petrolio estratto)⁴²⁰ **e sociali** (occupazione dei lavoratori nigeriani nell'indotto della produzione)⁴²¹.

Quindi, era interesse prima di tutto dello Stato che il blocco 245 fosse assegnato ad un soggetto in grado di metterlo in produzione⁴²².

Ciò giustificava – senza ombre d'anomalia – la partecipazione del Governo al negoziato, soprattutto in un momento in cui vi era il rischio che l'accordo per la cessione ad Eni e Shell (due società che avrebbero concretamente potuto sviluppare il blocco) non si raggiungesse. E questa fu la percezione di Eni, che in alcun modo, pertanto, avrebbe potuto porsi un tema di illegittimità o anomalia dell'intervento del FGN.

Vi sono poi elementi ulteriori, peculiari di questa vicenda, sulla scorta dei quali l'intervento del Governo in questa fase appariva non semplicemente giustificato, ma dovuto.

Per prima cosa, bisogna ricordare che il FGN aveva sempre avuto un ruolo attivo – ancorché non di natura strettamente negoziale – nella vicenda; infatti: *(i.)* nel 1998 e nel 2001 aveva assegnato e poi revocato la licenza a Malabu, *(ii.)* nel 2002 l'aveva assegnata a Shell, *(iii.)* tra il 2003 e il 2006 aveva resistito in giudizio contro l'azione promossa da Malabu avverso la revoca e aveva stipulato un atto di transazione con il quale la licenza era stata riassegnata a Malabu, *(iv.)* tra il 2006 e il 2011 aveva resistito in sede di arbitrato internazionale contro l'azione promossa da Shell avverso la riassegnazione della licenza a Malabu del 2006 (effettuata senza compensazioni a favore di Shell), *(v.)* nel luglio 2010 aveva ulteriormente confermato l'assegnazione della licenza a Malabu.

L'intervento di novembre 2010, dunque, appariva perfettamente coerente con il contegno assunto nel passato.

In secondo luogo, il blocco 245 era sempre stato (ed era anche al tempo) gravato da numerose cause, in alcune delle quali, come si è accennato, era coinvolto il Governo stesso in qualità di convenuto. Basti qui ricordare la causa promossa da Malabu nel 2003⁴²³, conclusa con la transazione del 2006 con cui il Governo aveva dichiarato la titolarità della licenza in capo a Malabu, e l'arbitrato ICSID

⁴²⁰ Su questo punto si rinvia all'analisi dei possibili schemi contrattuali di concessione petrolifera, svolta nella Relazione **CT Segun**, Sezione 6, para 33-56.

⁴²¹ Si veda sul punto la Relazione **CT Segun**, Sezione 6, para 182.

⁴²² Sull'interesse socio-economico dello Stato nigeriano alla positiva conclusione della trattativa OPL 245 si rimanda alla Relazione **CT Scandizzo**, para 1.4, 5.1, 5.2, 5.3, 5.4.

⁴²³ Tale causa, iscritta a ruolo come Suit No FHC/ABJ/CS/420/2003 è iniziata con atto di Malabu il 10 settembre 2003 promosso contro il FGN e Shell, e si è conclusa con atto transattivo del 30 novembre 2006, in esito al quale OPL 245 è stata riassegnata a Malabu. Si vedano sul punto la descrizione e la valutazione di questo procedimento svolte nella Relazione **CT Fidelis Oditah**, rispettivamente a para 87-ss. e 105-ss.

Shell c. Nigeria⁴²⁴, il cui possibile (probabile) esito negativo per il FGN esponeva quest'ultimo ad un duplice, assai rilevante rischio: un rischio economico, potendo il FGN vedersi costretto ad un ingente risarcimento verso Shell, ed un rischio reputazionale, potendo il FGN perdere credibilità nei confronti degli investitori internazionali⁴²⁵.

Alla luce di queste circostanze, è indubbio che il Governo nigeriano avesse un ulteriore interesse alla buona riuscita del negoziato: oltre ad un interesse di economia pubblica allo sfruttamento di una propria risorsa energetica, nutriva un **interesse giuridico-economico rispetto all'estinzione dei giudizi nei quali era stato coinvolto**⁴²⁶.

In conclusione, l'intervento del Governo non solo era lecito e coerente con quanto occorso in passato, ma era addirittura doveroso in funzione della tutela dell'interesse pubblico.

Resta da vedere se questo intervento potesse o dovesse avvenire **attraverso l'Attorney General**, ovvero se questa evenienza fosse in qualche modo anomala, come asserito dal Consulente della Procura prof. Dayo Ayoade, secondo il quale la presenza dell'Attorney General e la quasi totale assenza del Ministero del Petrolio costituirebbero una anomalia⁴²⁷.

Anzitutto, va contrastata proprio quest'ultima considerazione. Che il Ministero del Petrolio abbia avuto un ruolo quasi inesistente nella trattativa e nell'assegnazione della licenza è smentito dagli atti del dibattito.

In primo luogo, il Ministro del Petrolio, nel regolare esercizio dei propri poteri, confermò la titolarità del blocco in capo a Malabu nel luglio 2010 e, successivamente, incontrò l'investitore Eni assieme al Presidente Jonathan nell'agosto 2010.

Soprattutto, come meglio si dirà nel prosieguo⁴²⁸, il Ministero delle risorse petrolifere prese parte attiva al negoziato attraverso il proprio organismo di controllo e supervisione, vale a dire il DPR, nella persona del proprio Direttore dott. W. A. Obaje.

In ultimo, il Ministro del Petrolio sottoscrisse il *Block 245 Resolution Agreement*⁴²⁹ ed emise la licenza nei confronti di Eni e Shell⁴³⁰.

Venendo ora alla partecipazione dell'Attorney General, si nota in prima battuta che essa non costituiva un *novum* nelle vicende relative al blocco OPL 245: l'Attorney General, infatti, era

⁴²⁴ Tale arbitrato, iscritto al n. ICSID Case No. ARB/07/18, è stato oggetto di transazione nell'ambito del triplice Resolution Agreement ed è stato analizzato nella Relazione **CT Malintoppi** e nella Relazione **CT Legum**.

⁴²⁵ Sulla valutazione di questo rischio, si veda la Relazione **CT Malintoppi**, para 65-81, che ha ritenuto alta la probabilità di soccombenza del FGN.

⁴²⁶ In particolare, su questo secondo interesse si veda la Relazione **CT Segun**, Sezione 6, para 73, 74.

⁴²⁷ Si veda in particolare la Relazione **CT Dayo Ayoade**, para 3.1.2, che dichiara "La negoziazione di una composizione con il supporto dell'Attorney General della Federazione (AGF), a fronte di un coinvolgimento pressoché inesistente del Ministro delle risorse petrolifere (MPR), indica la natura atipica del contratto alla luce del suo potenziale impatto su legislazione e prassi consolidate in materia di petrolio"; sul punto si veda anche l'esame del **CT Dayo Ayoade**, trascrizioni ud. 3 aprile 2019, pp. 9-ss.

⁴²⁸ Si veda *infra*, para 2.19.

⁴²⁹ L'accordo si trova in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 245.

⁴³⁰ Si veda in proposito la licenza OPL 245 emessa in data 11 maggio 2011 e firmata dal Ministro del Petrolio, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 252.

intervenuto già in passato. Ci si riferisce in particolare all'attività di difesa in giudizio del Governo condotta sin dal 2003⁴³¹ e culminata con la negoziazione del *Settlement Agreement* del 2006⁴³².

In seconda battuta, l'intervento dell'Attorney General nel periodo 2010-2011, come valutato dal CT Segun, era "indispensabile"; egli infatti: *"agisce come consulente legale del FGN ed è anche responsabile della negoziazione e verifica degli accordi conclusi per conto dei ministeri, dei dipartimenti e degli uffici, al fine di proteggere l'interesse nazionale. Pertanto, la presenza dell'AG era indispensabile per la negoziazione dei Resolution Agreements e per la soluzione delle dispute che avevano caratterizzato l'OPL 245 in considerazione del fatto che il FGN e i suoi uffici erano parti di tali dispute"*⁴³³.

Ancora, si ricorda che l'intervento dell'Attorney General in questa vicenda è stato valutato anche dall'Alta Corte di Abuja, con la sentenza emessa in data 13 aprile 2018, nell'ambito di un procedimento iniziato proprio su istanza di Adoke Bello⁴³⁴.

Questa pronuncia ha statuito che *(i.)* la Costituzione nigeriana consente al Presidente di delegare i propri compiti a un Ministro, *(ii.)* nella vicenda OPL 245 Adoke Bello è effettivamente intervenuto nella trattativa su mandato del Presidente, *(iii.)* il mandato del Presidente e l'intervento dell'Attorney General nel caso di specie sono stati legittimi⁴³⁵.

Questa pronuncia costituisce un elemento di riscontro a quanto dichiarato dall'Attorney General alle parti in occasione degli incontri del 15 e del 18 novembre 2010, ovvero di essere intervenuto su mandato del Presidente.

È ora il caso di ricostruire il contenuto degli incontri di novembre 2010.

Per quanto riguarda il primo incontro presso l'ufficio dell'Attorney General, deve essere richiamata una comunicazione *email* interna ad Eni circolata proprio in data 15 novembre 2010, inviata da Roberto Casula, che consente di ricostruire l'oggetto di quanto discusso in quella occasione⁴³⁶:

- alcune questioni legali, fiscali e contrattuali contenute nell'offerta di ottobre – illustrate da Eni e Shell;
- il prezzo offerto (pari a 1,26 miliardi), rifiutato dal venditore che aveva aspettative maggiori – Eni e Shell avevano quindi fatto presente che la valutazione rifletteva accurate analisi tecniche, economiche e di rischio e che c'era spazio solo per un incremento marginale;
- una lunga e intensa discussione tra le parti, con continui contatti telefonici con il venditore;
- il raggiungimento dell'accordo sul prezzo, fissato a 1,3 miliardi.

⁴³¹ Si veda sul punto la Relazione **CT Oditah**, para 91, che dà atto dell'intervento dell'AG dell'epoca, Akinlolu Olujinmi, nell'attività giudiziale in difesa del FGN.

⁴³² Sul punto si veda l'esame del teste **Adebayo Ojo**, trascrizioni ud. 6 febbraio 2019, pp. 5-ss.

⁴³³ Si veda la Relazione **CT Segun**, Sezione 6, Parte 2, para 78.

⁴³⁴ La sentenza, che ha definito la causa causa n. FHC/ABJ/CS/446/2017, si trova in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 290.

⁴³⁵ Si vedano in particolare i punti 1-3 del dispositivo della richiamata sentenza. Peraltro, la sentenza è stata in tal senso interpretata nella Relazione **CT Segun**, Sezione 6, Parte 2, para 86-89.

⁴³⁶ Ci si riferisce alla email di Casula del 15 novembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 194.

Questo è quanto fu riferito al tempo da Roberto Casula a Claudio Descalzi e a tutto il *team* di Eni, e che ha trovato conferma nelle dichiarazioni dei testi Ranco⁴³⁷ e Caligaris⁴³⁸.

Tale incontro fu soltanto il primo di una lunga serie.

Come risulta da prove sia documentali⁴³⁹ sia dichiarative⁴⁴⁰, dopo il 15 novembre le parti si incontrarono nelle date 18, 19, 21, 22, 23, 24, 25 novembre, per un totale di otto incontri.

Dopo aver trovato l'accordo sul prezzo vi erano altre questioni da risolvere. Come è stato affermato in dibattimento, infatti, “*il prezzo era senz'altro la cosa importante, però altrettanto importanti erano i documenti contrattuali*”⁴⁴¹.

Ai successivi incontri – totalmente ignorati dalla Procura – si discusse proprio il testo dei contratti, i quali sarebbero stati impegnativi anche per il Governo e giustificavano quindi l'interesse e l'intervento di un proprio rappresentante.

In merito, infatti, va ricordato che **alcuni fondamentali aspetti dell'operazione non potevano che essere negoziati direttamente dal Governo**. Sino a quel momento **le parti private** (Eni, Shell, Malabu) **avevano rinviato** la trattazione di tali aspetti **a un momento successivo** rispetto al raggiungimento di un accordo tra loro – momento successivo nel quale si sarebbe interloquito con il FGN per una definizione di ogni aspetto di pertinenza governativa – e **a un documento separato** rispetto allo SPA, denominato ‘*Settlement Agreement*’ o ‘*Resolution Agreement*’, al tempo nulla più che una bozza⁴⁴².

In dettaglio, i profili della trattativa che richiedevano l'intervento del FGN erano:

- Transazione di tutti i contenziosi di cui il FGN era parte.
- Modalità e tempi di incasso del *Signature Bonus*.
- Conferma dello schema contrattuale e delle condizioni della concessione, che avrebbero regolato l'introito da parte dello Stato di risorse economiche immediate e future.

Per quanto riguarda l'ultimo punto, va ricordato che – sin dall'inizio del negoziato – i termini della concessione (tra gli altri: il regime giuridico *sole risk*, il regime fiscale DIBPSA, l'assenza di *back-*

⁴³⁷ L'esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 85-86.

⁴³⁸ Si veda l'esame del teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 21.

⁴³⁹ Si vedano in particolare l'email di Casula del 15 novembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 194; l'email di Robinson del 15 novembre 2010, in RDSN 704-705; l'email di Casula del 25 novembre 2010, in PM-3 319-320; l'email di Casula dell'11 gennaio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 209.

⁴⁴⁰ Si vedano in particolare l'esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 85-89; l'esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 41-67; l'esame del teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 19-24.

⁴⁴¹ Esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 86.

⁴⁴² Si vedano sul punto le dichiarazioni del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 22, 24, 25, 80; esse trovano riscontro in alcuni documenti agli atti, si veda in particolare il *OPL 245 Settlement Agreement Term Sheet*, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 175, e la email di Claudio Descalzi del 13 ottobre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 176.

in) furono oggetto di *assumptions* sulla base delle quali era stato calcolato il prezzo offerto per l'acquisizione del blocco e che furono cristallizzate in condizioni sospensive dello schema negoziale.

E queste *assumptions* non furono “imposte” da Eni, quindi stabilite in modo arbitrario ed unilaterale. Esse derivavano dalle informazioni disponibili relative allo *status* giuridico del titolo sul blocco in capo a Malabu, raccolte da varie fonti nel corso dei primi mesi di negoziato (le informazioni comunicate da Akinmade a dicembre 2009, le informazioni ottenute dalla *data room* di EVP ad aprile 2010, le informazioni riportate nella *Process Letter* di Raiffeisen e successive integrazioni tra marzo e luglio 2010).

Le questioni più sopra evocate furono discusse, proprio a novembre 2010, nell'ambito del **negoziato sul testo del *Resolution Agreement***, che, **unitamente al testo di SPA con Malabu**, erano oggetto del confronto al tavolo dell'Attorney General.

Una bozza del *Resolution Agreement*, sia pure del tutto preliminare, all'epoca in discussione è stata acquisita agli atti⁴⁴³. Si trattava di un **accordo composito**, che aveva, in estrema sintesi, una duplice funzione: **(i.)** quella di risolvere i contenziosi, quindi una **funzione transattiva**; **(ii.)** quella di stabilire le condizioni della nuova licenza, quindi una **funzione di attribuzione** di diritti.

Per questa ragione, esso prevedeva, fra l'altro, diritti e obblighi in capo a diversi uffici dell'amministrazione nigeriana: **(i.)** l'ufficio dell'**Attorney General** avrebbe curato la parte transattiva, **(ii.)** la **NNPC** avrebbe concordato con Shell la risoluzione del contratto PSC del 2003, **(iii.)** il **Ministro del Petrolio**, unitamente al **DPR**, sarebbe stato chiamato a stabilire le condizioni di natura contrattuale e fiscale della allocazione della nuova licenza, **(iv.)** il **Ministro delle Finanze** si sarebbe occupato di tutte le questioni relative ai pagamenti.

Proprio per questa sua **natura eterogenea e multilaterale**, esso avrebbe dovuto essere **firmato (e quindi approvato) da tutte tali istituzioni**.

In merito ai richiamati due testi contrattuali, è emerso a dibattimento che **l'attenzione dell'Attorney General si focalizzò principalmente sul testo del *Resolution Agreement*** – accordo impegnativo per il Governo – **e meno sul *Sale Purchase Agreement***⁴⁴⁴.

Vediamo in dettaglio quali furono i temi più significativi oggetto di discussione al tavolo dell'Attorney General nel novembre 2010.

1. Le clausole del *Resolution Agreement* che assicuravano al Governo la risoluzione dei contenziosi esistenti sul blocco. Come emerge dai *report* degli incontri stilati all'interno di Eni, la ragione principale dell'intervento dell'Attorney General fu l'esecuzione del mandato presidenziale di risolvere i contenziosi sul blocco. Per questa ragione, Adoke Bello analizzò il testo della bozza di

⁴⁴³ Si veda sul punto la bozza del 18 ottobre 2010, al tempo denominata *Settlement Agreement*, acquisita in Produzione PM-3 177-ss.

⁴⁴⁴ Si vedano sul punto le dichiarazioni del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 43 “*sullo SPA lo scorse molto velocemente ma non aveva granché da dire*”, p. 59: “*Ricordo che il sale and purchase agreement, che era un accordo tra Eni e Malabu, ha fatto quasi finta sostanzialmente di guardarlo, nel senso che l'ha guardato in maniera molto superficiale, scorrendo le pagine, non era evidentemente un accordo che lo interessava particolarmente perché non coinvolgeva come firmatario il governo, viceversa ha dato un'occhiata al resolution agreement*”.

Resolution Agreement, onde accertarsi che il contratto garantisse al FGN il raggiungimento di tale obiettivo⁴⁴⁵.

2. Il momento di pagamento del *Signature Bonus*, che era a carico di Shell. Inizialmente, l'Attorney General aveva preteso che fosse pagato il giorno stesso della firma del *Resolution Agreement*, mentre Shell si era dichiarata indisponibile a pagarlo prima di ottenere la licenza. Alla fine Shell accettò di pagare il *bonus* alla firma del contratto.

Come è emerso da prove documentali⁴⁴⁶ e orali⁴⁴⁷, questo **risulta essere stato il tema di principale interesse nella prospettiva dell'Attorney General**.

Occorre sul punto rilevare la **sorprendente posizione della Parte Civile**, la quale nella propria memoria ha affermato: “*risulta dalle suddette email*” – che sono proprio le stesse cui si è appena fatto riferimento – “*che, anche negli incontri successivi al 15 novembre 2010, l'AG non presti alcuna attenzione alle clausole contrattuali (...), mentre l'attenzione è focalizzata soltanto sui tempi del pagamento*”⁴⁴⁸, e ancora “*Adoke Bello è interessato solo al prezzo (alla consideration) che deve percepire non il Governo ma Malabu; l'AG si occupa soltanto del prezzo (che non dovrebbe interessargli), mentre non si occupa minimamente delle condizioni contrattuali della licenza*”⁴⁴⁹.

Si tratta, con tutta evidenza, di una **mistificazione della realtà**: non vi è alcun elemento che consenta di affermare che l'Attorney General abbia prestato particolare attenzione al tema della *consideration*. In quel contesto **Adoke Bello si preoccupò dei tempi e delle modalità di incasso – da parte dello Stato – del *Signature Bonus***.

3. La richiesta da parte di Eni e Shell a Malabu di ricevere più completa documentazione che comprovasse la titolarità del blocco in capo a Malabu e che facesse luce sull'esatta compagine societaria (soci e amministratori) di quest'ultima; Malabu consegnò documentazione, che fu valutata da Eni e Shell e che fu all'origine di alcune modifiche dei testi di SPA e *Resolution Agreement*⁴⁵⁰.

⁴⁴⁵ Si veda sul punto la descrizione dell'oggetto dell'incontro del 18 novembre 2010, ricostruito nella email di Casula del 25 novembre 2010, PM-3 319-320.

⁴⁴⁶ Si veda sul punto la descrizione dell'oggetto degli incontri 19 novembre, del 21 novembre, del 22 novembre, 25 novembre, ricostruiti nella email di Casula del 25 novembre 2010, PM-3 319-320.

⁴⁴⁷ Si vedano sul punto l'esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 43, 59; l'esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 87.

⁴⁴⁸ **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, p. 12.

⁴⁴⁹ **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, p. 13.

⁴⁵⁰ Questo tema risulta essere stato trattato agli incontri del 21 novembre, del 22 novembre senza, si veda l'email di Casula del 25 novembre 2010, PM-3 319-320.

Come emerso in dibattito, questa fu una richiesta di Eni, preoccupata per le persistenti carenze informative sulla controparte con la quale avrebbe dovuto firmare il contratto⁴⁵¹. I documenti ricevuti venivano valutati come insufficienti da parte di Eni⁴⁵².

4. La necessità di un incontro con il Ministro del Petrolio, per avere conferma del suo accordo sulla transazione, del diritto di Malabu sul blocco, delle tempistiche di rilascio della licenza⁴⁵³.

5. I *breaking points* sollevati da Malabu, vale a dire: (i.) gli estremi del conto corrente di accredito della *consideration* potevano essere indicati in un allegato allo SPA ma non nel contratto e tale conto non sarebbe stato necessariamente in Nigeria, (ii.) il pagamento della *consideration* avrebbe dovuto avvenire entro sette giorni dal *closing*, (iii.) Malabu non voleva essere responsabile per il pagamento delle tasse indirette sulla transazione⁴⁵⁴.

In relazione al primo *breaking point*, a dibattito è emerso che vi fu una discussione interna in Eni per valutare la *compliance* della richiesta di Malabu alle procedure interne della società. Dopo aver valutato la questione, Eni concluse che le proprie procedure interne consentivano di accettare questa richiesta⁴⁵⁵.

Su quest'ultimo tema va infine rilevato che esso non fu portato all'attenzione dell'Attorney General: fu infatti discusso solo nell'ambito di incontri tra Eni, Shell e Malabu⁴⁵⁶.

All'esito di questi incontri, i temi sopra evocati – ad eccezione della documentazione su Malabu, ancora incompleta – erano stati risolti: il testo dei due contratti, SPA e *Resolution Agreement*, riflettevano gli accordi raggiunti su tali temi⁴⁵⁷.

⁴⁵¹ Si vedano l'esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 35, 61, 62, in particolare a p. 35 il teste ha specificato quale fosse la preoccupazione della società su questo punto “*questa era esattamente la preoccupazione: chi firmava? Chi aveva l'autorità di firmare stava vincolando la società? Stavamo pagando il soggetto giusto?*”; l'esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 78, la quale ha riferito “*noi stavamo cercando di capire chi fosse Malabu, per aver certezza di firmare con la persona giusta*”; l'esame del teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 18, secondo cui la *due diligence* su Malabu serviva per capire “*chi dalla controparte avrebbe avuto poi i poteri per impegnarsi con noi per la compravendita dell'asset 245*”; l'esame del teste **Michele De Rosa**, trascrizioni ud. 5 dicembre 2018, pp. 29-ss., secondo cui la preoccupazione dell'*anti-bribery* con riferimento a Malabu era “*che dietro a questa società ci fosse Dan Etete*” ciò che avrebbe costituito una “*red flag*”, perché (come evidenziato nella trascrizioni, pp. 31-32, nonché nella propria email del 17 novembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 195) tale evenienza avrebbe potuto generare per Eni “*un problema di immagine*” che in ogni caso poteva ritenersi mitigato, qualora (i.) l'acquisto fosse avvenuto ad un valore congruo, (ii.) vi fosse un avallo governativo all'operazione, (iii.) dopo l'acquisto Eni non si trovasse in Joint Venture con Malabu.

⁴⁵² Si veda sul punto l'esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 64, 67; in ogni caso, che la documentazione su Malabu non fosse sufficiente, lo dimostra il fatto che la *due diligence* da parte di Eni proseguì senza mai raggiungere un risultato soddisfacente.

⁴⁵³ Questo tema risulta essere stato trattato all'incontro del 21 novembre, si veda l'email di Casula del 25 novembre 2010, PM-3 319-320.

⁴⁵⁴ Questo tema risulta essere stato trattato all'incontro del 24 novembre, si veda l'email di Casula del 25 novembre 2010, PM-3 319-320.

⁴⁵⁵ Si vedano l'esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 64-66; l'esame del teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 28; la circostanza è stata chiarita anche dal teste **Paolo Ceddia**, trascrizioni ud. 25 settembre 2019, p. 33.

⁴⁵⁶ Come si è rilevato più sopra in nota, esso fu infatti discusso all'incontro del 24 novembre 2010, a cui non partecipò l'Attorney General.

⁴⁵⁷ Si veda sul punto l'esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 67.

Sarebbe tuttavia errato ritenere che il negoziato potesse dirsi concluso e che, se non fosse *medio tempore* emersa la notizia del nuovo contenzioso nigeriano su Malabu, i testi contrattuali sarebbero stati firmati così com'erano, senza ulteriori fasi negoziali.

Sarebbe in particolare errato affermare – come sembra sostenere la Parte Civile nella propria memoria⁴⁵⁸ – che a novembre 2010 l'Attorney General prestò, per conto Governo, un assenso definitivo a tutti i termini dell'accordo.

Emerge, infatti, dai *report* di quegli incontri stilati all'interno di Eni, che – dopo aver prestato assenso sulle clausole di propria competenza – l'Attorney General si sarebbe fatto carico di sottoporre il contratto alle altre istituzioni pubbliche, che sarebbero state parte del *Resolution Agreement*⁴⁵⁹.

A ben vedere, se non vi fosse stata la sospensione del negoziato a causa del contenzioso promosso da Mohammed Sani, a novembre 2010 si sarebbe verificato ciò che accadde qualche mese dopo, e cioè che l'Attorney General avrebbe portato il testo del *Resolution Agreement* in visione, fra gli altri, alla NNPC e al DPR⁴⁶⁰, i quali avrebbero sollevato i rilievi che poi effettivamente sollevarono a febbraio e aprile 2011.

Così ricostruita la fase negoziale di novembre 2010, è possibile trarre le seguenti conclusioni.

- Non trova riscontro la tesi secondo cui all'incontro del 15 novembre 2010 le parti avrebbero concluso un accordo corruttivo. Gli atti che descrivono il contenuto di tale incontro, infatti, riferiscono tutt'altro, e segnatamente di un incontro richiesto dall'Attorney General per ragioni e obiettivi tutt'altro che illeciti, anzi di interesse pubblico⁴⁶¹.
- Dagli atti del processo non è nemmeno emerso un interesse dell'Attorney General verso i rapporti contrattuali tra le parti private e, in particolare, verso la somma che Eni e Shell avrebbero pagato a Malabu.
- La preoccupazione dell'Attorney General riguardò gli aspetti di propria competenza (segnatamente, le clausole transattive), nonché le modalità e i tempi di pagamento (non della *consideration* destinata a Malabu, ma) del *Signature Bonus* destinato allo Stato.
- Per quanto riguarda le altre istituzioni pubbliche coinvolte nel *Resolution Agreement*, agli incontri di novembre 2010 l'Attorney General concordò per gli aspetti di propria competenza alcuni termini del *Resolution Agreement*. Dovevano ancora essere raccolti i consensi e le firme delle altre istituzioni: Ministero del Petrolio e DPR, NNPC, Ministro delle Finanze.

⁴⁵⁸ **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, p. 14.

⁴⁵⁹ Si veda sul punto la descrizione dell'oggetto dell'incontro del 18 novembre 2010, ricostruito nella email di Casula del 25 novembre 2010, PM-3 319-320.

⁴⁶⁰ Si veda sul punto ciò che è stato affermato – con riguardo alla fase negoziale di gennaio-febbraio 2011 – dal teste **Enrico Caligaris** trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 36: “L'operazione si è svolta, come dicevo, in un negoziato tra noi, la Shell e la Malabu, e un certo punto quando i documenti erano vicini alla finalizzazione sono stati dati all'Attorney General, il quale doveva portarli alla conoscenza affinché ci fosse il benessere anche degli altri Ministeri, che dovevano poi sottoscrivere il documento. Tra le controparti avevamo previsto che ci fosse anche la Nigerian National Petroleum Corporation, cioè la NNPC”.

⁴⁶¹ Si vedano la email di Casula del 15 novembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 194; l'email di Robinson del 15 novembre 2010, in RDSN 704-705.

In definitiva, **si trattò di una fase negoziale avanzata ma certo non definitiva**, nella quale l'Attorney General assunse un atteggiamento finalizzato alla tutela dell'interesse pubblico dello Stato.

Prima di procedere oltre, si rende necessaria una precisazione sulla figura di Alhaji Aliyu Abubakar, in rapporto al ruolo rivestito nel negoziato.

Abubakar partecipò agli incontri tenutisi nel mese di novembre 2010 in qualità di consulente di Malabu.

Non vi è alcuna prova che, prima di quelle riunioni, Roberto Casula o gli altri dipendenti Eni abbiano mai avuto alcun rapporto con questo soggetto.

Ciò nonostante, il Pubblico Ministero pretende di ricavare una pregressa conoscenza con l'Ing. Casula da un elemento che, a ben vedere, prova l'esatto contrario.

Ci si riferisce alle dichiarazioni rese in dibattimento dal teste Enrico Caligaris sugli incontri di novembre, il quale ha riferito che fu Casula ad integrare il report riepilogativo che il teste aveva redatto lasciando dei puntini di sospensione in corrispondenza dei nominativi di alcuni soggetti⁴⁶².

Dice il Pubblico Ministero in memoria: *“colpisce in proposito la lettura dei resoconti di tali incontri, in cui i nomi di Alhaji Aliyu Abubakar e A.B.C. Orjako, indicati con dei puntini di sospensione nella mail di Calligaris, compaiono per intero soltanto nella versione redatta da Casula, a dimostrazione quanto meno di una conoscenza personale diretta”*.

A ben vedere, dalle dichiarazioni di Caligaris non sembra potersi ricavare alcun elemento di anomalia.

Un'interpretazione realistica e di buon senso di quanto riferito dal teste è che Casula (i.) ricordava i nominativi dei partecipanti agli incontri e (ii.) **voleva che fossero indicati tutti i nomi dei partecipanti. E questo proprio perché non c'era alcun motivo, alcun intese a nascondere la verità.**

Non vi è, ad avviso della scrivente difesa, alcun elemento da cui desumere una pregressa conoscenza tra Casula e Abubakar; anzi, fu proprio il teste Caligaris a riferire che in quell'incontro avvennero le dovute presentazioni.

2.14. La prosecuzione della *due diligence* su Malabu, il coinvolgimento e le indicazioni dell'Unità Anticorruzione.

Come è noto, in questa fase del negoziato lo schema contrattuale era ancora quello di una compravendita dell'*asset* da Malabu attraverso la stipula di un contratto, appunto, di *Sale Purchase Agreement*.

Per questa ragione, l'attività di *due diligence* nei confronti di tale società non si arrestò: si è visto, infatti, che nel corso delle riunioni di novembre 2010 Eni – che non era soddisfatta delle informazioni sino ad allora ottenute – pretese da Malabu ulteriore documentazione, nel tentativo di definire la

⁴⁶² Si veda l'esame del teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 23, 24.

compagine societaria e, per conseguenza, di avere certezza della legittimazione degli esponenti di Malabu ad agire per conto di tale società (e, in ultimo, a disporre del blocco)⁴⁶³.

Il riscontro documentale offerto da Malabu fu giudicato insufficiente da Eni⁴⁶⁴.

La richiesta di integrazione documentale e la valutazione critica sui documenti ricevuti non erano mere ed apparenti formalità: all'esito di questi incontri, infatti, benché gli accordi (SPA e RA) fossero in fase avanzata, Eni riteneva che il tema della *due diligence* fosse rimasto aperto e costituisse ancora una condizione non realizzata⁴⁶⁵, come tale ostativa alla definizione di un accordo.

In buona sostanza: Eni, sulla base delle informazioni sino a quel momento ricevute da Malabu, non era disposta a firmare gli accordi, e ciò a prescindere dalla notizia sul contenzioso di Abacha (del quale si dirà *infra*). In questo senso depongono le evidenze testimoniali e documentali raccolte a processo⁴⁶⁶.

Parallelamente alla prosecuzione della *due diligence*, segnatamente a cavallo tra il primo e i successivi incontri negoziali di novembre 2010, l'Unità Anticorruzione, nella persona di Michele De Rosa, fu nuovamente interessata⁴⁶⁷.

Nello specifico, il capo della funzione legale E&P chiese all'Unità ACLSU una valutazione sulla struttura negoziale in discussione in quei giorni⁴⁶⁸.

L'Unità Anticorruzione fece pervenire le proprie considerazioni attraverso la email di Michele De Rosa del 17 novembre 2010, il cui testo è già stato riportato *supra*⁴⁶⁹.

Da tale comunicazione emerge che l'Unità ACLSU evidenziò la necessità di acquisire maggiori informazioni su Malabu, segnatamente sulla propria compagine societaria. E il *team* negoziale di Eni, come si è visto, si impegnò a cercare di soddisfare tale esigenza, attraverso richieste dirette a Malabu e svolgendo autonomi accertamenti.

⁴⁶³ Si vedano sul punto l'email di Casula del 25 novembre 2010, PM-3 319-320; l'esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 61, 62, 63. In generale, sulle ragioni di preoccupazione di Eni su questo punto si vedano le fonti richiamate al paragrafo precedente, quando è stato affrontato questo tema in relazione agli incontri di novembre 2010 (punto 3 della narrazione).

⁴⁶⁴ Si vedano sul punto la email di Zappalà del 26 novembre 2010, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.3.1.f; l'esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 64, 67.

⁴⁶⁵ In questo modo si è espresso il teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 67.

⁴⁶⁶ Questa conclusione non si trae solo dal complesso delle dichiarazioni testimoniali appena citate, ma anche dalle valutazioni operate nella Relazione **CT Manzonetto**, p. 88; particolarmente indicative della prudenza di Eni sulla *due diligence* appaiono le email contenute agli allegati 3.3.1.e, 3.3.1.f, 3.3.1.g alla Relazione. Sul punto, si veda anche l'email di Bollini del 26 novembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 201, in cui - poche ore prima di venire a conoscenza della causa Abacha - si precisa che la *due diligence* su Malabu non è stata completata e quindi non è possibile confermarne l'esito positivo.

Infine, del fatto che Eni non avrebbe concluso in assenza di questi documenti sembra fosse consapevole la stessa Malabu, si veda sul punto l'esame del teste **Ernest Akinmade**, trascrizioni ud. 20 marzo 2019, p. 59.

⁴⁶⁷ Come visto più sopra l'ACSLU veniva coinvolta periodicamente sin da maggio 2010 da parte del *team* negoziale; a tal proposito, si veda *supra*, para 2.7.

⁴⁶⁸ Come si trae dal testo della email di De Rosa, la richiesta di Bollini pervenne per le vie brevi, dunque non è dato sapere la ragione ed il tenore della stessa; si può comunque ritenere che Bollini abbia ritenuto di interpellare De Rosa alla luce della ripresa dei negoziati, nonché alla vigilia del Consiglio di amministrazione della società.

⁴⁶⁹ Si veda *supra*, para 1.5; l'email si trova in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 195.

L'Unità ACLSU fu informata della struttura negoziale in quel momento in discussione, ossia un acquisto diretto di OPL 245 da Malabu.

In questa prospettiva, l'Unità Anticorruzione di Eni risultava consapevole anche della possibile riferibilità a vario titolo di Malabu a Dan Etete.

Tenuto conto di questa possibile evenienza, la valutazione fornita dall'Unità Anticorruzione fu che non vi erano per Eni ragioni giuridiche (e quindi di "legittimità") ostative ad un acquisto diretto dell'*asset* da Malabu, a condizione che l'acquisto avvenisse ad un prezzo congruo (seguendo la metodologia di valutazione della Divisione di Eni a ciò preposta) e che il Governo nigeriano desse il proprio nulla osta all'operazione, emettendo una nuova licenza nei confronti di Eni e Shell.

A fronte dell'eventualità che Dan Etete risultasse beneficiario effettivo di Malabu, per Eni si sarebbe posto solamente *un problema di immagine*. Questa conclusione è stata ribadita dal Teste De Rosa anche nel corso dell'esame dibattimentale⁴⁷⁰.

L'Unità Anticorruzione di Eni, in definitiva e alle condizioni evidenziate, non ravvisò profili di illiceità nel concludere un'operazione di acquisto dell'*asset* direttamente con Malabu, con conseguente destinazione della *consideration* a quest'ultima società.

A fortiori, la posizione di tale Unità non avrebbe potuto essere diversa in relazione ad uno schema negoziale - come quello finale, del quale si dirà - che prevedeva il pagamento della *consideration* da Eni al FGN, che l'avrebbe poi destinata alla composizione delle vertenze in corso con Malabu.

2.15. La notizia di un nuovo contenzioso in Nigeria sulla titolarità delle azioni di Malabu. La conseguente interruzione del negoziato.

All'esito dei negoziati di novembre 2010 giunse ad Eni la notizia di un nuovo contenzioso nigeriano, avente ad oggetto la titolarità delle azioni di Malabu e che vedeva Malabu e Shell fra le parti convenute in giudizio.

Tale informazione pervenne in data 26 novembre 2010 a Eni, nella persona di Enrico Caligaris, da Shell, che aveva poco prima ricevuto la notifica di un atto di citazione⁴⁷¹.

Il medesimo giorno Enrico Caligaris inviò una email al *team* negoziale di Eni⁴⁷², riferendo le seguenti informazioni.

- Pochi giorni prima, Shell e Malabu avevano ricevuto notifica dell'atto di citazione con il quale un sedicente azionista di Malabu, tale Mohammed Sani, diffidava le due società da ogni atto di disposizione del blocco 245, avanzando diritti sulle quote di Malabu.
- Malabu era stata oggetto di indagine per ipotesi di falsificazione dei propri atti societari.

⁴⁷⁰ Si veda l'esame del teste **Michele De Rosa**, trascrizioni ud. 5 dicembre 2018, pp. 31, 32.

⁴⁷¹ Gli atti di causa si trovano in allegato alla email di Burmeister del 26 novembre 2010, in Documenti prodotti dalla Procura per esame testi Caligaris e Ranco, ud. 27 febbraio 2019, p. 71-ss.

⁴⁷² Email di Caligaris del 26 novembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 200.

- Tali iniziative giudiziarie traevano origine da un esposto dello stesso Mohammed Sani, presentato a gennaio 2010, il quale sosteneva di essere titolare di quote di Malabu e di non averle mai cedute, come invece risultava dagli atti depositati presso la CAC.
- Eni non era destinataria dell'atto di citazione perché aveva iniziato a negoziare il blocco 245 dopo la presentazione del citato esposto.

Pochi giorni dopo, con missive del 7 e del 10 dicembre 2010⁴⁷³, anche Eni fu raggiunta da un'ingiunzione simile; alla seconda missiva, in particolare, era allegato un ulteriore atto processuale con cui Mohammed Sani domandava alla Corte di Abuja di includere NAOC fra i convenuti.

A partire da questo momento, Eni attivò una serie di iniziative volte a comprendere e ad approfondire la vicenda e alla massima cautela negoziale.

Il rischio, infatti, era quello di essere coinvolti in un contenzioso per OPL 245 prima ancora di avere ottenuto la licenza. Queste notizie, inoltre, complicavano ulteriormente il tentativo di fare chiarezza sulla compagine societaria della controparte Malabu, che – anche all'esito degli incontri di novembre – costituiva uno dei fondamentali elementi che ancora ostavano alla positiva conclusione dell'operazione.

All'esito di una riflessione interna alla società⁴⁷⁴, Claudio Descalzi comunicò al *team* di lavoro quanto segue.

“Alla luce delle dispute, apprese di recente, sulla proprietà della società Malabu è fondamentale avere un quadro completo della situazione che confermi l'esistenza delle condizioni di fattibilità ed opportunità dell'iniziativa, tenuto anche conto delle circostanze che hanno interessato alcune società di servizi nel paese.

In tal senso si ritiene importante proseguire le verifiche necessarie e monitorare il contesto durante i prossimi giorni prima di eventualmente riprendere le discussioni con le controparti interessate per arrivare ad un'informativa/raccomandazione finale per il Consiglio di Amministrazione”⁴⁷⁵.

Pochi giorni dopo, segnatamente in data 6 dicembre 2010, una comunicazione simile fu inviata a Brinded sempre da Descalzi, che scrisse quanto segue.

*“(…) riteniamo indispensabile avere una comprensione completa e precisa della partecipazione azionaria di Malabu. Inoltre, tutti i documenti relativi alla controversia, il fondamento del successivo ricorso e la citazione devono essere attentamente controllati ed il problema chiuso (capisco che la prima udienza dovrebbe essere nei prossimi giorni). Inoltre, alla luce dei recenti noti eventi e della situazione politica, siamo costretti a muoverci con molta prudenza e a **valutare attentamente la fattibilità del nostro accordo** in tali circostanze. Va da sé che solo dopo il soddisfacente*

⁴⁷³ Si vedano l'email di Pagano del 7 dicembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 204; l'email di Pagano del 10 dicembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 205.

⁴⁷⁴ Si veda il flusso informativo che emerge dalle email contenute in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.φ.

⁴⁷⁵ Email di Descalzi del 1° dicembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 202.

*completamento delle summenzionate questioni in sospeso, sarò in grado di presentare al consiglio una raccomandazione finale*⁴⁷⁶.

Per Eni dunque la notizia del contenzioso Abacha era una cosa estremamente seria, che pose in discussione la **fattibilità** dell'operazione.

L'indicazione del vertice della società, sia al proprio interno sia con Shell, fu che anzitutto la situazione dovesse essere chiarita, e nelle more il negoziato dovesse essere interrotto. Dopo aver ottenuto un quadro completo della situazione, la società avrebbe deciso **se** riprendere il negoziato.

Infatti, nelle prime settimane di dicembre Eni non proseguì in alcun modo le trattative (non ne discusse al proprio interno, non interloquì con le parti se non nel senso appena visto, non incontrò le autorità).

L'unica cosa che fece Eni fu attivare i necessari approfondimenti.

Coinvolse due professionisti esterni. Il primo, lo studio legale Aluko & Oyebode, per le opportune verifiche e valutazioni riguardo al nuovo contenzioso⁴⁷⁷; il secondo, lo studio legale Paul Erokoro & Co., con l'incarico di svolgere una approfondita e ulteriore *due diligence* di natura legale e societaria su Malabu⁴⁷⁸.

Il fatto che in questa prima parte del mese di dicembre 2010 Eni ritenesse chiusa (con esito negativo) l'operazione di acquisto di OPL 245 è stato, lo si ricorda, univocamente riferito dai testi in dibattimento⁴⁷⁹.

2.16. La prima modifica dello schema negoziale: dall'acquisto diretto ad un accordo transattivo unico tra tutte le parti.

Il successivo sviluppo negoziale fu avviato su impulso dell'Attorney General, che – come aveva già fatto nei mesi precedenti – convocò le parti ad un incontro che si tenne in data 15 dicembre 2010.

L'oggetto del confronto con l'Attorney General fu riportato in una comunicazione interna Eni (*report* redatto da Vincenzo Armanna, che partecipò all'incontro)⁴⁸⁰:

- Il motivo della convocazione fu una richiesta di avanzamento su OPL 245; ciò conferma che Eni si era effettivamente ritirata dal negoziato e che l'Attorney General non avesse più notizie.
- La posizione dell'Attorney General fu che se la transazione non fosse stata completata in tempi rapidi il FGN avrebbe messo a gara il blocco.

⁴⁷⁶ Email di Descalzi del 6 dicembre 2010, Nota di produzione 29 gennaio 2020, documento n. 203.

⁴⁷⁷ Si veda il *report* del citato studio, circolato con email di Pagano del 15 dicembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 206.

⁴⁷⁸ Sul punto si veda in particolare la Relazione **CT Manzonetto**, p. 114 e allegati 3.3.2.2.φ e 3.3.2.2.χ; anche il teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 17, ha fatto riferimento a questo incarico, nonostante sul momento abbia confuso il nome del professionista con l'altro studio incaricato, Aluko & Oyebode.

⁴⁷⁹ Si vedano sul punto l'esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 67-68, l'esame del teste **Donatella Ranco**, ud. 27 febbraio 2019, p. 96.

⁴⁸⁰ Si veda l'email di Armanna del 16 dicembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 208.

- La posizione di Eni fu che era impossibile proseguire il negoziato con Malabu prima del completamento del procedimento iniziato da Mohammed Sani; ciò è coerente con l'interruzione del negoziato più sopra descritta.
- In questo quadro, l'Attorney General propose una soluzione contrattuale alternativa a quella sino ad allora in discussione: la licenza sarebbe stata assegnata a Eni e Shell dal FGN, previa rinuncia di Malabu ai diritti sul blocco, nell'ambito di un unico contratto stipulato fra tutte le parti, ed il prezzo sarebbe stato pagato dalle società assegnatarie al Governo, che lo avrebbe infine corrisposto a Malabu.

Sulla scorta delle indicazioni ricevute dal FGN il negoziato riprese: nelle settimane successive Eni e Shell predisposero – ciascuna per conto proprio – una nuova bozza di *Resolution Agreement* e si confrontarono tra loro sulle bozze di nuovo accordo⁴⁸¹.

La nuova bozza di *Resolution Agreement* consisteva di un unico documento⁴⁸², a firma congiunta di tutte le parti coinvolte – Malabu, Shell, Eni ed altresì il FGN – che prevedeva:

- la rinuncia da parte di Malabu a qualsiasi pretesa su OPL 245;
- l'emissione da parte del FGN di una nuova licenza relativa al blocco a favore di Eni e Shell;
- il pagamento da parte di Eni e Shell di una somma al FGN, il quale avrebbe trattenuto la quota corrispondente al *Signature Bonus* e trasferito la restante parte a Malabu, a titolo di corrispettivo per le rinunce sul blocco;
- l'estinzione, da parte dei soggetti coinvolti, di tutti i contenziosi pendenti sul blocco.

Questo testo fu discusso in un nuovo incontro con l'Attorney General tenutosi in data 13 gennaio 2011 alla presenza di Robinson e Olafimihan, per Shell, e di Casula per Eni. In tale occasione Adoke Bello incoraggiò le due società a predisporre il testo definitivo⁴⁸³.

Alla fine del mese di gennaio, come richiesto dall'Attorney General, le due società concordarono un testo comune di *Resolution Agreement* da sottoporre al FGN⁴⁸⁴.

Come si vedrà più avanti, questo testo fu oggetto di negoziato con la NNPC nel mese di febbraio 2011.

Anche nella nuova ipotesi di *Resolution Agreement* in discussione, Eni, Shell e Malabu sarebbero state dirette controparti contrattuali (come si è visto, l'atto sarebbe stato unico e a firma congiunta).

⁴⁸¹ Si vedano la email di Craig del 20 dicembre 2010, in RDSN 782-783, in cui si fa riferimento ad una call tra Brinded e Descalzi; la email di Caligaris del 21 gennaio 2011, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.e, in cui si da atto di un confronto tra Caligaris e Atemie; la email di Brinded del 22 gennaio 2011, in RDSN 815-816; la email di Burmeister del 26 gennaio 2011, in RDSN 820-821.

⁴⁸² Ciascuna società predispose autonomamente una bozza di accordo. Per quanto riguarda Eni si vedano le email di Caligaris e Bollini del 18 e 25 gennaio 2011, in Relazione **CT Manzonetto**, allegati 3.4.2.2.c, 3.4.2.2.d, 3.4.2.2.e, 3.4.2.2.f. Per quanto riguarda Shell, si veda la email di Klusener del 26 dicembre 2010, in RDSN 787-ss..

⁴⁸³ Si vedano la email di Olafimihan del 13 gennaio 2011, in RDSN 802-803; la email di Klusener del 20 gennaio 2011, in RDSN 812-813.

⁴⁸⁴ Si veda la email di Klusener del 20 gennaio 2011, in RDSN 812-813; la bozza di RA più recente – sia pure in modalità *markup* – si trova acclusa alla email di Caligaris del 25 gennaio 2011, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.f.

Proprio per tale ragione, accanto al confronto negoziale sul testo del *Resolution Agreement*, proseguì il tentativo di Eni di acquisire maggiori e definitive informazioni sulla società Malabu. A tale proposito, va rilevato che tra metà dicembre 2010 e fine gennaio 2011 Eni⁴⁸⁵ (e pure Shell⁴⁸⁶) ricevette i *report* delle ricerche condotte su Malabu da parte degli studi nigeriani a ciò incaricati.

Come emerge da alcune comunicazioni interne, Eni non ritenne soddisfacenti le informazioni ottenute⁴⁸⁷.

Il mese di gennaio si concluse quindi con un accordo di massima tra le parti sulla modifica della struttura negoziale: non più una compravendita Eni-Shell/Malabu affiancata da una transazione dei contenziosi, bensì un accordo unico ai sensi del quale, per quanto riguarda Eni e Shell, queste ultime avrebbero acquisito la licenza dal FGN.

Il FGN, dopo avere inizialmente rivestito un ruolo di “mediatore” tra le parti coinvolte nell’operazione (il potenziale venditore ed i potenziali acquirenti), divenne anch’egli e di diritto *parte* di un rapporto contrattuale a schema trilaterale⁴⁸⁸.

2.17. (segue) La seconda (e definitiva) modifica dello schema negoziale: dall’accordo unico all’accordo tripartito.

La certezza sull’assetto proprietario e sul *management* di Malabu rimase un tema irrisolto anche nei mesi successivi.

All’inizio di marzo 2011 pervenne ad Eni un ultimo *report* dello studio legale nigeriano Erokoro & Co., che riferì l’esito delle ultime ricerche sui documenti societari di Malabu svolte presso la Camera di Commercio (CAC) di Abuja e concluse rilevando l’assenza di informazioni ulteriori rispetto alle ricerche condotte nei mesi precedenti. Rimase pertanto **l’incertezza** sulla compagine azionaria e amministrativa di Malabu, e quindi **sui poteri di disposizione sul blocco dei soggetti che apparivano agire per conto di tale società**⁴⁸⁹.

⁴⁸⁵ Eni riceve tre *report* dallo studio Paul Erokoro & co. Il primo *report* in data 16 dicembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 207; il secondo *report* in data 28 gennaio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 211; il terzo in data 4 marzo 2011, Produzione PM-1 499.

⁴⁸⁶ Si vedano l’email di Atemie del 19 gennaio 2011, in RDSN 805-ss., che fa circolare il *report* dello studio nigeriano Ajunwa & co. del 18 gennaio 2011 sulle ricerche condotte su Malabu; il *report* si trova anche in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 210.

⁴⁸⁷ Si vedano i seguenti documenti: (i.) email di Burmeister del 26 gennaio 2011, in RDSN 820-821, da cui emerge che la principale preoccupazione di Eni nella definizione del testo del *Resolution Agreement* è avere chiarezza su Malabu; (ii.) email di Casula del 3 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 212, nella quale si dice che a quella data pendevano ancora problematiche irrisolte con il venditore: il contenzioso Abacha e i *corporate documents*; (iii.) Relazione **CT Manzonetto**, p. 129 e allegato 3.4.2.2.g, che contiene la email di Caligaris del 17 febbraio 2011, il quale nel commentare le ultime modifiche proposte da Shell alla bozza di RA scrive chiaramente “*we deem necessary to maintain the disclaimer in view of the negative outcome of the due diligence on M.*”.

⁴⁸⁸ Sul punto la Relazione **CT Manzonetto**, in particolare pp. 123-124, divide la negoziazione in “Fase Malabu” e “Fase FGN”, individuando lo spartiacque tra le due fasi proprio nell’incontro del 16 dicembre 2010, in cui il Governo, nella persona dell’Attorney General, propone alle parti di diventare esso stesso parte del contratto.

⁴⁸⁹ Si veda sul punto la email di Ebohon del 4 marzo 2011, in Produzione PM-1 499.

Le persistenti lacune informative relative a Malabu furono segnalate ai vertici di Eni, i quali le valutarono come ostative alla conclusione dell'operazione⁴⁹⁰.

In data 2 marzo 2011 si tenne la riunione del Comitato di Direzione di Eni, nell'ambito della quale l'a.d. Paolo Scaroni portò un aggiornamento – fra l'altro – sul negoziato di OPL 245. Nel corso di tale riunione Paolo Scaroni e Claudio Descalzi informarono il comitato che il negoziato era fermo a causa di problemi fiscali e contrattuali, nonché per problemi sui poteri di firma di Malabu; per tale ragione l'a.d. comunicò che non vi erano ancora le condizioni per la finalizzazione del progetto⁴⁹¹.

Pochi giorni più tardi, in data 10 marzo 2011, si tenne anche una seduta del Consiglio di amministrazione in cui l'a.d. presentò una informativa, riproponendo la medesima posizione di prudenza rispetto al prosieguo delle trattative. Il Consiglio prese atto⁴⁹².

In sintesi, nonostante la modifica dello schema contrattuale proposta dall'Attorney General a dicembre 2010 e discussa nei mesi di gennaio e febbraio 2011, a marzo 2011 Eni non era disposta a firmare il *Resolution Agreement*.

Nelle settimane successive Shell, in persona di Robinson e Burmeister, e Eni, in persona di Casula, si tennero in contatto per confrontarsi ulteriormente su questi temi.

In data 11 marzo 2011 Robinson, Burmeister e Casula si incontrarono e si confrontarono, tra l'altro, anche su questi temi. Il contenuto di questo incontro è descritto in una email di Burmeister del 12 marzo 2011, di cui si riporta il testo⁴⁹³.

“Ieri Peter e io ci siamo incontrati con Roberto per quasi due ore, la maggior parte dedicate al blocco 245. Sin dall'inizio Roberto ha messo in chiaro che Eni era ancora impegnata a portare avanti la transazione ma la percezione del rischio in Eni era leggermente cambiata da novembre quando eravamo così vicini a firmare l'accordo. Questo derivava da fattori interni ed esterni (NNPC, la nuova legge sul petrolio, le elezioni).

Internamente due questioni chiave:

- un nuovo consiglio d'amministrazione dovrebbe essere nominato alla fine di marzo inizi di aprile e nessuno ha voglia di agitare le acque con una proposta rischiosa in questo momento politicamente sensibile;

- legale versus business; i documenti societari di Malabu e la mancanza di fiducia da parte di Eni sul fatto che la questione venga risolta hanno avuto un complessivo effetto negativo sulla loro percezione del rischio dell'intera transazione. (...)

⁴⁹⁰ Si vedano sul punto: (i.) la Nota per l'amministratore delegato per la riunione del comitato di direzione del 2 marzo 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 224; (ii.) il verbale del Comitato di direzione del 2 marzo 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 227; (iii.) il verbale del Consiglio di amministrazione del 10 marzo 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 228.

⁴⁹¹ Si veda il verbale del Comitato di direzione del 2 marzo 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 227. Sul punto si veda anche la Nota per l'amministratore delegato predisposta in vista della riunione del Comitato, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 224.

⁴⁹² Si veda sul punto il verbale del Consiglio di amministrazione del 10 marzo 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 228.

⁴⁹³ Si veda sul punto la email di Burmeister del 12 marzo 2011, in RDSN 890-92.

I documenti societari di Malabu. È chiaramente l'argomento più incandescente per Eni. Roberto ha suggerito l'idea di togliere Malabu dal Resolution Agreement rendendo la transazione un accordo tra i soli FGN, Shell ed Eni”.

Preso atto delle difficoltà a raccogliere documenti ed informazioni chiare e definitive su Malabu, Eni, attraverso Roberto Casula, ipotizzò una possibile soluzione negoziale: la separazione delle posizioni contrattuali, in modo che non sorgessero diritti e obblighi reciproci direttamente tra Eni-Shell e Malabu.

Tramite due accordi separati, stipulati l'uno tra Eni-Shell e il Governo, l'altro tra Malabu e il Governo, quest'ultimo si sarebbe fatto garante e realizzatore della causa del contratto complessivo, vale a dire il trasferimento dei diritti sul blocco a fronte del pagamento del prezzo.

Accanto a questi due testi, Shell avrebbe risolto i propri contenziosi con Malabu e con il FGN con un separato scambio di dichiarazioni fra le parti.

In data 26 marzo 2011 Shell, in persona di Burmeister, fece circolare via email un primo *draft* dell'accordo bipartito: (i.) da un lato il testo avente ad oggetto la rinuncia alla licenza da parte di Malabu a fronte del pagamento della *consideration*, che vedeva come parti FGN e Malabu; (ii.) dall'altro lato il testo avente ad oggetto la riallocazione della licenza e i pagamenti ad essa collegati, che vedeva come parti Eni, Shell e il FGN⁴⁹⁴.

In data 31 marzo 2011 Eni diede riscontro a Shell sui due testi: nella mattina di quel giorno Roberto Casula comunicò a Peter Robinson, fra l'altro, che per Eni la bipartizione dell'accordo risolveva i problemi relativi alle lacune documentali su Malabu⁴⁹⁵.

Nel pomeriggio si tenne una telefonata tra Malcolm Brinded e Claudio Descalzi, nel corso della quale quest'ultimo espresse in via ufficiale la posizione di apertura già anticipata poco prima a Robinson da Casula⁴⁹⁶.

Sulla base di questi contatti Eni fece circolare le due bozze con i propri commenti e le proprie proposte di modifica⁴⁹⁷. In particolare, Eni propose che Shell fosse anch'essa parte del secondo accordo⁴⁹⁸, sino ad allora ipotizzato solo tra FGN e Malabu, affinché tutti i contenziosi (compresi quelli tra FGN e Shell) fossero estinti con un unico atto.

⁴⁹⁴ Si veda la email di Burmeister del 26 marzo 2011, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.h, acquisita senza allegati; agli atti risulta essere stata acquisita la versione dell'accordo tra FGN, Shell e Malabu del 31 marzo 2011, si veda la email di Caligaris del 31 marzo 2011, in RDSN 921.

⁴⁹⁵ Si veda sul punto la email di Robinson del 31 marzo 2011, in RDSN 914-915, che riferisce del colloquio avuto con Roberto Casula.

⁴⁹⁶ Di tale circostanza da conto lo stesso Brinded nella sua email del 31 marzo 2011, in RDSN 913-914.

⁴⁹⁷ Si veda la email di Caligaris del 31 marzo 2011, in RDSN 921; si veda inoltre il testo del contratto, allegato alla email di Burmeister del 2 aprile 2011, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.1.b.

⁴⁹⁸ Come si è visto, questa idea è stata dapprima avanzata internamente dallo stesso Caligaris nella sua email del 29 marzo 2011, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.i; in seguito proposta a Shell – sempre da Caligaris – nella email citata alla nota precedente.

Valutata l'ipotesi suggerita da Eni, Shell elaborò una ulteriore strutturazione dell'operazione, che avrebbe portato alla firma di tre testi distinti⁴⁹⁹: la transazione delle controversie in corso relative a Shell sarebbe infatti stata fatta oggetto di apposito e separato accordo, espungendola dalla proposta di accordo tra FGN e Malabu⁵⁰⁰.

Nei primi giorni di aprile, dunque, Shell inviò ad Eni le bozze dei tre accordi riformulati:

- *Resolution Agreement* tra Eni-Shell e il FGN;
- *Resolution Agreement* tra Malabu e il FGN;
- *Resolution Agreement* tra Shell e il FGN.

Si giunse così all'inizio del mese di aprile 2011 con un accordo di massima tra Eni e Shell sulla nuova struttura dell'operazione da proporre alle altre parti (FGN e Malabu) e con la rinnovata disponibilità di Eni – alle condizioni appena viste – a proseguire il negoziato⁵⁰¹.

La nuova struttura dell'operazione e le bozze dei tre accordi furono sottoposte al FGN nel corso di due incontri, tenutisi presso gli uffici dell'Attorney General nei giorni 4 aprile e 5 aprile 2011⁵⁰², nel corso dei quali quest'ultimo non sollevò rilievi in merito.

2.18. (segue) Sulle modifiche dello schema negoziale: insussistenza di un asserito “accordo illecito” finalizzato “all’aggiustamento giuridico di un regolamento di interessi illeciti” o “fondamentalmente cosmetico”.

Nei paragrafi precedenti sono stati descritti il mutamento di schema contrattuale di dicembre 2010, che comportò il passaggio *da* una struttura contrattuale che prevedeva uno SPA tra Eni e Malabu ed un *Resolution Agreement* multilaterale *ad* un unico accordo di allocazione e transazione, e il mutamento di schema contrattuale di marzo 2011, che comportò il passaggio *da* uno schema contrattuale unico *a* quello tripartito.

Ad avviso dei Pubblici Ministeri, entrambi questi passaggi negoziali rifletterebero un regolamento di interessi illecito o meramente cosmetico, privo di effettiva sostanza e quindi legittima ragione giuridico-negoziale:

⁴⁹⁹ Si vedano la email di Klusener del 1° aprile 2011, in RDSN 917-18; la email di Burmeister del 2 aprile 2011, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.1.b.

⁵⁰⁰ Dalle email interne di Shell emerge che la società olandese non era disponibile a stabilire un contatto diretto con Malabu; si veda sul punto la email di Klusener del 1 aprile 2011, in RDSN 917-20, che, nel commentare la proposta di Eni di includere Shell nel *Resolution Agreement* tra FGN e Malabu, ragiona in questo modo “*There are a number of flaws in this approach, including the fact that such a structure would immediately trigger M’s corporate records issue as a constraint for Snud to execute the second agreement. To get around this latest Eni twist we will now draft three agreements*”.

⁵⁰¹ Si veda la email di Casula del 7 aprile 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 230.

⁵⁰² Si vedano sul punto i *report* interno di Eni, inviati da Armanna al *team* di lavoro e poi all’Unità Anticorruzione, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233.

- il **primo schema** sarebbe un “*escamotage*” per evitare l’acquisto diretto da Malabu, “*ideato per ‘costruire’ l’operazione come una nuova assegnazione di OPL 245 da parte del governo*” e consisterebbe in un “*aggiustamento giuridico del regolamento di interessi illeciti*”⁵⁰³;
- il **secondo schema** sarebbe “*un accordo fondamentalmente ‘cosmetico’*”, resosi necessario a partire “*dalla difficoltà dei dirigenti apicali di Eni a concludere l’accordo con il pregiudicato Etete in un contesto caratterizzato da vari aspetti problematici che accentuavano la pericolosità del rapporto con l’ex ministro del petrolio*”⁵⁰⁴.

A preteso supporto di queste ipotesi, la Procura ha addotto ed accostato una serie di elementi che non hanno alcuna pertinenza al tema. Secondo la Procura, la progressiva segregazione contrattuale tra Eni (e Shell) e Malabu troverebbe causa nelle seguenti circostanze:

- le **questioni giudiziarie nigeriane**, in corso alla fine del 2010, relative alla vicenda **Bonny Island**, che potenzialmente riguardavano anche Dan Etete, Ministro del Petrolio al tempo dei fatti oggetto di indagine⁵⁰⁵;
- la diffusione in Italia di **notizie sulla indagine cd. P4**, che vide coinvolti Luigi Bisignani, come indagato, e Paolo Scaroni, come persona informata sui fatti⁵⁰⁶;
- l’**interrogazione parlamentare** del 9 marzo 2011 “*circa i rapporti di Bisignani con la RAI e con l’AISE nonché sulle sue ‘frequenzazioni sempre ai vertici del potere’ richiamando articoli di stampa di qualche giorno prima che sottolineavano che ‘la rete di relazioni’ di Bisignani ‘spazia dall’Eni alla presidenza del Consiglio*”⁵⁰⁷.

Si tratta di una ricostruzione dei fatti assurda, e completamente avulsa dalla realtà processuale.

Non può essere compito di questa difesa commentare riferimenti al signor Luigi Bisignani, che nessun rapporto, tantomeno con riferimento ad OPL 245, ha mai avuto con Roberto Casula. Resta il fatto che non si comprende come l’indagine sulla P4 e l’interrogazione parlamentare in parola possano avere interferito con la negoziazione in corso tra Eni, altra società internazionale del settore, il venditore ed uno Stato Sovrano.

Quanto alla **reputazione di Dan Etete**, che sarebbe l’asserita dissimulata causa della *sparizione* di Malabu dagli accordi, essa **non ha nulla a che vedere con lo schema del contratto**.

Sul punto, basti ricordare che **nelle settimane antecedenti alla prima modifica dello schema contrattuale**, di fronte all’ipotesi che Malabu potesse essere rappresentata da Etete, **l’Unità Anticorruzione aveva dato un parere molto chiaro: la presenza di Etete avrebbe creato al più un problema di reputazione**, ma non avrebbe costituito un motivo ostativo all’acquisizione sul piano

⁵⁰³ **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, pp. 9, 22.

⁵⁰⁴ **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, pp. 9, 22.

⁵⁰⁵ **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 24.

⁵⁰⁶ **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 29.

⁵⁰⁷ **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 29.

legale. Il riferimento, ovviamente, è alla mail di De Rosa del 17 novembre 2010, più volte citata in questo testo⁵⁰⁸.

La ragione sottesa alle modifiche dello schema contrattuale fu altra e del tutto lecita.

Si trattò della necessità, manifestata da Eni con forza e in tutte le sedi, di acquisire un titolo certo, libero da eventuali vincoli giuridici e rischi di evizione.

Sin dall'inizio delle trattative Eni aveva preteso chiarezza sulla compagine societaria della società controparte: il rischio dal quale intendeva proteggersi, evidentemente, era che coloro che nel negoziato interloquivano per conto di Malabu non avessero i poteri per farlo e non potessero, dunque, validamente impegnare la società e trasferire il titolo. Per questo Eni aveva inserito apposite clausole sospensive nelle offerte presentate a Malabu⁵⁰⁹.

La notizia del contenzioso promosso da Sani Abacha, nella seconda metà di novembre 2010, materializzò proprio il rischio che Eni aveva individuato: soggetti diversi da quelli che sino ad allora apparivano negoziare per conto di Malabu sostenevano di essere gli effettivi esponenti della società legittimati ad esprimerne la volontà negoziale.

⁵⁰⁸ Email di De Rosa del 17 novembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 195.

⁵⁰⁹ Si vedano le clausole dell'**offerta del 27 aprile 2010**, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 105.

2. Condizioni sospensive.

La stipula dello SPA e/o la Transazione sono soggette ad alcune condizioni sospensive fra cui, a titolo esemplificativo e non limitativo:

- Esito soddisfacente della due diligence eseguita da NAE come previsto al successivo Paragrafo 6;(…)

6. Due diligence.

Conto tenuto della scarsità delle informazioni rese disponibili al momento dal venditore, al fine di un'eventuale successiva presentazione di un'offerta vincolante e della sottoscrizione dello SPA, NAE richiede il previo espletamento della procedura di due diligence tramite accesso addizionale ai dati, come richiesto da NAE.

Si vedano le clausole dell'**offerta del 16 giugno 2010**, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 132

3. Completamento dell'Operazione.

Il Completamento dell'Operazione è soggetto a una serie di condizioni sospensive, ivi incluso, a titolo esemplificativo e non esaustivo, quanto segue: (...)

(c) completamento della due diligence come previsto dal successivo Articolo 8 con piena soddisfazione di NAE, a sua totale discrezione;

8. Ulteriori informazioni societarie sul Venditore.

La presente Offerta viene formulata mentre NAE è ancora in attesa di ricevere alcune informazioni già richieste relative all'assetto societario del Venditore e più specificamente: i) informazioni e documenti societari aggiornati relativi a Malabu Oil & Gas Ltd dal Registro delle Imprese nigeriano locale, e (ii) prove soddisfacenti dell'identità degli azionisti e degli amministratori di Malabu Oil & Gas (che saranno poi ulteriormente verificate da NAE). Fatti salvi gli altri termini e condizioni della presente Offerta, qualora non riceva le informazioni precedentemente indicate o qualora, a sua totale discrezione, non ritenga soddisfacente il risultato della due diligence effettuata, NAE potrebbe non poter procedere ulteriormente con l'Operazione.

Si vedano le clausole dell'**offerta del 30 ottobre 2010**, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 185.

7. Ulteriori Informazioni Aziendali del Venditore.

La presente Offerta è formulata allorché NAE è ancora in attesa di ricevere determinate informazioni già richieste con la precedente lettera di offerta datata 16 giugno 2010 (e successivamente ribadito) per quanto riguarda la struttura societaria del venditore, vale a dire. (i) informazioni aggiornate e documenti aziendali ottenuti dalla locale Nigerian Company House per quanto riguarda la Malabu Oil and Gas Ltd e (ii) una prova soddisfacente dell'identità degli azionisti e amministratori della Malabu Oil and Gas Ltd. Come indicato nella lettera summenzionata, la mancata ricezione di tali informazioni può comportare l'interruzione della Transazione da parte di NAE, così come descritto più dettagliatamente nella stessa lettera.

Il rischio in capo ad Eni era fare un acquisto ritenuto da altri *a non domino*, con conseguente rischio di evizione e di contenziosi.

Si trattava di un problema giuridico reale e rilevante.

Le modifiche dello schema negoziale trovano giustificazione proprio nella legittima necessità di gestire questo rischio, neutralizzandolo attraverso leciti strumenti giuridici.

Da qui, il primo passo della modifica di schema contrattuale: l'operazione non sarebbe più stata una compravendita, ma una transazione multilaterale, della quale era parte anche e soprattutto lo Stato Nigeriano, in cui la parte pubblica avrebbe revocato il blocco a Malabu, indennizzato tale società a fronte della revoca, e riassegnato il bene ad Eni e Shell. In questo modo la parte pubblica si faceva garante della validità del trasferimento del diritto.

La seconda e definitiva modifica dello schema contrattuale fu una naturale evoluzione della precedente: stante il permanere di incertezze sui poteri dispositivi di Malabu, la relativa posizione contrattuale fu separata da quella di Eni e Shell, affinché gli unici rapporti obbligatori intercorressero, per parte Eni e Shell, con il Governo.

Gli atti del processo confermano che le modifiche dell'originario schema contrattuale rispondevano alla descritta legittima ed effettiva necessità giuridica di evitare rischi di acquisto *a non domino*.

In data 2 e 6 dicembre 2010 Claudio Descalzi impose una battuta di arresto ai negoziati perché, alla luce del nuovo **contenzioso avviato da Sani Abacha** che metteva in discussione il potere dispositivo sul blocco degli esponenti di Malabu, era *fondamentale avere un quadro completo sulla proprietà della società Malabu*⁵¹⁰.

Eni affidò a consulenti esterni mandato di accertare, attraverso il reperimento e l'analisi di documenti ufficiali, la compagine societaria di Malabu⁵¹¹. I *report* redatti dai consulenti esterni Eni a dicembre, gennaio e marzo 2011 diedero conto di lacune documentali e di informazioni incomplete⁵¹².

Ancora in data 3 febbraio 2011, in una mail interna in cui venivano riportati i rilievi sollevati dalla NNPC alla bozza di *Resolution Agreement* in discussione a fine gennaio, l'ing. Casula riferì, tra l'altro, che *“tutto questo si aggiunge alle problematiche, ad oggi irrisolte, sul venditore (corporate documents e causa alla Federal High Court di Abuja)”*⁵¹³.

Ed ecco che nel corso della fase negoziale di febbraio 2011 Eni chiese alle parti ed ottenne che nel testo del *Resolution Agreement* in discussione fosse aggiunto un *disclaimer* che chiarisse che i termini

⁵¹⁰ Email di Descalzi del 1° dicembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 202; email di Descalzi del 6 dicembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 203.

⁵¹¹ Sul punto si veda in particolare la Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.χ.

⁵¹² Si vedano il *report* in data 16 dicembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 207; il secondo *report* in data 28 gennaio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 211; il terzo *report* allegato alla email di Ebohon del 4 marzo 2011, in Produzione PM-1 499.

⁵¹³ Si veda la email di Casula del 3 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 212.

contenuti nella bozza di accorso erano condizionate al previo e positivo esito della *due diligence* su Malabu, nonché alla risoluzione del contenzioso promosso da Mohammed Sani⁵¹⁴.

Questa condizione sospensiva fu conservata nelle bozze contrattuali sino alla tripartizione di aprile 2011⁵¹⁵, per essere poi eliminata nella versione finale (non essendo più necessaria, a fronte della segregazione delle posizioni delle parti)⁵¹⁶.

Nei mesi di febbraio e marzo 2011 Eni e Shell si confrontarono sulle attività di *due diligence* rispettivamente condotte, per cercare di ottenere maggiori informazioni l'una dall'altra⁵¹⁷.

Ancora, nel mese di marzo 2011 Eni informò Shell delle proprie valutazioni sulla importanza della questione. Il 2 marzo 2011 Descalzi scrisse infatti a Brinded⁵¹⁸:

“Vi sono quattro importanti punti in sospeso, tre dal punto di vista economico e uno in particolare rimane ancora riguardo a Malabu: (...)

4) Incertezze e mancanza di documentazione di base sulla struttura azionaria di Malabu, i loro rappresentanti legali e la storia dell'azienda;

Di conseguenza, noi dobbiamo affrontare adeguatamente i punti di cui sopra al fine di giungere a una conclusione logica per questo accordo”.

Sempre il 2 marzo 2011, su questo punto, Brinded rispose⁵¹⁹:

“Come abbiamo entrambi menzionato nelle nostre e-mail, il problema dei documenti aziendali di Malabu rimane, ma il rilascio del file da parte dell'AG è positivo e spero che siano disponibili i documenti essenziali. Ma chiaramente i nostri team devono fare la due diligence riguardo”.

Nei primi giorni di marzo si tennero inoltre le riunioni del Comitato di Direzione (2 marzo 2011) e del Consiglio di Amministrazione (10 marzo 2011) di Eni. Come già ricordato, in quella sede l'a.d. dichiarò che **non** vi erano le condizioni per finalizzare la transazione.

In questa sede interessano le ragioni a sostegno di questa posizione.

Alla riunione del Comitato di Direzione (2 marzo 2011) Descalzi fece presente che *“la situazione è impantanata per problemi fiscali e contrattuali [sorti, come si vedrà, a seguito del negoziato con NNPC]. L'AD aggiunge che vi sono delicati problemi sui poteri di firma di Malabu. Ritiene che il progetto sia da considerarsi accantonato”*⁵²⁰.

⁵¹⁴ In dettaglio il *disclaimer* così recitava: *“not legally binding not an offer or acceptance – subject to satisfactory due diligence on Malabu's corporate documents and termination/withdrawal of the claim by a presumed former Malabu shareholder or concurrence that such claim is groundless and does not represent an obstacle to the transaction envisaged by this resolution agreement”*; si vedano a tal proposito la email di Caligaris del 17 febbraio 2011, in Relazione **CT Manzonetto**, p. 129 e allegato 3.4.2.2.g, nonché la bozza di *Resolution Agreement* così come concordata all'esito delle riunioni di febbraio, in RDSN 839-ss.

⁵¹⁵ Vedi email di Burmeister del 2 aprile 2011, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.1.b.

⁵¹⁶ Si veda la versione finale del *Resolution Agreement*, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 245.

⁵¹⁷ Si vedano sul punto le email di Caligaris del 22 febbraio e del 7 marzo 2011, in RDSN 869-ss.

⁵¹⁸ Si veda la email di Descalzi del 2 marzo 2011, Nota di produzione Eni, documento n. 226.

⁵¹⁹ Si veda la email di Brinded del 2 marzo 2011, Nota di produzione Eni, documento n. 226.

⁵²⁰ Si veda il Verbale del Comitato di Direzione del 2 marzo 2011, Nota di produzione Eni, documento n. 227.

Alla riunione del Consiglio di Amministrazione (10 marzo 2011), l'a.d. riferì che *“l'ingresso al tavolo negoziale della società di Stato nigeriana NNPC, precedentemente non coinvolta, ha introdotto importanti incertezze relativamente alle condizioni di fiscalità della licenza e qualche ambiguità sul diritto di “back-in” (ingresso non oneroso nell'azionariato) da parte di NNPC/Governo, finora non previsto nel negoziato. Ad oggi, inoltre, non è ancora stato possibile completare la due diligence sulla società Malabu, finalizzata alla conferma della compagine azionaria e dei director della società necessaria anche ai fini di verificare i poteri di rappresentanza delle persone coinvolte nelle discussioni e titolate a firmare gli accordi (...). Per quanto sopra rappresentato, e anche in considerazione della prossimità delle elezioni politiche in Nigeria, si ritiene che non ci siano a oggi le condizioni per finalizzare la transazione”*⁵²¹.

La comunicazione dell'a.d. al Consiglio, di cui al verbale appena riportato, era stata peraltro previamente concordata con la funzione legale, in persona di Marco Bollini, la quale vi apportò le proprie modifiche⁵²².

La proposta di separazione contrattuale da Malabu, richiamata in alcune mail di Burmeister del 12 e del 17 marzo 2011, ampiamente enfatizzate dalla Procura, scaturiva pertanto dall'incertezza sui documenti societari di Malabu e sui rischi giuridici ad essa collegati.

Non si trattava affatto di “fare sparire” Dan Etete. Il problema non era la reputazione di Dan Etete.

Il tema era segregare contrattualmente Malabu. E questo non per ragioni reputazionali, né tantomeno di *compliance* normativa. Ma per una fondamentale ragione di diritto civile: neutralizzare un possibile rischio di acquisto *a non domino*.

In relazione alle modifiche dello schema contrattuale occorre infine soffermarsi su alcune riflessioni interne ad Eni, di cui i Pubblici Ministeri hanno offerto una lettura del tutto frammentata e distorta per sostenere che qualsiasi pagamento destinato a Malabu era non dovuto, illegittimo e che Eni fosse consapevole di tale pretesa illiceità.

I Pubblici Ministeri si sono concentrati anzitutto su alcuni passaggi, estrapolandoli dal complessivo contesto comunicativo, di uno **scambio mail interno ad Eni del novembre 2010** nel quale sono intervenuti, tra gli altri, Donatella Ranco ed Enrico Caligaris.

Sulla scorta di una chirurgica selezione di specifici passaggi delle rispettive mail, l'Accusa ha sostenuto che Eni ritenesse che Malabu non fosse titolare di alcun diritto sul blocco e che per questo si interrogasse addirittura con sarcasmo sulla formula da utilizzare nel contratto all'epoca in discussione (uno SPA tra Eni, Shell e Malabu) per indicare l'oggetto del contratto, ossia i diritti

⁵²¹ Si vedano il verbale di Cda del 10 marzo 2011, Nota di produzione Eni, documento n. 228, e prima ancora la Nota per l'amministratore delegato predisposta in vista della riunione del Comitato, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 224.

⁵²² Si veda la email di Bollini del 25 febbraio 2011, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.y.

oggetto di trasferimento da Malabu ad Eni e Shell, nonché sulla causa del pagamento da parte di Eni⁵²³.

Si riportano i due passaggi enfaticizzati dall'Accusa. Il primo è di Donatella Ranco: **“evitiamo di dover pensare a cosa sono i non meglio precisati interest che ci vengono venduti”**; il secondo, ad esso collegato, è di Enrico Caligarsi: **Il testo di RA attuale ha come presupposto che M [Malabu] non abbia una licenza [...] Il motivo del pagamento da parte di NAE sarebbe il trasferimento di un non meglio precisato interest da parte di M ...”**.

In sostanza, per l'Accusa queste comunicazioni interne dimostrerebbero che Eni avrebbe cercato di elaborare una veste giuridica all'operazione nel tentativo di legittimarla, ma sapendo che era un'operazione illecita poiché aveva ad oggetto diritti indisponibili da parte di Malabu e poiché prevedeva, quale conseguenza, un pagamento non dovuto a Malabu.

Come detto, questa prospettiva fonda su frammenti di comunicazioni del tutto de-contestualizzati e sottratti all'analisi delle effettive riflessioni giuridiche all'epoca in corso sull'ipotesi di contratto in discussione.

La catena di mail completa da cui sono stati estrapolati i due estratti si trova nella produzione documentale fatta dal Pubblico Ministero in vista dell'esame del Teste Donatella Ranco. Forse non è un caso che poi, nel corso dell'escussione, tale catena di mail **non** sia stata oggetto dell'esame dibattimentale⁵²⁴. L'analisi dell'intera catena di mail e del complessivo tenore delle varie comunicazioni dimostra infatti come le riflessioni interne ad Eni fossero del tutto legittime e riguardassero un'operazione legittima e che tale appariva ad Eni.

All'epoca (seconda metà di novembre 2010) era tra l'altro in discussione la proposta di Shell di inserire, all'interno della bozza di *Resolution Agreement* (di cui non sarebbe stata parte Eni) da affiancare allo *Share Purchase Agreement* tra Eni/Shell/Malabu, la seguente previsione alla clausola 1.3: **“and (iii) confirms that as at the date of this Resolution Agreement there is no valid Oil Prospecting License subsisting over Block 245 and that no Oil Prospecting License shall be issued in respect of Block 245 other than to Snepco and Nae in accordance with the terms of this Resolution Agreement”**⁵²⁵. Ciò si ricava proprio dalla catena mail in questione.

⁵²³ **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 23: **“ancora alla data del 22 novembre 2010, veniva redatta una bozza di Sale and Purchase Agreement tra Malabu Oil and Gas e Nigerian Agip Exploration Ltd relativa alla ‘compravendita dell’Oil Prospecting Licence 245, Offshore Nigeria’. La bozza di contratto prevedeva che la somma di \$1.092.040.000 sarebbe stata pagata ‘al Venditore per il trasferimento dell’interesse trasferito’ (shall be payable to the Seller for the transfer of the Transferred interest). Formula vaga ai limiti del ridicolo, che venne infatti commentata sarcasticamente da Donatella Ranco, responsabile Eni delle negoziazioni ‘evitiamo di dover pensare a cosa sono i non meglio precisati interest che ci vengono venduti’. E va letto anche l’intervento nella catena di mail di Enrico Caligarsi: ‘Il testo di RA attuale ha come presupposto che M [Malabu] non abbia una licenza, come ventilato ieri da shell (l’avvocato di M ha detto che M ha la licenza ma non ha convinto nessuno quindi aspettiamo di vedere hard evidence in merito). Il motivo del pagamento da parte di NAE sarebbe il trasferimento di un non meglio precisato interest da parte di M ...”**.

⁵²⁴ Produzione PM per l'udienza del 27 febbraio 2021, pp. 48-49.

⁵²⁵ Si veda la email di Ranco del 22 novembre 2010, Produzione PM per l'udienza del 27 febbraio 2021, p. 49.

Il punto, commentato poi da Ranco e Caligaris nei termini più sopra riportati e strumentalizzati dalla Procura, risulta chiaro ove si abbia cura di leggere una successiva mail di Enrico Caligaris⁵²⁶, sempre nella stessa catena di comunicazione ma del tutto pretermessa dall'Accusa.

Scrivendo infatti Caligaris “*Abbiamo incontrato M e dalla documentazione che ci hanno fatto vedere emerge che esiste un conflitto tra MoP e l'Attorney General e che M non ha una licenza bensì un award. Alla lettera del 2 luglio us nella quale come sapete il MoP confermava l'award del blocco ed ingiunge di pagare il SB entro 90giorni è seguita una lettera del 20 agosto di M al MoP nella quale M fa presente al MoP che non ha tenuto conto del pagamento di circa 2mio\$ e del termine di 12 mesi fissato nel settlement agreement per il pagamento del SB. Il MoP non ha risposto. Il 27 agosto invece l'Attorney General (che non era in copia nella lettera del 20 agosto!) scrive a MoP (M in copia!) dicendole che si è sbagliata! che M ha 12 mesi per pagare il SB e che 2mio\$ li ha già pagati quindi deve ancora la differenza. Inoltre chiede al MoP di scrivere a M per correggere la sua lettera del 2 luglio ma MoP non lo ha mai fatto*”.

Emerge quindi che le riflessioni in corso tra le parti avevano ad oggetto la distinzione tra *licence* (il documento incorporante il titolo della licenza) e *award* (l'assegnazione di diritti su una licenza): all'epoca (novembre 2010) Malabu era sì assegnataria del blocco, ma non materialmente in possesso del c.d. *title deed*, come invece nel 2001⁵²⁷. La società nigeriana era, infatti, in possesso solamente del *Settlement Agreement* del 30 novembre 2006 e di una lettera del Ministro del Petrolio del 2 luglio 2010 che confermavano “*l'award*” della licenza.

Ci si confrontava, dunque, con il fatto che Malabu cedesse non la *licenza*, ma solo **i propri diritti** sulla stessa (“*un non meglio precisato interest*”, come scrivevano Ranco e Caligaris).

Tuttavia, nessuno mai si sognò di mettere in discussione tali diritti in capo a Malabu, nemmeno in senso ironico o sarcastico: la storia di Malabu e della licenza sul blocco, per come nota a Eni nei termini già ampiamente ricostruiti⁵²⁸, non metteva in dubbio tali diritti.

A ben vedere, la stessa storia di OPL 245 dimostra che era possibile e legittimo disporre dei **diritti** su una licenza, prima ancora di avere ottenuto la licenza stessa (ossia il *title deed*): nel mese di marzo 2001 – dopo aver ottenuto la lettera di *award* (aprile 1998) e prima di ottenere la *oil prospecting licence* (luglio 2001), nonché prima che tutte le condizioni per la emissione della licenza fossero state adempiute (mancava, segnatamente, il pagamento del saldo del *Signature Bonus* che sarebbe poi stato effettuato da Shell) – Malabu firmò con Shell il *Farm-in Agreement*, con il quale cedette a tale società il 40% **dei diritti** sul blocco (“*an undivided forty percent (40%) Participating Interest in all the rights, privileges, duties and obligations in the Licence*”)⁵²⁹.

⁵²⁶ Si veda la email di Ranco del 22 novembre 2010, Produzione PM per l'udienza del 27 febbraio 20219, p. 49.

⁵²⁷ Si veda sul punto la OPL 245 emessa dal FGN in data 15 maggio 2001, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 5.

⁵²⁸ Si veda *supra*, para 1.3.

⁵²⁹ Si vedano le premesse (p. 3) e la clausola 3 (p. 6) del *Farm-in Agreement* del 30 marzo 2001, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 6.

Allo stesso modo, nel mese di aprile 2011, Malabu rinunciò **ai propri diritti** sul blocco in favore di Eni e Shell, prima ancora che il Governo emettesse la nuova licenza (datata, come è noto, 11 maggio 2011)⁵³⁰.

Ancora una volta, dunque, nessuna criticità o anomalia, nessun commento sarcastico, ma solo una fisiologica riflessione di diritto relativa a profili del negoziato tanto essenziali quanto leciti: la causa e l'oggetto del contratto, vale a dire la **cessione dei diritti sul blocco** da parte di chi ne appariva legittimo titolare e a fronte del pagamento di un corrispettivo.

I Pubblici Ministeri si sono poi concentrati su un passaggio di altra mail di Donatella Ranco, del 17 gennaio 2011, in cui scriveva: “**Se 208 è l'unico bonus per la riallocazione (clausola 2) cosa è il nostro pagamento? Noi non siamo coinvolti in controversie tra M, FGN e S, dunque non può essere un ammontare dovuto per chiudere cause nelle quali noi non siamo parte**”⁵³¹.

Da qui, l'Accusa ha sostenuto che Eni ritenesse che il proprio pagamento fosse privo di causa, non dovuto, illecito.

Di nuovo, l'Accusa “gioca” sulla de-contestualizzazione delle comunicazioni. La comunicazione di Ranco deve anzitutto essere collocata nel contesto temporale e negoziale in cui fu scritta.

Essa è del 17 gennaio 2011, quando Eni e Shell, dopo la proposta dell'Attorney General di impostare l'operazione con **un unico accordo multilaterale**, si stavano occupando della stesura della prima bozza di tale accordo, denominato *Resolution Agreement*.

Veniva quindi meno l'ipotesi di uno schema contrattuale in cui Eni e Malabu erano controparti esclusive (come originariamente previsto ai sensi del contratto SPA) ed il soggetto giuridico titolare di diritti e obblighi nei confronti di Eni e Shell diventava, in luogo di Malabu, il Governo nigeriano. Sarebbe stato il FGN a (ri)assegnare i diritti sul blocco e a ricevere la relativa *consideration*.

Si trattava di una modifica dello schema contrattuale, delle cui legittime ragioni si è già detto, di non poco conto.

Alla luce di questo, Eni correttamente rifletteva **sulla qualificazione giuridica (sulla causa) della somma avrebbe dovuto pagare al FGN** al netto del *Signature Bonus*⁵³², dal momento che essa non poteva più qualificarsi come prezzo, essendo venuta meno l'ipotesi di compravendita diretta da

⁵³⁰ Si veda sul punto la OPL 245 emessa dal FGN in data 11 maggio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 252.

⁵³¹ **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 220: “*La clausola 3 [del Resolution Agreement finale, ndr] prevedeva il pagamento da parte delle società petrolifere al governo della somma di \$1.092.040.000 affinché quest'ultimo, secondo la sofferta stesura finale del Resolution Agreement (cfr. supra 2.14 – La sparizione di Etete) ‘componga tutte le esistenti pretese e/o questioni sul blocco 245’, cioè in altre parole trasferisca il denaro ad Etete. Oltre che giugulatoria, la clausola sul diritto di subentro fa riferimento al pagamento di una quota parte di una somma - \$1.092.040.000 - cui mai si riuscì a dare una veste giuridicamente accettabile.*

Ne fa fede l'interrogativo, alquanto retorico, contenuto in una mail scritta in inglese il 17.1. 2011 da Donatella Ranco a Casula, Bollini, Armanna, Zappalà [Allegato 185]: ‘Se 208 è l'unico bonus per la riallocazione (clausola 2) cosa è il nostro pagamento? Noi non siamo coinvolti in controversie tra M, FGN e S, dunque non può essere un ammontare dovuto per chiudere cause nelle quali noi non siamo parte’. Significativa la risposta, in italiano, di Casula qualche minuto dopo: E quali sono le soluzioni?’

⁵³² Si vedano in proposito la email di Ranco dell'11 gennaio 2011, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.b; la email di Casula del'11 gennaio 2011, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.w.

Malabu, e non poteva essere corrisposta a mero titolo transattivo dei contenziosi pendenti, atteso che Eni non era parte di alcun contenzioso.

L'interrogativo di Donatella Ranco andava a commentare una bozza di *Resolution Agreement* circolata poco prima da parte di Shell, la quale stabiliva (i.) alla clausola 2, il pagamento del **Signature Bonus** quale **unico corrispettivo da pagare al Governo** a fronte della allocazione della licenza⁵³³, e al contempo (ii.) alle clausole 3 e 4, un ulteriore pagamento destinato al FGN a carico di NAE, genericamente denominato *additional bonus*, **senza alcuna ulteriore qualificazione**⁵³⁴.

Quello della Ranco era pertanto un rilievo ad una mera bozza contrattuale di provenienza Shell.

Come è noto, anche Eni in quei giorni predispose al proprio interno alcune bozze di *Resolution Agreement*⁵³⁵. Sul tema della qualificazione del pagamento da Eni al FGN, la società italiana – in modo più chiaro di quanto fatto da Shell – si orientò nel senso che la somma da corrispondere al FGN fosse un **costo di riallocazione della licenza**, ulteriore rispetto al *Signature Bonus* (si veda, segnatamente, la clausola 1.5 citata di seguito).

Non appare superfluo indicare le clausole, relative ai pagamenti, contenute nella bozza di *Resolution Agreement* predisposta da Eni⁵³⁶:

1.1. FGN agrees to pay to MALABU, pursuant to Clause ..., the sum of ... (...) in full and final settlement of all claims, interests or rights relating to or in connection with Block 245.

1.5. In consideration of the reallocation of Block 245 to SNEPCO and NAE, the issuance of the Oil Prospecting license in respect of Block 245 jointly in the name of SNEPCO and NAE and the full and final settlement by all parties of any and all claims relating to Block 245, (i) SNUD shall, on behalf of SNEPCO and NAE, pay to the FGN the Signature Bonus and (ii) NAE shall, on behalf of NAE and SNEPCO, pay to FGN a sum equal to [...], all in accordance with Clause 2 below.

2(ii) FGN, MALABU, SNEPCO SNEPCO and NAE shall enter into an escrow agreement (“Escrow Agreement no. 2”), substantially in the form attached to this Resolution Agreement as Schedule 3, with a bank of international standing acceptable to such Parties. Within 5 days from Execution Date, NAE shall, on behalf of both NAE and SNEPCO, wire transfer to the account opened in accordance with the Escrow Agreement no. 2 the amount of ... (...) to the benefit of FGN pursuant to Clause 1.5 above and for the purposes of clause 1.1.

⁵³³ La bozza di clausola 2, stabiliva fra l'altro che “(...) *the parties acknowledge and agree that the payment of the Signature Bonus made pursuant to this Clause 2 represents the full payment of the Signature Bonus for the acquisition by Snepco e Nae of all rights over Block 245 and that no other payments are or will be due by any of Snud, Snepco and Nae to FGN in this respect* (...)”, cfr. la bozza di *Resolution Agreement* predisposta da Shell e allegata alla email di Klusener del 26 dicembre 2010, in RDSN 787-ss.

⁵³⁴ Si vedano in proposito le clausole 3 e 4 della bozza di *Resolution Agreement* predisposta da Shell e allegata alla email di Klusener del 26 dicembre 2010, in RDSN 787-ss.

⁵³⁵ Si vedano le bozze allegata alle email di Caligaris e Bollini del 18 e 25 gennaio 2011, in Relazione **CT Manzonetto**, allegati 3.4.2.2.c, 3.4.2.2.d, 3.4.2.2.e, 3.4.2.2.f.

⁵³⁶ Ci si riferisce alla bozza di *Resolution Agreement* allegata alle email di Caligaris e Bollini del 18 e 25 gennaio 2011, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.f.

Quest'ultimo testo – non quello di Shell – fu poi sottoposto al tavolo negoziale con l'Attorney General⁵³⁷.

Come si vede, vi fu effettivamente un dibattito sulla *qualificazione giuridica* del pagamento, ma ciò fu dovuto esclusivamente al fatto che erano nel frattempo mutati lo schema contrattuale e la controparte (da una compravendita con Malabu, ad una riallocazione da parte del Governo).

E alla fine il pagamento dovuto da parte di Eni e Shell fu qualificato come somma da corrispondere a FGN che l'avrebbe destinata a Malabu a fronte della rinuncia di quest'ultima ai propri diritti sul blocco. In definitiva, un **costo di allocazione con vincolo di destinazione**.

Non era in discussione né il destinatario ultimo della somma (Malabu) né il fatto che questo avesse diritto a riceverla, né la liceità del pagamento.

È poi noto che nella versione finale del *Resolution Agreement*, alla clausola 1.3, fu previsto che la somma a carico di Eni sarebbe stata pagata al FGN “*for the purposes of FGN settling all and any existing claims and/or issues over Block 245*”, senza un esplicito riferimento al fatto che il beneficiario finale del denaro sarebbe stata Malabu⁵³⁸.

Su questo l'Accusa ha ulteriormente elucubrato, sostenendo che Eni intendesse “camuffare” e quindi nascondere il pagamento a Malabu⁵³⁹.

Ancora una volta, si tratta di una mera suggestione dell'Accusa.

Ciò che accadde è invece che poiché Malabu, secondo lo schema contrattuale definito a partire da fine marzo 2011, non era più parte del *Resolution Agreement* finale di cui era parte Eni, nel testo di tale contratto furono eliminati i riferimenti alle obbligazioni a beneficio o a carico di Malabu.

Come aveva suggerito Donatella Ranco già a gennaio 2011, se la veste giuridica della somma fosse stata quella di una somma destinata al FGN per ottenere la licenza, ulteriore rispetto al *Signature Bonus* – come poi effettivamente fu – “*allora non dovrebbe esserci riferimento al fatto che poi FGN paga a Malabu*”, elemento che non atteneva alla specifica causa del contratto tra FGN ed Eni⁵⁴⁰.

Anche tale elemento, dunque, trova una spiegazione lecita nella evoluzione della forma del contratto e nelle modifiche alle singole clausole che tale evoluzione rese necessarie.

2.19. Il negoziato con la società di stato NNPC e con il DPR.

⁵³⁷ Si veda il testo della bozza allegata alla email di Olafimihan del 28 febbraio 2011 in Produzione PM-1 1416-ss.

⁵³⁸ Si veda la clausola 1.3 del *Resolution Agreement* del 29 aprile 2011, in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 245.

⁵³⁹ **Repliche PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 3 febbraio 2021, p. 20; la medesima posizione è riportata nella **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 32. “*ci sono due ulteriori passaggi di questo camuffamento, e il primo passaggio è il primo settlement agreement dopo il 15 dicembre 2010, cioè quando si comincia a elaborare la soluzione alternativa, allora i soldi saranno presi dal Governo, e c'è scritto che FGN farà quanto necessario perché il deposito venga rilasciato a Malabu. Quindi qui ancora c'è scritto. Alla fine, la formula finale, 'NAE per conto di NAE e SNEPCo pagheranno FGN quella somma affinché FGN componga tutte le esistenti pretese o questioni sul blocco 245'. Nell'ultima versione di pagamenti a Malabu non ce n'è traccia, cioè ciò che veramente è accaduto non compare nell'FGN resolution agreement*”.

⁵⁴⁰ Email di Ranco dell'11 gennaio 2011, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.b.

Secondo l'Accusa (e così la Parte Civile) nel negoziato su OPL 245 Eni (e Shell) avrebbe imposto all'Amministrazione nigeriana le proprie pretese contrattuali, piegando all'interesse privatistico quello di natura pubblica del Paese Nigeria.

In questo quadro, le obiezioni sollevate da NNPC e DPR sarebbero state accantonate, superate o comunque cosmeticamente negoziate, il tutto conservando l'interesse delle società private e a discapito di quello della parte pubblica.

L'Attorney General Adoke Bello, in questa prospettiva, si sarebbe *adoperato per ridimensionare i problemi sollevati da NNPC e DPR*⁵⁴¹ e per *accogliere le richieste di Eni e Shell stemperando le obiezioni di NNPC e DPR*⁵⁴².

Dagli atti del processo, però, non emerge alcun adoperarsi dell'Attorney General per soddisfare le aspettative di Eni (e Shell), né alcun indebito condizionamento dell'attività di NNPC e del DPR a questo riguardo.

Occorre pertanto soffermarsi sugli incontri che, tra febbraio ed aprile 2011, si tennero tra rappresentanti del Governo, NNPC, DPR e le società Eni e Shell.

Come già era stato ventilato agli incontri di novembre 2010⁵⁴³, per la stipula definitiva del *Resolution Agreement* erano necessarie l'approvazione e la firma di altre autorità nigeriane, fra cui quelle competenti in tema di diritto e fiscalità petroliferi, cioè il Ministero del Petrolio con il proprio ufficio tecnico (DPR) e la NNPC.

Questa fu la ragione per cui, come riferito dai testi Caligaris e Vicini, alla fine di gennaio 2011, quando le parti private, sotto la supervisione dell'Attorney General, concordarono una bozza comune di *Resolution Agreement*, questa fu consegnata all'Attorney General perché la portasse alla conoscenza di tali enti al fine di raccoglierne il benessere⁵⁴⁴.

Tale circostanza è fra l'altro suffragata dalla lettera del 9 febbraio 2011 inviata dall'ufficio dell'Attorney General, in persona di Jedy Agba, al DPR alla quale fu allegata la bozza del *Resolution Agreement* e con la quale si chiese di far pervenire eventuali commenti⁵⁴⁵.

Sulla base delle risultanze testimoniali appena citate, deve ritenersi che una lettera simile – pur non essendo stata acquisita in atti, il che non sorprende, trattandosi di atto interno all'amministrazione nigeriana – unitamente alla bozza del contratto, sia stata inviata in quei giorni anche alla NNPC.

⁵⁴¹ **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 63.

⁵⁴² **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 76.

⁵⁴³ Si veda sul punto la descrizione dell'oggetto dell'incontro del 18 novembre 2010, ricostruito nella email di Casula del 25 novembre 2010, PM-3 319-320.

⁵⁴⁴ Si vedano sul punto le dichiarazioni del teste **Enrico Caligaris** trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 36: "*L'operazione si è svolta, come dicevo, in un negoziato tra noi, la Shell e la Malabu, e un certo punto quando i documenti erano vicini alla finalizzazione sono stati dati all'Attorney General, il quale doveva portarli alla conoscenza affinché ci fosse il benessere anche degli altri Ministeri, che dovevano poi sottoscrivere il documento. Tra le controparti avevamo previsto che ci fosse anche la Nigerian National Petroleum Corporation, cioè la NNPC*"; le dichiarazioni del teste **Giorgio Vicini**, trascrizioni ud. 20 novembre 2019, p. 32: "*Il 24 febbraio i temi erano le osservazioni che NNPC aveva fatto all'accordo, che capii, l'Attorney General aveva fornito all'NNPC per commenti*".

⁵⁴⁵ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 215.

Ciò peraltro risulterebbe coerente con l'ulteriore lettera, questa sì acquisita in atti, inviata alla NNPC in data 22 febbraio 2011 con la quale l'ufficio dell'Attorney General, in persona del prof. Bem Angwe, *(i.)* aggiornò la società di stato in merito alle negoziazioni in corso per la firma del *Resolution Agreement*, *(ii.)* comunicò di aver costituito un *legal team* per addivenire ad un accordo accettabile per tutte le parti, *(iii.)* informò che a partire dal 24 febbraio 2011 avrebbero avuto luogo riunioni alla presenza di tutte le parti, *(iv.)* sollecitò la società di stato, in quanto parte coinvolta nel negoziato, a partecipare a tali incontri inviando il proprio *Corporate Secretary*, il proprio *Corporate Legal Adviser*, nonché nominando un tecnico esperto⁵⁴⁶.

Merita, dunque, **partire da una constatazione** in merito all'iniziativa dalla quale presero il via questi incontri: **fu proprio l'Attorney General ad istituire tavoli tecnici con i due enti per raccogliere il loro parere sulle bozze di accordo in discussione.**

Quale senso avrebbe avuto una simile iniziativa se davvero, come pretendono Accusa e Parte Civile, l'Attorney General fosse stato corrotto? Per quale motivo un Attorney General corrotto, esponente di un'Amministrazione Pubblica che si assume tutta corrotta, tacitata o tacitabile e che già aveva concluso un accordo sulla tangente (15 novembre 2010), avrebbe dovuto esporre tale accordo illecito al rischio di non poter essere eseguito e, ciò che più conta, al rischio di essere portato ad emersione, attraverso la relativa sottoposizione all'esame e ai commenti di altri due rami della Pubblica Amministrazione?

Sul punto va altresì richiamata la posizione manifestata ad Eni dall'Attorney General agli incontri di febbraio 2011, riportata internamente dall'ing. Casula: *“senza l'endorsement di NNPC, o comunque un accordo con loro sui termini del Resolution Agreement, è pronto a disimpegnarsi dalla negoziazione ed il blocco verrebbe rimesso in gara”*⁵⁴⁷.

La realtà è che il negoziato su OPL 245 in discussione era del tutto lecito e non dissimulava alcuna promessa di tangenti.

Di seguito si ripercorrono i negoziati svolti con i due enti di stato. In ogni caso, per un maggiore e più efficace apprezzamento di questi fatti, la scrivente difesa ha predisposto una **tabella di confronto tra i rilievi** sollevati dalla NNPC e dal DPR e **le versioni** del *Resolution Agreement* di gennaio, febbraio e aprile 2011. Essa è acclusa alla presente memoria **sub allegato 1**.

La ricostruzione e le considerazioni che seguono, dunque, possono essere confrontate con la suddetta tabella.

La partecipazione al negoziato di NNPC

⁵⁴⁶ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 219.

⁵⁴⁷ Si veda sul punto la email di Casula del 3 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 212.

In data 3 febbraio 2011 Eni e Shell furono convocate dall'Attorney General per un incontro. In rappresentanza di Eni parteciparono Roberto Casula e il *legal counsel* di NAE Ellis Ebohon⁵⁴⁸.

L'Attorney General informò le due *oil companies* che la società petrolifera di stato (NNPC) aveva formulato una serie di **commenti critici** ed espresso **parere negativo** sulla firma dell'accordo da parte del FGN.

Come risulta da una mail email di Casula di quello stesso giorno, nel corso della riunione Adoke Bello, dopo aver illustrato i commenti di NNPC, manifestò la posizione del Governo sul negoziato: senza un accordo tra le parti private e la NNPC, il FGN si sarebbe disimpegnato dalla trattativa e avrebbe messo il blocco a gara⁵⁴⁹.

Secondo quanto concordato in tale riunione, nei giorni successivi Eni e Shell avrebbero analizzato i rilievi di NNPC e fornito riscontro su ciascun punto, cercando per quanto possibile di armonizzare la propria posizione a quella espressa da NNPC e quindi di eliminare i punti di contrasto⁵⁵⁰.

Per conseguenza, nel mese di febbraio 2011 Eni e Shell incontrarono più volte l'Attorney General e i rappresentanti della NNPC per discutere i punti controversi e per elaborare una bozza di *Resolution Agreement* che incontrasse il parere favorevole anche della società petrolifera di stato⁵⁵¹.

In particolare, dopo il primo incontro del **3 febbraio** si tenevano quattro ulteriori incontri⁵⁵²:

- **11 febbraio 2011**, cui presero parte l'Attorney General, Eni (in persona di Armana ed Ebohon), Shell, Malabu;
- **22 febbraio 2011**, cui presero parte alcuni membri dell'ufficio dell'Attorney General, Eni (in persona di Armana), Shell, Malabu;

⁵⁴⁸ Sull'incontro del 3 febbraio 2011 si vedano il *report* interno ad Eni dell'incontro, condiviso anche con l'Unità Anticorruzione, in Produzione PM-1 1445-1446; la email di Casula del 3 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 212; la email di Ebohon del 3 febbraio 2011, in Produzione PM-1 1392; l'email di Olafimihan del 3 febbraio 2011, in Produzione PM-1 1392-1393.

⁵⁴⁹ Su questo specifico punto si vedano gli atti appena citati, in particolare la email di Casula del 3 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 212; nonché l'esame del teste **Giorgio Vicini**, trascrizioni ud. 20 novembre 2019, p. 35.

⁵⁵⁰ La lettera di NNPC contenente i predetti rilievi non fu materialmente consegnata a Eni e Shell, rimanendo una sorta di atto interno all'amministrazione nigeriana; essa non è nemmeno stata acquisita agli atti del presente processo. Tuttavia, all'esito dell'incontro Shell predispose un *memorandum* della riunione contenente una sintesi dei rilievi formulati da NNPC, che fu fatto circolare fra le competenti funzioni delle due *oil companies* e costituì la base di discussione di questa nuova fase del negoziato. Dal canto suo Eni redasse un verbale della riunione ad uso interno, **condiviso con l'Unità Anticorruzione**. Inoltre, Roberto Casula e Ellis Ebohon informavano del contenuto dell'incontro Claudio Descalzi, il *team* di lavoro e l'ufficio legale e Descalzi informava Paolo Scaroni.

Si vedano in merito (*i.*) l'email di Olafimihan del 3 febbraio 2011 e l'allegata tabella in Produzione PM-1 1392-1393; (*ii.*) il *report* interno Eni condiviso con l'ACLSU, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233; (*iii.*) la email di Casula del 3 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 212; (*iv.*) la email di Ebohon del 3 febbraio 2011 e l'allegata tabella, in Produzione PM-1 1392; (*v.*) la email di Descalzi del 4 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 213. Si veda sul punto anche l'esame del teste **Giorgio Vicini**, trascrizioni ud. 20 novembre 2019, pp. 32-33.

⁵⁵¹ Si vedano sul punto i verbali interni di Eni predisposti con riguardo a ciascun incontro e poi condivisi con l'ACLSU, in PM-1 1445-ss.

⁵⁵² Si vedano i *report* interni di Eni, inviati da Armana al *team* di lavoro e poi all'Unità Anticorruzione, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233; la email di Armana del 23 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 220; la email di Robinson del 22 febbraio 2011, in RDSN 828-829.

- **24 febbraio 2011**, cui presero parte l'Attorney General, NNPC, Eni (in persona di Armana, Vicini ed Ebohon), Shell, Malabu;
- **28 febbraio 2011**, cui presero parte l'Attorney General, NNPC, Eni (in persona di Vicini ed Ebohon), Shell, Malabu.

Roberto Casula partecipò al solo incontro del 3 febbraio 2011. Quanto ai restanti incontri, ne fu informato⁵⁵³ – così come tutti i componenti del *team* di lavoro – dai soggetti che vi avevano preso parte, e riferì a Claudio Descalzi⁵⁵⁴.

Accanto agli incontri con l'Attorney General e NNPC, Eni e Shell tennero tra loro contatti per definire le modifiche al testo contrattuale⁵⁵⁵.

Nel prosieguo verranno ricostruiti i rilievi sollevati dalla società petrolifera di stato, il negoziato su tali rilievi e le soluzioni raggiunte. Ciò, a partire dagli appunti interni di Eni e Shell e mettendo a confronto la bozza di *Resolution Agreement* precedente agli incontri di febbraio (bozza di fine gennaio 2011)⁵⁵⁶ con quella successiva⁵⁵⁷.

- Clausola di *back-in rights*.

Nella bozza di *Resolution Agreement* era prevista la riallocazione della licenza secondo lo schema del *Sole Risk*, che prevede che la titolarità della licenza sia in capo all'assegnatario, senza alcuna partecipazione dello Stato nigeriano.

Era inoltre prevista la rinuncia espressa da parte del FGN all'esercizio del diritto di riacquisto di una quota di titolarità della licenza (cd. diritto di *back-in*)⁵⁵⁸.

La rinuncia al diritto di *back-in* fu considerata dalla NNPC contraria alla *policy* del Governo nel settore petrolifero e non conforme agli interessi dello Stato, poiché avrebbe impedito al FGN l'ottenimento di ricavi significativi in termini di *profit oil*, specie a fronte – come previsto sempre nella bozza – dell'assenza di *royalties* sulla produzione (assenza di *royalties* che derivava dalla collocazione *deepwater* del blocco e dal correlato regime fiscale – si veda sul punto l'art. 5 DIBPSA)⁵⁵⁹.

⁵⁵³ Si vedano le email di aggiornamento del mese di febbraio, nelle quali Roberto Casula è in copia, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 223.

⁵⁵⁴ Si vedano in particolare le email di Casula del 3-9-11 febbraio, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 212, 214, 217.

⁵⁵⁵ Si vedano in particolare le email Eni-Shell in Produzione PM-1 1392-ss.; le email Eni-Shell in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 223.

⁵⁵⁶ Tale bozza si trova in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.f.

⁵⁵⁷ Tale bozza si trova allegata alla email di Olafimihan del 28 febbraio 2011 in Produzione PM-1 1416.

⁵⁵⁸ Si veda la bozza di *Resolution Agreement* del 25 gennaio 2011, premessa 12 e clausole 1.4-1.8 e 12, **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.f.

⁵⁵⁹ Si veda la bozza di *Resolution Agreement* del 25 gennaio 2011, clausola 6, **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.f.

NNPC considerò questo diritto irrinunciabile. In subordine, laddove vi si avesse rinunciato, chiese di strutturare l'accordo secondo lo schema di un *Production Sharing Contract*, che avrebbe previsto la titolarità della licenza al 100% in capo allo Stato.

Eni svolse a propria volta un'analisi di questi aspetti in punto di diritto nigeriano, con l'ausilio dell'ufficio legale delle proprie controllate nigeriane, e concluse che il FGN potesse legittimamente assegnare la licenza OPL 245 secondo lo schema cd. *sole risk*, rinunciando al diritto di *back-in*⁵⁶⁰.

In particolare, le funzioni legali di Eni in Nigeria avevano, fra l'altro, evidenziato quanto segue⁵⁶¹.

“L'assegnazione di un OPL sulla base della rinuncia ai back-in rights non è incompatibile con la legislazione vigente in quanto:

- (a) Secondo il Petroleum Act (Sezione 35 del Primo Allegato), il Ministro del Petrolio è libero di imporre su un OPL o un OML la condizione che richiede la partecipazione del Governo nigeriano all'iniziativa, tuttavia non si tratta di un requisito obbligatorio.*
- (b) Secondo la Sezione 2(1) dei Regolamenti sull'Assegnazione dei Blocchi in Acque Profonde (Back-in Rights) 2003 (“Regolamenti del 2003”), i back-in rights si applicano solo a un OPL nel quale l'assegnazione di un blocco in acque profonde include la riserva, a favore del Governo Federale della Nigeria, di un diritto di ottenere una partecipazione in un OML derivato da un OPL. Pertanto, per quanto riguarda l'OPL e un OML primario che derivi dallo stesso, il Governo nigeriano è libero di rinunciare alla previsione di un back-in right”.*

Sul punto va inoltre ricordato che OPL 245, secondo quanto previsto dall'allocatione del blocco a Malabu ai sensi del *settlement agreement* 2006, ossia dal provvedimento di allocatione più recente che aveva interessato la licenza in esame disciplinandone il regime giuridico, era una licenza di tipo *sole risk* e in relazione ad essa il FGN aveva espressamente rinunciato al diritto di *back-in*⁵⁶².

Su queste basi, Eni riteneva del tutto legittima una riassegnazione di OPL 245 – nello specifico, a sé e a Shell – secondo i termini in cui la licenza era stata da ultimo assegnata⁵⁶³.

Ed è proprio e solo in questa prospettiva che Eni aveva svolto la valutazione economica del blocco⁵⁶⁴.

⁵⁶⁰ Si rimanda al documento interno di Eni di analisi dei commenti della NNPC, allegato alla email di Caligaris del 10 febbraio 2011, in Produzione PM per esame Caligaris e Ranco, ud. 27 febbraio 2019, pp. 93 e 96-100. Si ricorda anche che nel corso di quella udienza la difesa Eni ha prodotto una traduzione in Italiano di tale documento.

⁵⁶¹ Si veda il documento interno di Eni di analisi dei commenti della NNPC, allegato alla email di Caligaris del 10 febbraio 2011, in Produzione PM per esame Caligaris e Ranco, ud. 27 febbraio 2019, pp. 96-97, così come tradotti dalla difesa Eni.

⁵⁶² *Settlement Agreement* del 30 novembre 2006, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 27, e dalla lettera del Ministro del Petrolio dell'11 aprile 2007, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 39; sul punto si veda anche la Relazione **CT Oditah**, para 104-ss.

⁵⁶³ Ciò è emerso nel corso dell'esame del teste **Giorgio Vicini**, trascrizioni ud. 20 novembre 2019, p. 33.

⁵⁶⁴ La valutazione economica del blocco, riflessa nelle offerte a Malabu del 2010 e rimasta pressoché invariata lungo tutto il negoziato, era stata svolta a partire da un ipotizzato quadro contrattuale che prevedeva l'assenza dell'esercizio da parte della NNPC del diritto di *back-in*. Si vedano a tal proposito le tre offerte di aprile, giugno e ottobre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 105, 132, 185, nonché l'esame dei testi **Paolo Ceddia**, trascrizioni ud. 25 settembre 2019, p. 11, e **Guido Zappalà** trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 75.

All'incontro dell'11 febbraio, tenutosi presso l'ufficio dell'Attorney General in assenza di esponenti della NNPC, **la posizione sul punto di Adoke Bello fu di netta contrarietà ad una rinuncia espressa del diritto di *back-in***⁵⁶⁵.

Questa posizione di contrarietà fu poi ribadita da NNPC all'incontro del 24 febbraio, cui la società di stato prese parte⁵⁶⁶. Anche in quella occasione Eni e Shell mantennero la propria posizione: il Governo poteva rinunciare al diritto, come aveva già fatto in passato.

Visto il contrasto tra le parti, al successivo incontro del 28 febbraio⁵⁶⁷ Eni e Shell elaborarono un nuovo e diverso testo della clausola sul diritto di *back-in*, che prevedeva non più la rinuncia espressa a tale diritto da parte del FGN, bensì la inapplicabilità al blocco OPL 245 del Regolamento sui *back-in rights* del 2003, che stabiliva i casi e modi di esercizio da parte del FGN di tali diritti⁵⁶⁸.

Sul punto, **a questi incontri di febbraio non fu trovato un accordo**, perché Eni si riservò di confermare nei giorni successivi il proprio assenso sull'esatta formulazione della clausola⁵⁶⁹. E nei giorni successivi, la società italiana ritenne che il testo della clausola fosse troppo ambiguo⁵⁷⁰.

In effetti, la mera previsione della inapplicabilità del Regolamento sui *back-in rights* del 2003, in luogo della rinuncia espressa a tali diritti da parte del FGN, non avrebbe di per sé escluso un successivo esercizio degli stessi da parte del Governo. Infatti, come spiegato dalla Consulente Segun⁵⁷¹, il diritto di *back-in* in capo al FGN è previsto dalla legge (art. 35, Allegato 1, Petroleum Act), e avrebbe pertanto potuto essere esercitato a prescindere dalla applicabilità o meno del Regolamento del 2003.

Le parti, dunque, non trovarono l'accordo sul testo definitivo della clausola, che rimase in bozza e, come vedremo, fu resa definitiva solo ad aprile 2011, nell'ambito del negoziato con il DPR.

⁵⁶⁵ Su questo incontro si vedano il *report* interno ad Eni, inviati da Armanna al *team* di lavoro e poi all'Unità Anticorruzione, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233; la email di Casula dell'11 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 217; la email di Olafimihan dell'11 febbraio 2011, in PM-1 1403; la email di Descalzi del 12 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 218.

⁵⁶⁶ Su questo incontro si vedano i *report* interni ad Eni, inviati da Armanna al *team* di lavoro e poi all'Unità Anticorruzione, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233; la email di Olafimihan del 24 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 223.

⁵⁶⁷ Sul contenuto di questo incontro si vedano la email di Olafimihan del 28 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 223; il *report* interno di Eni, inviato da Armanna al *team* di lavoro e poi all'Unità Anticorruzione, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233.

⁵⁶⁸ Si veda la clausola 13 del *Resolution Agreement*, così come redatta all'esito dell'incontro del 28 febbraio 2011, in Produzione PM-1 1416 e 1426-ss.

⁵⁶⁹ Ciò emerge dai seguenti atti: (i.) la email di Olafimihan del 28 febbraio 2011 in Produzione PM-1 1416; (ii.) il *report* interno di Eni, inviato da Armanna al *team* di lavoro e poi all'Unità Anticorruzione, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233, nel quale si dice che “*following confirmation of acceptance by NAE of the amendment to cl. 13 (...) clean and marked up copies will be delivered to the Government parties tomorrow*”; (iii.) la email di Robinson del 2 marzo 2011, in RDSN 861-862. Sul punto si veda anche l'esame del teste **Giorgio Vicini**, trascrizioni ud. 20 novembre 2019, pp. 76-77.

⁵⁷⁰ Si veda la email di Descalzi del 2 marzo 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 226; Si veda anche la email di Vicini del 1° marzo 2011, il cui testo è riportato nella cronologia finale interna ad Eni, che si trova in Produzione PM-1 1697-98

⁵⁷¹ **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 1, para 34, Parte 3, para 149, 151, 158.

- Deducibilità fiscale e validazione dei *past cost* di Shell.

La bozza di *Resolution Agreement* prevedeva che SNEPCO (controllata di Shell che avrebbe acquisito la licenza) avrebbe rimborsato a SNUD (controllata di Shell precedentemente titolare della licenza) i costi sostenuti da quest'ultima per le attività di esplorazione condotta in passato e che tali costi sarebbero stati computati nel calcolo della Petroleum Profit Tax (PPT)⁵⁷².

Da tale previsione, NNPC intese che questo costo sarebbe stato recuperabile da parte di SNEPCO attraverso la messa in produzione dal blocco. Pertanto, la società di stato chiese che fosse inserita una clausola che prevedesse, in caso di esercizio da parte del FGN dell'opzione di *back-in*, il proprio diritto di validare tale recupero nonché il computo di tali costi ai fini del calcolo della PPT⁵⁷³.

All'incontro dell'11 febbraio l'Attorney General fece valere questa posizione: il *Resolution Agreement* avrebbe dovuto prevedere che il recupero – tramite la produzione del blocco – dei *past cost* fosse soggetto a validazione di NNPC⁵⁷⁴.

Le parti private presero atto di questa posizione e nella bozza di *Resolution Agreement* di fine febbraio la modifica fu inserita⁵⁷⁵.

Nella versione finale la modifica non fu mantenuta, in quanto apparsa ridondante.

La stessa clausola, infatti, assumeva che i *past cost* fossero stati sostenuti allo scopo di condurre operazioni petrolifere nel Blocco 245 e che fossero, come tali, trattati ai sensi delle leggi elencate nel Primo Allegato al *Federal Inland Revenue (Establishment) Act 2007*.

Fra le leggi elencate nel Primo Allegato al *Federal Inland Revenue (Establishment) Act 2007* compare il *Petroleum Profit Tax Act* (PPTA), il quale prevede il diritto/dovere di *assessment* in materia fiscale da parte del *Federal Board of Inland Revenue* (FBIR), anche in tema di deduzioni fiscali⁵⁷⁶.

In sintesi, il diritto in capo al FGN alla validazione dei *past cost* di Shell apparve garantito dal richiamo nella clausola al PPTA, che conferì al FBIR i poteri di audit in materia fiscale.

- Clausola di stabilizzazione del regime fiscale.

Per quanto riguarda il regime fiscale applicabile al blocco, la bozza di *Resolution Agreement* prevedeva che nel caso in futuro fossero state approvate dal FGN modifiche di legge o regolamento

⁵⁷² Si veda la bozza di *Resolution Agreement* del 25 gennaio 2011, premessa 13 e clausole 1.3 e 8, **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.f.

⁵⁷³ Si vedano la email di Ebohon del 3 febbraio 2011 e l'allegata tabella, in Produzione PM-1 1392.

⁵⁷⁴ Si vedano il *report* interno ad Eni, inviati da Armanna al *team* di lavoro e poi all'Unità Anticorruzione, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233; la email di Casula dell'11 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 217; la email di Olafimihan dell'11 febbraio 2011, in PM-1 1403.

⁵⁷⁵ Si veda la clausola 13 del *Resolution Agreement*, così come redatta all'esito dell'incontro del 28 febbraio 2011, in Produzione PM-1 1416 e 1426-ss.

⁵⁷⁶ Si veda il PPTA, in **Relazione CT Kotler**, Allegato 2, documento 1, con specifico riguardo agli articoli 3, 10.(1)(i) e 35.

in grado di influire significativamente e negativamente su tale regime **le parti avrebbero rinegoziato il contratto per compensare l'impatto di tali modifiche**⁵⁷⁷.

NNPC espresse parere contrario sollevando due rilievi: *(i.)* rilevò che tale tipo di clausola non era stata concessa in alcun contratto firmato dal FGN dopo il 2005, *(ii.)* sottolineò che la riforma del diritto petrolifero (*Petroleum Industry Bill*, PIB), all'epoca di prossima emanazione, era stata voluta – fra l'altro – con l'obiettivo di compensare gli scarsi benefici fiscali, simili a quelli previsti nella bozza, che il FGN aveva ottenuto in precedenti assegnazioni. Propose, dunque, di eliminare la clausola o di prevedere che la stabilità non valesse per le norme del PIB⁵⁷⁸.

All'incontro dell'11 febbraio l'Attorney General si mostrò disponibile a discutere la posizione, espressa dalle due *oil companies*, di mantenere la clausola di stabilizzazione⁵⁷⁹.

Tuttavia, il tenore della clausola tornò in discussione all'incontro del 28 febbraio, perché NNPC si oppose alla previsione che il FGN avrebbe “*compensato*” i titolari della licenza in caso di mutamento sfavorevole del regime fiscale. Le parti si impegnarono a concordare una formulazione diversa⁵⁸⁰.

Nei giorni successivi fu ipotizzata la seguente formulazione: anziché “*compensate for the adverse effect of such changes*”, si propose “*address the adverse effect of such changes*”⁵⁸¹. Questo tenore, tuttavia, non incontrò l'assenso di Eni⁵⁸².

Anche in questo caso, dunque, non fu trovato l'accordo sul testo definitivo della clausola, che rimase in bozza e, come vedremo, fu resa definitiva solo ad aprile 2011, nell'ambito del negoziato con il DPR.

- Regime fiscale.

Si tratta di un tema, è bene subito evidenziarlo, che non fu in sé oggetto di rilievi da parte di NNPC (lo è stato, per contro, da parte dei Pubblici Ministeri).

La bozza di *Resolution Agreement* prevedeva l'applicazione del regime fiscale previsto dal *Deep Offshore and Inland Basin Production Sharing Contract Act* (DIBPSA). Come è noto, l'applicazione di tale regime fiscale è oggetto di contestazione da parte della Procura: si tratterebbe, secondo

⁵⁷⁷ Si veda la bozza di *Resolution Agreement* del 25 gennaio 2011, clausola 6, **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.f.

⁵⁷⁸ Si vedano la email di Ebohon del 3 febbraio 2011 e l'allegata tabella, in Produzione PM-1 1392.

⁵⁷⁹ Su questo incontro si veda il *report* interno ad Eni, inviato da Armanna al *team* di lavoro e poi all'Unità Anticorruzione, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233; la email di Casula dell'11 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 217; la email di Olafimihan dell'11 febbraio 2011, in PM-1 1403; la email di Descalzi del 12 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 218.

⁵⁸⁰ Si vedano la email di Olafimihan del 28 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 223; il *report* interno di Eni sull'incontro del 28 febbraio, inviato da Armanna al *team* di lavoro e poi all'Unità Anticorruzione, in Produzione PM-1 1450-51 e in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233.

⁵⁸¹ Si veda la clausola 6 del *Resolution Agreement*, così come redatta all'esito dell'incontro del 28 febbraio 2011, in Produzione PM-1 1416 e 1426-ss.

⁵⁸² Si veda sul punto la email di Olafimihan del 3 marzo 2011, in RDSN 863-864.

l'Accusa, di un regime asseritamente riservato alle società indigene e, quindi, ingiustamente favorevole per Eni e Shell.

Sul tema della legittimità di tale regime nel caso di specie, ci si soffermerà più avanti⁵⁸³.

In questa sede è sufficiente rilevare che la NNPC non contestò in sé la previsione del regime DIBPSA, bensì il fatto che esso – per effetto della clausola di stabilizzazione già analizzata – in futuro non avrebbe potuto essere sostituito con altro regime previsto da leggi successivamente approvate (segnatamente, il PIB)⁵⁸⁴.

In definitiva, NNPC non espresse alcun rilievo in tema di regime fiscale applicabile⁵⁸⁵. E l'Attorney General infatti non sollevò obiezioni sulla posizione di Eni e Shell, confermando l'applicazione del regime DIBPSA, sin dall'incontro dell'11 febbraio⁵⁸⁶ ed il tema non fu più oggetto di discussione negli incontri successivi⁵⁸⁷.

- Regime di allocazione del *Tax Oil* e conseguente impatto su arbitrati pendenti.

La bozza di *Resolution Agreement* prevedeva che Eni e Shell avrebbero avuto la facoltà di trattenerne la quota di petrolio denominata *Tax Oil*, con i proventi della quale avrebbero potuto pagare la Petroleum Profit Tax (PPT)⁵⁸⁸. Ciò era coerente con la legge DIPSBA, che assegna il *Tax Oil* al titolare della licenza⁵⁸⁹.

Ad avviso della NNPC tale previsione avrebbe potuto avere un impatto negativo su alcuni arbitrati, estranei alla vicenda OPL 245, che vedevano il FGN quale controparte di alcune *oil companies*, fra cui le stesse Shell e Eni⁵⁹⁰.

⁵⁸³ Si veda *infra*, para 3.4.

⁵⁸⁴ Si vedano sul punto i rilievi iniziali di NNPC riassunti nella email di Ebohon del 3 febbraio 2011 e l'allegata tabella, in Produzione PM-1 1392, sia le posizioni espresse dall'ente di stato all'incontro del 24 febbraio 2011, che emergono dai *report* interni ad Eni, inviati da Armanna al *team* di lavoro e poi all'Unità Anticorruzione, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233, nonché dalla email di Olafimihan del 24 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 223.

⁵⁸⁵ Questa circostanza è confermata dalla email di Robinson del 2 marzo 2011, RDSN 861-862.

⁵⁸⁶ Su questo incontro si vedano il *report* interno ad Eni, inviati da Armanna al *team* di lavoro e poi all'Unità Anticorruzione, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233; la email di Casula dell'11 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 217; la email di Olafimihan dell'11 febbraio 2011, in PM-1 1403; la email di Descalzi del 12 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 218.

⁵⁸⁷ Per l'incontro del **24 febbraio** si vedano i *report* interni ad Eni, inviati da Armanna al *team* di lavoro e poi all'Unità Anticorruzione, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233; la email di Olafimihan del 24 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 223; per l'incontro del **28 febbraio** si vedano la email di Olafimihan del 28 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 223; il *report* interno di Eni, inviato da Armanna al *team* di lavoro e poi all'Unità Anticorruzione, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233.

⁵⁸⁸ Si veda la bozza di *Resolution Agreement* del 25 gennaio 2011, clausola 7, **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.f.

⁵⁸⁹ Si veda sul punto l'art. 9 DIBPSA, in **Relazione CT Kotler**, Allegato 2 – Normativa nigeriana, documento n. 3.

⁵⁹⁰ Si vedano la email di Ebohon del 3 febbraio 2011 e l'allegata tabella, in Produzione PM-1 1392.

All'incontro dell'11 febbraio l'Attorney General si dichiarò contrario ad ogni clausola che avrebbe potuto avere un impatto negativo per il Governo in arbitrati relativi ad altre vicende⁵⁹¹.

Al successivo incontro del 24 febbraio NNPC chiese di inserire una specifica clausola che chiarisse che nessuna previsione contenuta nell'accordo avrebbe potuto essere utilizzata da Eni e Shell (o da terzi) in procedimenti arbitrari, relativi ad altre vicende, onde ottenere condizioni più favorevoli rispetto ad altri contratti con il FGN.

Eni e Shell accettarono questa richiesta, e ad essa fu dedicata una specifica clausola del *Resolution Agreement* definitivo⁵⁹².

Il tema, come molti altri, è stato indebitamente strumentalizzato dalla Procura, che ne ha offerto una ricostruzione del tutto distorta e lontana dall'effettivo significato negoziale.

Selezionando chirurgicamente alcuni passaggi di email interne a Shell di febbraio e marzo 2011⁵⁹³ ed evitando attentamente di contestualizzarne il senso, il Pubblico Ministero ha cercato di sostenere che le clausole del *Resolution Agreement* costituivano una sorta di *unicum* giuridico illecito e inaccettabile, al quale lo Stato Nigeriano si sarebbe piegato, che metteva in crisi tutte le regolamentazioni adottate fino a quegli ultimi anni nel Paese⁵⁹⁴.

Più avanti nella presente memoria si dimostrerà che nessuna delle clausole del *Resolution Agreement* infine stipulato *mise in crisi tutte le regolamentazioni adottate fino a quegli ultimi anni nel paese*⁵⁹⁵.

Ora va evidenziato che il timore di NNPC, di cui è traccia in alcune mail interne ad Eni e Shell, non riguardava affatto un'asserita contrarietà a norme o prassi della contrattazione in corso su OPL 245, ma esclusivamente il fatto che l'assegnazione del *Tax Oil* alle due compagnie private in relazione ad OPL 245 potesse costituire un precedente utilizzabile da Eni e Shell nell'ambito dei citati arbitrati⁵⁹⁶.

⁵⁹¹ Su questo incontro si vedano il *report* interno ad Eni, inviati da Armanna al *team* di lavoro e poi all'Unità Anticorruzione, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233; la email di Casula dell'11 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 217; la email di Olafimihan dell'11 febbraio 2011, in PM-1 1403; la email di Descalzi del 12 febbraio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 218.

⁵⁹² Si veda il *Resolution Agreement* del 29 aprile 2011, clausola 8, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 245.

⁵⁹³ La Procura ha segnatamente citato la email di Olafimihan dell'11 febbraio 2011, Produzione PM-1 1403, la email di Olafimihan del 3 marzo 2011, in RDSN 863-864.

⁵⁹⁴ **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, p. 62: “C'è un'e-mail dell'11 febbraio 2011 di Nike Olafimihan (...), che riferisce di un incontro avuto (...) con l'Attorney General (...) e dice 'Dopo il meeting ho ricevuto informazioni che NNPC potrebbe accettare di piegarsi – usa proprio l'espressione piegarsi, to bend – su alcune delle questioni – che chiama issues, cioè questioni – che riguardano il PSC, sempre che ci sia una forte riserva di questo tipo, che questa regolamentazione sarà one off – cioè una volta per tutte – e che non potrà essere usato come precedente per ogni altra transazione'. Guardate l'importanza di questi passaggi: NNPC si piega, pero dice 'Mettiamo in chiaro che questa cosa si fa one off', non si farà più, perché una regolamentazione del genere mette in crisi tutte le regolamentazioni che sono state adottate fino a quegli ultimi anni nel paese”; si veda sul punto anche la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 7.5.4.

⁵⁹⁵ Si veda *infra*, Capitolo 3.

⁵⁹⁶ Si vedano sul punto i rilievi di NNPC come ricostruiti (i.) nella email di Ebohon del 3 febbraio 2011 e nell'allegata tabella, in Produzione PM-1 1392; (ii.) nell'appunto *OPL 245 – Legal Review of NNPC's Comments*, redatto dall'ufficio legale di NAO, depositato in inglese e in italiano dalla difesa Eni all'udienza del 27 febbraio 2019.

Sul punto è opportuno rilevare che gli arbitrati a cui si riferiva la NNPC avevano ad oggetto contratti in realtà sensibilmente diversi da quello in corso di trattativa.

Si trattava, infatti, di licenze petrolifere concesse, fra gli altri, a Eni e Shell in regime di PSC, nelle quali NNPC aveva mantenuto il ruolo di *equity holder*. Secondo questo schema giuridico la quota di *Tax Oil* per il pagamento della PPT spettava alla NNPC in quanto titolare della licenza⁵⁹⁷.

Oggetto di negoziato nel caso di specie era, invece, una licenza in regime *sole risk*, in cui i titolari chiamati a trattenere la quota di *Tax Oil* e ad assolvere la PPT sarebbero stati Eni e Shell.

In sintesi, la preoccupazione di NNPC era che, firmato il *Resolution Agreement*, assegnata OPL 245 in regime *sole risk* e ottenuto il diritto al *Tax Oil* per l'assolvimento della PPT, Eni e Shell avrebbero fatto valere queste condizioni negli arbitrati.

Dal canto suo, Eni riteneva che le due situazioni non fossero comparabili e che, pertanto, non avrebbe avuto senso far valere una simile posizione negli arbitrati, i quali – vale la pena rilevare – furono comunque vinti dalla società italiana⁵⁹⁸.

In relazione ad OPL 245 Eni ritenne che la clausola proposta da NNPC sarebbe stata neutra e quindi, come detto, la accettò senza riserve.

- **Deducibilità fiscale del *Signature Bonus*.**

La bozza di *Resolution Agreement* prevedeva che l'importo pagato a titolo di *Signature Bonus* potesse essere dedotto da Eni e Shell dalla *Petroleum Profit Tax*⁵⁹⁹.

⁵⁹⁷ Si veda in merito l'appunto *OPL 245 – Legal Review of NNPC's Comments*, redatto dall'ufficio legale di NAOC, depositato in inglese e in italiano dalla difesa Eni all'udienza del 27 febbraio 2019, che sul punto ricostruisce: “L'affermazione di NNPC secondo cui ogni articolo del RA è un tentativo di ottenere l'ammissione scritta relativamente a questioni molto critiche nell'arbitrato, e costituirà un'ammissione da parte di NNPC, è insostenibile nelle attuali circostanze, in considerazione del fatto che **la struttura proprietaria dei blocchi petroliferi proposta nel RA è diversa dalla struttura proprietaria dei PSC del 1993, che sono oggetto degli arbitrati in corso. Gli arbitrati in corso riguardano i PSC del 1993 in cui NNPC è titolare degli OPL e le IOCs sono contraenti. Le questioni relative all'arbitrato sono connesse all'affermazione di NNPC secondo cui, essendo i contraenti di NNPC nei PSC del 1993, le IOCs non svolgono attività per proprio conto e, pertanto, non sono impegnate in operazioni petrolifere né risultano come contribuenti ai fini dell'Imposta sui Profitti Petroliferi. Questo è diverso dal RA, in cui le IOCs (Shell e NAE) non sono considerate contraenti di NNPC, ma titolari dell'OPL. Pertanto, non vi è alcuna possibilità che l'accordo raggiunto nel RA abbia un impatto sulla posizione di una delle parti nell'ambito dell'arbitrato, poiché il RA e l'arbitrato riguardano situazioni diverse**”.

⁵⁹⁸ Si veda quanto sul punto affermato da **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 38-39.

⁵⁹⁹ Si veda la bozza di *Resolution Agreement* del 25 gennaio 2011, clausola 8, **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.f.

All'incontro del 24 febbraio NNPC chiese di eliminare tale previsione. Eni e Shell accettarono questa richiesta⁶⁰⁰. Infatti, nella versione finale del *Resolution Agreement* fu eliminata la previsione che il *Signature Bonus* fosse fiscalmente deducibile⁶⁰¹.

Come si è visto, Eni e Shell tennero conto, analizzarono e in gran parte accolsero i rilievi sollevati dalla NNPC. Tali rilievi si tradussero in modifiche del testo del *Resolution Agreement*, ad eccezione di due punti, che rimasero in sospeso: *(i.)* la formulazione della clausola sui diritti di *back-in*; *(ii.)* la formulazione della clausola di stabilizzazione.

La società di stato, dunque, ebbe un ruolo effettivo nel negoziato, incise sul testo contrattuale a tutela dell'interesse dello Stato nigeriano e non fu in alcun modo tacitata dall'Attorney General. Quest'ultimo, al contrario, dopo avere convocato l'ente di propria iniziativa, mise in chiaro che la allocazione della licenza era subordinata al consenso da parte di NNPC.

L'interesse pubblico fu quindi effettivamente tutelato, come dimostra il fatto che all'esito degli incontri molti aspetti dell'operazione venivano modificati proprio nell'interesse della Parte pubblica, rendendo simmetricamente più onerosa la posizione di Eni e Shell⁶⁰².

Alla fine di febbraio, concluso il negoziato con NNPC, nella prospettiva di Eni rimanevano ancora aperti alcuni, decisivi punti: *(i.)* la clausola di stabilizzazione, sul cui testo, si è visto, le parti non avevano ancora trovato un accordo pieno; *(ii.)* il tenore della clausola sui *back in rights*; *(iii.)* la documentazione societaria di Malabu, ancora incompleta⁶⁰³.

Su queste basi, Eni riteneva che non vi fossero le condizioni per chiudere l'operazione⁶⁰⁴.

Come si è già ricordato, in quei giorni Eni ricevette un ulteriore *report* di *due diligence* su Malabu da parte dello studio Erokoro & Co., i cui risultati lasciarono invariate le precedenti lacune informative⁶⁰⁵. I vertici della società, riuniti nel Comitato di Direzione del 2 marzo e nel Consiglio di Amministrazione del 10 marzo 2011, valutarono che esse, unitamente alle questioni contrattuali

⁶⁰⁰ Su questo incontro si vedano i *report* interni ad Eni, inviati da Armana al *team* di lavoro e poi all'Unità Anticorruzione, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233; la email di Olafimihan del 24 febbraio 2011, in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 223.

⁶⁰¹ Si veda sul punto la clausola 9 del *Resolution Agreement* del 29 aprile 2011, che prevede la deducibilità fiscale dei soli *past cost*, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 245.

⁶⁰² Sul punto si veda in particolare l'esame del teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 38.

⁶⁰³ Su questo punto, oltre agli atti citati alla nota seguente, si veda anche l'esame del teste **Giorgio Vicini**, trascrizioni ud. 20 novembre 2019, p. 34, il quale ha precisato che anche in questa fase il negoziato era subordinato alla positiva soluzione delle incertezze sulla proprietà di Malabu e sulla sua titolarità del blocco.

⁶⁰⁴ Si vedano *(i.)* la email di Descalzi del 2 marzo 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 226; *(ii.)* la email di Robinson del 2 marzo 2011, in RDSN 865, ove si dice che per Eni l'accordo è inaccettabile; *(iii.)* la email di Vicini del 1° marzo 2011, che non pare essere stata acquisita agli atti, ma il cui testo è riportato nella cronologia finale interna ad Eni, che si trova in Produzione PM-1 1697-98; *(iv.)* la email di Burmeister del 12 marzo 2011, in RDSN 890-891.

⁶⁰⁵ Si veda sul punto la email di Ebohon del 4 marzo 2011, in Produzione PM-1 499.

rimaste in sospeso all'esito del negoziato con la NNPC, fossero ostative alla conclusione dell'operazione⁶⁰⁶.

Parallelamente, Eni e Shell si confrontarono in *conference call* nei giorni 2, 3 e 8 marzo 2011. In tali occasioni Eni manifestò tutte le proprie perplessità sul testo dell'accordo, così come modificato a seguito degli ultimi incontri⁶⁰⁷.

A metà marzo 2011, come già in passato, nella prospettiva di Eni non sussistevano ancora le condizioni per la conclusione dell'operazione di acquisto di OPL 245. Nello specifico, non c'era ancora definitiva chiarezza sulle condizioni giuridiche a cui la licenza sarebbe stata rilasciata e sulla legittimazione a disporre del soggetto che l'avrebbe ceduta.

La partecipazione al negoziato del DPR

In data **9 febbraio 2011** l'ufficio dell'Attorney General (nella persona di Jedy Agba) inviò una lettera al *Department of Petroleum Resources* (DPR, ufficio tecnico del Ministero del Petrolio), con la quale informava il dipartimento che era in corso la negoziazione del *Resolution Agreement*, trasmetteva la bozza del contratto in discussione e chiedeva di far pervenire eventuali commenti entro il 23 febbraio 2011⁶⁰⁸.

La risposta del Dipartimento giunse oltre l'indicata scadenza, con la nota lettera del 1° aprile 2011⁶⁰⁹, il cui contenuto è poi stato pressoché testualmente riversato nell'imputazione.

La lettera del DPR del 1° aprile 2011 era firmata dal Direttore, Andrew Wada Obaje, ed esprimeva parere contrario alla firma dell'accordo alle condizioni previste nella bozza cui faceva riferimento, giudicate contrarie all'interesse nazionale⁶¹⁰.

Si tratta di un documento di grande rilevanza secondo il teorema d'Accusa: esso costituirebbe la prova *per tabulas* della contrarietà dei *Resolution Agreement* firmati il 29 aprile 2011 all'interesse nazionale e ai doveri di ufficio dei pubblici ufficiali coinvolti, in particolare l'A.G. Adoke Bello e il Ministro Alison-Madueke, firmatari del contratto, nonché il Presidente Goodluck Jonathan⁶¹¹.

⁶⁰⁶ Si vedano sul punto: (i.) la Nota per l'amministratore delegato per la riunione del comitato di direzione del 2 marzo 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 224; (ii.) il verbale del Comitato di direzione del 2 marzo 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 227; (iii.) il verbale del Consiglio di amministrazione del 10 marzo 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 228.

⁶⁰⁷ Si vedano email di Olafimihan del 3 marzo 2011, in RDSN 863-864; il *report* interno di Eni, inviati da Armana al *team* di lavoro e poi all'Unità Anticorruzione, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233; la mail di Robinson del 2 marzo 2011, in RDSN 865; email di Vicini del 1° marzo 2011, che non pare essere stata acquisita agli atti, ma il cui testo è riportato nella cronologia finale interna ad Eni, che si trova in Produzione PM-1 1697-98; si veda anche la email di Burmeister del 12 marzo 2011, in RDSN 890-891.

⁶⁰⁸ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 215.

⁶⁰⁹ La lettera si trova in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 229.

⁶¹⁰ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 229.

⁶¹¹ Si vedano sul punto la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 7.4; la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2010, pp. 54, 63.

Per quanto riguarda il merito dei rilievi sollevati da questa lettera, si rimanda all'ampia analisi svolta in tema dalla **Consulente Segun**⁶¹² e alla **Tabella allegata** al presente scritto. Inoltre, per quanto riguarda i punti della lettera successivamente ripresi nell'imputazione e nella requisitoria, si rimanda ad altra parte del presente scritto⁶¹³.

In questa sede, ci si limita ad osservare la successione temporale dei fatti che ha condotto alla formulazione di tali osservazioni.

Come si è visto, all'inizio del mese di febbraio 2011 l'Attorney General – ricevuta da Eni e Shell la prima bozza del *Resolution Agreement*⁶¹⁴ redatta dalle due società secondo le indicazioni da egli stesso avanzate a dicembre 2010⁶¹⁵ – mise a parte di tale documento la NNPC e il DPR, chiedendo di far pervenire eventuali commenti in tempi brevi, per poter concludere l'accordo a condizioni condivise con tutti gli organi competenti dell'amministrazione nigeriana.

Il riscontro richiesto dall'Attorney General ad inizio febbraio pervenne, dunque, solo due mesi dopo e risultò, pertanto, oramai anacronistico rispetto allo sviluppo del negoziato nel frattempo occorso. Il riscontro del DPR, pur datato 1° aprile 2011, si riferiva infatti alla bozza di *Resolution Agreement* di inizio febbraio 2011, trasmessa dall'Attorney General il 9 febbraio.

Pertanto, occorre sollevare un primo rilievo rispetto alla lettera del DPR che, già di per sé, consente di circoscriverne e ridimensionarne in modo significativo la portata e di constatarne la sostanziale irrilevanza in prospettiva d'accusa: essa comunicò rilievi critici relativi ad una bozza di accordo dell'inizio di febbraio 2011 e non tenne dunque in considerazione tutta l'attività di negoziato svolta con la NNPC nei mesi successivi, la quale, come si è visto, aveva portato all'inserimento negli accordi di previsioni che recepivano proprio le richieste della Parte pubblica⁶¹⁶.

In secondo luogo, come ora vedremo, il testo finale del *Resolution Agreement*, firmato in data 29 aprile 2011, fu il frutto di una negoziazione diretta con lo stesso DPR: infatti, sulla scorta di questa lettera, l'Attorney General aprì una nuova fase negoziale nel corso del mese di aprile 2011, a cui prese parte il Dipartimento, proprio in persona del firmatario della lettera, e all'esito della quale le parti (DPR compreso, rappresentato dal redattore della lettera) elaborarono e concordarono la versione finale degli accordi⁶¹⁷.

In sostanza, la lettera del 1° aprile 2011, per un verso, non può essere comparata con il contratto definitivo, perché si riferisce ad una bozza ben precedente e del tutto superata, e, per altro verso, è stata essa stessa superata da una fase negoziale diretta tra le società private e il DPR, di cui il contratto finale è il risultato.

⁶¹² Si veda la **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 3.

⁶¹³ Si veda *infra*, Capitolo 3.

⁶¹⁴ Come già visto *supra*, il testo del *Resolution Agreement* fu discusso all'incontro del 3 febbraio 2011, in vista del quale erano già pervenuti i commenti della NNPC e all'esito del quale l'ufficio dell'Attorney General coinvolse anche il DPR.

⁶¹⁵ Si veda l'email di Armanna del 16 dicembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 208.

⁶¹⁶ Queste considerazioni sono state svolte anche dal teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 36-38.

⁶¹⁷ Tali considerazioni sono fatte proprie anche dalla Relazione **CT Segun**, Sezione 6, Parte 3, p. 125.

In occasione degli incontri del 4 e 5 aprile 2011 Eni fu informata dall'Attorney General che il DPR aveva manifestato osservazioni sul *Resolution Agreement* e che esse sarebbero state discusse ad un successivo incontro alla presenza di rappresentanti del Dipartimento⁶¹⁸.

Si giunse così all'incontro del 14 aprile 2011, a cui parteciparono l'Attorney General con il proprio staff, Eni (in persona di Roberto Casula, Vincenzo Armanna e Giorgio Vicini), Shell (in persona di Peter Robinson e Nike Olafimihan), Malabu (in persona di Rasky Gbinigie e l'avvocato nigeriano Dele Adesina) e il DPR, rappresentato dal direttore Obaje e dal proprio assistente Mr. Chikwendu⁶¹⁹.

Come risulta dai *report* interni di Eni relativi all'incontro⁶²⁰ e da alcune dichiarazioni testimoniali⁶²¹, in quella occasione si discusse della nuova struttura contrattuale tripartita e dei rilievi critici sollevati dal DPR.

All'esito della riunione⁶²², fu concordato un testo dei tre accordi ritenuto accettabile da tutte le parti (DPR compreso), tanto che tutte siglavano i rispettivi contratti⁶²³ e si accordarono per fissare un'ultima data per la firma definitiva e per l'esecuzione.

Per quanto riguarda il merito delle modifiche contrattuali, si rileva che nel corso di quella riunione fu stabilito il testo definitivo delle clausole rimaste in sospeso all'esito del negoziato con NNPC, e segnatamente:

- la **clausola 6**, che disciplinava il tema della **stabilizzazione** fiscale: si stabilì che in caso di successiva modifica normativa sfavorevole ai concessionari le parti avrebbero negoziato emendamenti al testo del *Resolution Agreement* in modo da ovviare ed eliminare l'impatto sfavorevole delle modifiche normative sopravvenute con effetto retroattivo dalla data delle modifiche normative⁶²⁴; come si vede, la formulazione secondo cui il FGN avrebbe "compensato" le società private – ciò che avrebbe potuto far sorgere in capo al Governo obblighi di pagamento in denaro – fu eliminata;

⁶¹⁸ Si veda sul punto l'esame del teste **Giorgio Vicini**, trascrizioni ud. 20 novembre 2019, p. 36.

⁶¹⁹ Si veda sul punto il *report* interno di Eni, inviato da Armanna al *team* di lavoro e poi all'Unità Anticorruzione, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233.

⁶²⁰ Ci si riferisce sempre al *report* interno di Eni, inviato da Armanna al *team* di lavoro e poi all'Unità Anticorruzione, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233.

⁶²¹ Si veda l'esame del teste **Giorgio Vicini**, trascrizioni ud. 20 novembre 2019, pp. 36-38.

⁶²² Si veda sul punto la email di Robinson del 14 aprile 2011, in RDSN0000973-74.

⁶²³ A tal proposito si veda la email di Vicini del 14 aprile 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 231.

⁶²⁴ La **clausola 6**, prevista nel definitivo *Block 245 Resolution Agreement*, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 245, così dispone:

Il FGN conferma a NAE e a SNEPCO che i termini fiscali previste dalla Legge sui Contratti di ripartizione della produzione nelle acque profonde offshore e nei bacini interni, cap D3, Leggi della Federazione della Nigeria, 2004, saranno applicabili al PSA tra NAE e SNEPCO in relazione al Blocco 245. Nel caso in cui siano promulgati emendamenti o modifiche alle leggi o ai regolamenti vigenti in Nigeria o a norme, procedure, linee guida, istruzioni, direttive o politiche che si applicano al presente FGN Resolution Agreement e/o alla Licenza di prospezione petrolifera per il Blocco 245 e/o alla relativa Concessione di estrazione petrolifera (Oil Mining Lease), comprese i termini fiscali, adottati da dipartimenti governativi o parastatali o agenzie successivamente alla Data di sottoscrizione e che influiscono in maniera sostanziale e sfavorevole sui diritti e sugli obblighi o sui benefici economici di NAE e di SNEPCO, le Parti aventi titolo dovranno altresì emendare il presente FGN Resolution Agreement e/o eventuali accordi tra le Parti in modo da ovviare ed eliminare l'impatto sfavorevole di tali emendamenti con effetto retroattivo dalla data di tale emendamento sfavorevole.

- la **clausola 11**, che stabilì il **diritto di back-in** in capo al Governo⁶²⁵: si trattò di una clausola tutt'altro che a vantaggio di Eni e Shell, da queste ultime accettata senza variazioni di prezzo, della quale si dirà analiticamente nel prosieguo⁶²⁶.

Pertanto, anche in questa fase del negoziato la posizione della parte pubblica prevalse sugli interessi privati di Eni e Shell, grazie all'intervento del DPR, convocato e sostenuto dall'Attorney General.

Infine, merita ricordare che il DPR è un ufficio tecnico del Ministero del Petrolio. Pertanto, le posizioni da esso manifestate devono ritenersi riferibili a tale Ministero, che - come è noto - all'epoca era diretto dal Ministro Alison-Madueke.

A dispetto di quanto sostenuto dall'Accusa, deve quindi rilevarsi che (i.) non è vero che il Ministero del Petrolio ebbe un ruolo inesistente nel negoziato, essendo nella specie intervenuto per il tramite di una delle proprie articolazioni interne⁶²⁷; (ii.) non è possibile affermare che il Ministro del Petrolio, firmando un contratto a condizioni negoziate dai propri uffici tecnici, abbia agito in violazione dei propri doveri d'ufficio⁶²⁸.

2.20. Comunicazioni tra il *team* di lavoro, l'ufficio legale e l'Unità Anticorruzione di Eni.

⁶²⁵ La **clausola 11**, prevista nel definitivo *Block 245 Resolution Agreement*, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 245, così dispone:

Le Parti stipulano il presente Accordo sulla base dell'intendimento secondo cui NAE e SNEPCO e/o i relativi assegnatari autorizzati sono i titolari unici ed esclusivi del Blocco 245 per tutto il periodo di validità della Licenza di prospezione petrolifera e di eventuali OML ivi connesse, compresi i rinnovi consentiti per legge. Fatto salvo quanto sopra previsto, se, in qualsiasi momento, il FGN e/o le sue agenzie e istituzioni competenti decidessero per legge di partecipare o di acquisire delle quote nella Licenza di prospezione petrolifera o in OML per il Blocco 245, rilasciate ai sensi del presente FGN Resolution Agreement, il FGN si assume i seguenti obblighi nei confronti di NAE e SNEPCO:

(i.) La partecipazione del FGN e/o delle sue agenzie e istituzioni competenti sarà esercitata mediante l'acquisizione di una partecipazione di non oltre il cinquanta (50%) per cento nella Licenza di prospezione petrolifera ovvero nella relativa concessione di estrazione petrolifera subordinatamente al pagamento da parte del FGN a NAE e SNEPCO del costo che esse hanno sostenuto per l'acquisizione del Blocco 245, che sarà un importo pari alla quota proporzionale connessa alla partecipazione acquisita da FGN e/o dalle sue agenzie e istituzioni competenti della somma pagata da NAE e SNEPCO ai sensi delle Clausole 2 e 3 del presente FGN Resolution Agreement, al netto di imposte, prelievi o altri dazi oltre agli interessi maturati, come concordato con le parti aventi titolo; e

(ii.) Il FGN e/o le sue agenzie e istituzioni competenti stipuleranno un contratto di ripartizione della produzione con NAE e SNEPCO in qualità di Contractor per la conduzione in via esclusiva delle operazioni petrolifere in relazione alla partecipazione acquisita del FGN nel Blocco 245 ("PSC del FGN"). I termini del PSC del FGN non saranno meno favorevoli dei termini precedentemente concordati tra NNPC e SNUD nell'accordo di cui alla premessa E; e

(iii.) La quota proporzionale del FGN e/o delle sue agenzie e istituzioni competenti, connessa alla partecipazione acquisita, del totale dei costi sostenuti da NAE e SNEPCO per il Blocco 245 dalla data della concessione della Licenza di prospezione petrolifera, ai sensi della Clausola 1.3, fino alla data dell'acquisizione della partecipazione da parte del FGN e/o delle sue agenzie e istituzioni competenti ai sensi della presente Clausola 11, sarà recuperabile da NAE e SNEPCO ai sensi del PSC del FGN.

⁶²⁶ Si veda *infra*, para 3.5.

⁶²⁷ Come si è rilevato *supra*, nella parte in cui si è analizzato il ruolo dell'Attorney General nella presente vicenda (para 25), questa è stata la posizione assunta dal consulente della Procura; si veda in particolare la Relazione **CT Dayo Ayoade**, para 3.1.2, che dichiara "La negoziazione di una composizione con il supporto dell'Attorney General della Federazione (AGF), a fronte di un coinvolgimento pressoché inesistente del Ministro delle risorse petrolifere (MPR), indica la natura atipica del contratto alla luce del suo potenziale impatto su legislazione e prassi consolidate in materia di petrolio"; sul punto si veda anche l'esame del **CT Dayo Ayoade**, trascrizioni ud. 3 aprile 2019, pp. 9-ss.

⁶²⁸ Questa è, in parte, l'ipotesi accusatoria: si veda l'imputazione, p. 9.

Il presente paragrafo non riguarda la specifica posizione di Roberto Casula, che, coerentemente con il proprio ruolo e le proprie funzioni, non fu direttamente coinvolto nelle interlocuzioni con l'ufficio legale e l'Unità Anticorruzione. Tuttavia, si ritiene utile ricostruire questi aspetti, per dare la misura della trasparenza e della completezza dei flussi informativi destinati a tali organi di controllo, che furono esaurientemente resi edotti sia dell'evoluzione delle trattative nel corso del 2011, sia dello schema contrattuale finale (frutto anche del lavoro di Casula), che poterono così valutare sotto il profilo legale e che infine espressamente approvarono.

Dopo l'incontro del 14 aprile 2011, raggiunto un accordo sulle condizioni di assegnazione della licenza e prima della firma finale degli accordi, all'interno di Eni fu attivata una serie di flussi informativi verso tutte le funzioni competenti, sia direttive⁶²⁹ sia di controllo, inclusi l'ufficio legale e l'Unità Anticorruzione⁶³⁰.

Queste informative furono ovviamente finalizzate a fornire una rappresentazione dei dettagli dell'operazione, affinché questa potesse essere analizzata sotto ogni profilo rilevante, ivi compreso il profilo della *compliance* anticorruzione⁶³¹, ed essere, laddove ne sussistessero gli estremi, approvata.

Merita in tema anzitutto ricordare la nota per l'amministratore delegato del 18 aprile 2011, predisposta in vista della riunione del Comitato di direzione del 21 aprile 2011 e contenente una descrizione sintetica ma completa dell'operazione, che fu inviata da Claudio Descalzi ai vertici della società⁶³², ivi compreso Massimo Mantovani, capo dell'ufficio legale. Quest'ultimo il giorno stesso la inoltrò a Vincenzo Larocca, responsabile del dipartimento *compliance*, e a Michele De Rosa, responsabile dell'Unità Anticorruzione, sollecitando uno scrutinio approfondito sui dettagli dell'operazione, preannunciando una richiesta di integrazione documentale e invitando a formulare eventuali ulteriori richieste⁶³³.

In questo modo, le funzioni aziendali deputate al controllo legale e anticorruzione: (*i.*) furono informate delle condizioni di (possibile) acquisto della licenza sino a quel momento negoziate, e (*ii.*) furono messe nelle condizioni di formulare ogni rilievo necessario prima e in vista della definitiva conclusione dell'operazione.

L'Unità Anticorruzione chiese chiarimenti.

In data 19 aprile 2011 Michele De Rosa domandò a Marco Bollini, responsabile dell'ufficio legale E&P, di acquisire le seguenti informazioni.

- Dettagli dei soggetti coinvolti e degli incontri del negoziato.

⁶²⁹ Per quanto riguarda il flusso informativo verso gli organi direttivi si veda la Relazione **CT Manzonetto**, para 3.4.2.2. *Presidio sub f) (richiesta di specifica autorizzazione prima dell'assunzione di impegni vincolanti per Eni)*, pp. 133-ss. nonché para 4, pp. 164-165.

⁶³⁰ Questo flusso informativo, con particolare riferimento alle funzioni di controllo, è stato valutato conforme alle procedure interne ad Eni e idoneo a prevenire il rischio di corruzione, si veda la Relazione **CT Manzonetto**, para 3.4.2.2. *Presidio sub e) (coinvolgimento della Direzione Affari Legali corporate e dell'ACLSU)*, pp. 131-ss., nonché para 4, pp. 164-165.

⁶³¹ Sull'analisi tecnica di questa valutazione si veda la Relazione **CT Manzonetto**, para 3.4.2.2, p. 132.

⁶³² Si veda la email di Descalzi del 18 aprile 2011, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.q.

⁶³³ Si veda la email di Mantovani del 18 aprile 2011, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.q.

- Conferma che, oltre agli studi legali coinvolti (*i.e.* gli studi nigeriani Aluko Oyebode e Paul Erokoro, incaricati della *due diligence* su Malabu) non fossero stati coinvolti intermediari, agenti o consulenti per conto di Eni, unitamente alla indicazione dei costi complessivi dei professionisti esterni coinvolti.
- Dettagli sui pagamenti a carico di Eni ai sensi del *Resolution Agreement*.
- Maggiori informazioni sul *claim* sollevato da Abacha e possibili conseguenze su titolo acquisito da Eni.
- Copia degli accordi che Eni/Nae avrebbero sottoscritto⁶³⁴.

Questo scambio di informazioni e richieste era coerente con le Linee guida Anticorruzione e con le Circolari al tempo vigenti in Eni e applicabili all'operazione in questione⁶³⁵.

In data 26 aprile 2011 Marco Bollini rispose fornendo le informazioni richieste⁶³⁶. Nello specifico:

- Inoltrò tutti i *report* degli incontri negoziali tenutisi da febbraio ad aprile 2011, ricevuti da Vincenzo Armanna⁶³⁷, nonché gli scambi email intercorsi tra Eni e Shell in quei mesi, che comprendevano anche i rilievi della NNPC⁶³⁸; chiarì altresì l'evoluzione dello schema contrattuale, che inizialmente prevedeva un unico accordo, poi suddiviso in tre accordi a partire dal 26 marzo 2011;
- confermò che Eni non aveva usufruito dei servizi di professionisti esterni, ad eccezione di Aluko Oyebode e Paul Erokoro, e dettagliò i compensi dovuti a questi ultimi;
- con riguardo ai pagamenti a carico di Eni previsti dagli accordi chiarì che, a seguito dell'emissione della licenza da parte del FGN, Eni avrebbe pagato al FGN l'importo dovuto attraverso un sistema di accordi e conti *escrow* – ancora in corso di finalizzazione – con il supporto della banca JP Morgan;
- fornì informazioni sullo stato del procedimento relativo alla titolarità di Malabu avviato da Abacha e ne spiegò le possibili ripercussioni sugli accordi stipulati con il FGN⁶³⁹.

⁶³⁴ Si veda la email di De Rosa del 19 aprile 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 244.

⁶³⁵ Si vedano le valutazioni svolte nella Relazione **CT Manzonetto**, para 3.4.2.2. Presidio sub e), pp. 131-ss., para 4, pp. 164-165. Si vedano anche le Linee Guida Anticorruzione di Eni, Circolare n. 377/2009, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 2.5.1.a, che al para **5.8 Acquisizioni e cessioni** recita “*in relazione a qualunque acquisizione o cessione proposta, la Direzione Affari Legali di Eni deve essere consultata con il maggior anticipo possibile. La Direzione Affari Legali di Eni e gli altri consulenti impegnati in ciascuna di tali operazioni daranno assistenza, con il supporto dell'Anti-Corruption Legal Support Unit di Eni (in coerenza con la funzione di monitoraggio ai sensi del Paragrafo 12 delle presenti Linee Guida), nell'individuare i principali fattori di rischio e Red Flags da ricercare nelle acquisizioni (...)*”; identico incombente era poi previsto nella Circolare n. 422/2010, para 8, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 2.6.1.b.

⁶³⁶ Si veda la email di Bollini del 26 aprile 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 244, o anche (completa di allegati) in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.s.

⁶³⁷ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233.

⁶³⁸ Il fatto che Bollini abbia inoltrato a De Rosa tutte queste informazioni e tutti questi documenti si trae dalla Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.s.

⁶³⁹ Questo ultimo punto fu oggetto di successive ulteriori informative; si veda a tal proposito lo scambio tra De Rosa e Bollini del 2 maggio 2011, in Produzione PM-1 1489, 1493, 1498, 1513, 1514, 1516, 1517.

- Inviò copia dei seguenti documenti:
 - testo del *Resolution Agreement* tra Eni, Shell e il FGN concordato all'incontro del 14 aprile 2011, nonché una versione di questo testo con alcuni commenti inseriti dal team negoziale di Eni,
 - bozza di *Heads of Agreement* che in quei giorni era oggetto di negoziazione tra Eni e Shell per la ripartizione degli oneri previsti dal *Resolution Agreement*,
 - bozza di *Escrow Agreement* che in quei giorni era oggetto di discussione tra Eni e il FGN.

Michele De Rosa inoltrò immediatamente la comunicazione ricevuta a Massimo Mantovani⁶⁴⁰ e rispose a Bollini, al quale chiese copia del contratto tra Eni e JP Morgan per l'apertura del conto *escrow* e per i servizi ad essa collegati, raccomandando di verificare che il conto sul quale Eni avrebbe versato gli importi dovuti fosse effettivamente intestato al Governo nigeriano⁶⁴¹. Anche quest'ultima email fu poi inoltrata a Mantovani, nonché a Larocca⁶⁴².

La richiesta di integrazione documentale di De Rosa relativa all'*escrow* fu soddisfatta⁶⁴³ con ulteriore email dell'avv. Bollini⁶⁴⁴.

Della raccomandazione sui destinatari dei pagamenti veniva debitamente tenuto conto nell'ambito della stesura dell'*Escrow Agreement* n. 2⁶⁴⁵, stipulato in data 4 maggio 2011, di cui si dirà al paragrafo seguente.

Su richiesta dell'amministratore delegato, l'ufficio legale e l'Unità Anticorruzione (in persona di Mantovani, Larocca e De Rosa) elaborarono altresì una comunicazione destinata all'a.d. in cui confermarono di avere analizzato l'operazione e di non ravvisare ostacoli alla sua conclusione⁶⁴⁶.

La posizione dell'Ufficio Legale e dell'Unità Anticorruzione di Eni, in tema di *compliance* anticorruzione, risulta essere stata elaborata sulla base di una informativa e di una visione corretta e completa della struttura e dei termini definitivi dell'operazione e dei passaggi negoziali principali che l'avevano preceduta.

Come è noto, la Procura e la Parte Civile hanno cercato di fare emergere asserite criticità (lacunosità) nell'informativa fornita da Eni all'Unità Anticorruzione⁶⁴⁷.

Sul punto, va chiaramente segnalato che l'Unità Anticorruzione, al di là e indipendentemente da quanto ricordato a dibattimento da De Rosa, era in realtà necessariamente e correttamente a

⁶⁴⁰ Si veda l'email di De Rosa del 26 aprile 2011, in Produzione PM-1 1454.

⁶⁴¹ Email di De Rosa del 29 aprile 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 244.

⁶⁴² Email di De Rosa del 2 maggio 2011, in Produzione PM-1 1461.

⁶⁴³ Si veda lo scambio email tra Bollini e Lugli del 16 maggio 2011, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.v.

⁶⁴⁴ Si veda lo scambio tra Bollini, De Rosa e Lugli del 17 maggio 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 256.

⁶⁴⁵ Sul punto si veda il testo di tale contratto, in Relazione **CT Manzonetto**, p. 133 e allegato 3.4.3.c, che prevede il versamento su un "*Conto a nome e a favore del Governo Federale della Nigeria*".

⁶⁴⁶ Si veda lo scambio di email del 2 maggio 2011 tra i tre, avente ad oggetto la predisposizione della comunicazione scritta destinata a Paolo Scaroni, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.t.

⁶⁴⁷ Si vedano sul punto l'esame del teste **Michele De Rosa**, trascrizioni ud. 5 dicembre 2018, pp. 38-39, 42; la **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, p. 51.

conoscenza dell'evoluzione del negoziato e della sua conclusione, sia in termini di struttura giuridica sia in termini di pagamenti.

E non ha formalizzato alcun parere o rilievo negativo, sul piano di diritto, rispetto al ruolo di Malabu, quale controparte diretta di Eni ovvero quale partecipante ai negoziati.

Merita sul punto svolgere le seguenti osservazioni.

1. L'ipotesi di una compravendita con Malabu (e quindi di un pagamento diretto a Malabu) era già stata oggetto di valutazione dell'Unità Anticorruzione a novembre 2010, e in quella sede De Rosa ritenne che non sussistevano elementi ostativi alla realizzazione dell'operazione, salvo il fatto che si sarebbe posto al più *un problema di immagine*, ove Malabu fosse risultata controllata da Dan Etete⁶⁴⁸: tale valutazione deve ritenersi valida anche nell'ipotesi finale, in cui il pagamento a Malabu fu fatto dal FGN con la provvista ricevuta da Eni.

2. Sia la bozza di *Resolution Agreement*, sia la bozza di *Escrow Agreement*, i cui testi De Rosa ricevette e poté analizzare prima che fossero firmati, espressamente indicavano che la somma che Eni avrebbe pagato al FGN sarebbe stata usata da quest'ultimo per transigere tutte le pretese in essere e/o questioni sul Blocco 245⁶⁴⁹: che tale somma sarebbe andata almeno in parte a Malabu, precedente titolare del blocco e parte nei contenziosi da comporre, era dunque un fatto evidente⁶⁵⁰.

3. L'ufficio legale e l'Unità Anticorruzione (in particolare lo stesso Michele De Rosa) erano perfettamente a conoscenza della presenza di Malabu al tavolo dei negoziati lungo il corso del 2011, perché costoro (*i.*) furono informati del fatto che fino a fine marzo 2011 la struttura contrattuale preveda un unico accordo a firma di tutte le parti, ivi inclusa Malabu, con conseguente relazione contrattuale diretta Eni-Malabu⁶⁵¹; (*ii.*) presero visione dei *report* degli incontri, nei quali si dava atto della presenza di Malabu nel corso del negoziato fino ad aprile 2011⁶⁵².

Dunque, **l'intento di "far sparire Malabu" dalle carte**, asseritamente realizzato nelle fasi conclusive del negoziato⁶⁵³, **trova qui una secca smentita**: Malabu ci fu fino all'ultimo, perché doveva esserci, tutti lo sapevano e nessuno lo nascose e l'Unità Anticorruzione, in linea con la posizione espressa a novembre 2010, non sollevò rilievi.

2.21. L'esecuzione del *Resolution Agreement* e la conclusione dell'operazione.

⁶⁴⁸ Si veda l'email di De Rosa del 17 novembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 195.

⁶⁴⁹ Si vedano in particolare la clausola 1.3 della bozza di *Resolution Agreement* e la premessa D della bozza di *Escrow Agreement* inviate da Bollini a De Rosa in data 26 aprile 2011, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.s.

⁶⁵⁰ Il fatto che la destinazione a Malabu dell'importo pagato da Eni risultasse evidente a partire da una piana lettura del *Resolution Agreement* è stato rimarcato nelle Repliche scritte della **CT Segun**, depositate il 17 dicembre 2019, para 187, 193.

⁶⁵¹ Si veda l'esame del teste **Michele De Rosa**, trascrizioni ud. 5 dicembre 2018, p. 38.

⁶⁵² Si veda la email di Bollini del 26 aprile 2011, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.4.2.2.s, a cui era allegata la precedente email di Armana del 20 aprile 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 233, la quale conteneva i dettagli degli incontri da febbraio ad aprile 2011.

⁶⁵³ Si veda sul punto la **Memoria PM**, para 1.4, 2.7, 2.14.

Nel mese di maggio 2011 le parti diedero esecuzione a tutti gli atti previsti nel *Resolution Agreement*⁶⁵⁴.

Anzitutto, il FGN realizzò la condizione prevista alla clausola 3 del *Resolution Agreement*⁶⁵⁵, che permetteva il compimento di tutte le successive obbligazioni: in data 3 maggio 2011 l'Attorney General inviò una lettera a Eni e Shell, dichiarando che tutti i contenziosi sul blocco erano stati estinti e pertanto esso avrebbe nuovamente potuto essere assegnato⁶⁵⁶.

Il giorno successivo Eni, Shell e il FGN firmarono l'*Escrow Agreement no. 2* con la banca JP Morgan Chase, così come previsto dalle clausole 1.3(ii) e 2(ii) del *Resolution Agreement*⁶⁵⁷, per il trasferimento della somma di 1.092 milioni di dollari al Governo nigeriano⁶⁵⁸. Per il FGN firmarono l'Attorney General Adoke Bello e un rappresentante del Ministero delle Finanze; per Eni firmò Ciro Antonio Pagano; per Shell Olujinmi Lawal.

In merito a questo accordo, occorre chiarire i seguenti aspetti.

La scelta dell'agente *escrow*, che ai sensi della clausola 1.3(ii) incombeva a Eni, cadde su JP Morgan per una duplice ragione: (i.) la banca fu proposta da Shell, poiché si trattava dello stesso istituto che aveva prestato un servizio di *escrow* del tutto identico per il trasferimento del *Signature Bonus* nel dal 2003; (ii.) si trattò di una banca di rilievo e di affidabilità primari e indiscutibili⁶⁵⁹.

Quanto al contenuto di tale contratto, esso stabilì l'apertura di due conti di garanzia (cd. *escrow accounts*) presso JP Morgan, uno intestato a Eni e Shell, l'altro intestato al Governo nigeriano, sui quali sarebbe progressivamente transitato l'*escrow amount* (pari a 1,092 miliardi di dollari) secondo il seguente schema: (i.) pagamento dell'*escrow amount* da parte di Eni sull'*escrow account* di Eni e Shell; (ii.) trasferimento dell'*escrow amount* dall'*escrow account* di Eni e Shell all'*escrow account* del FGN, a seguito dell'invio a JP Morgan da parte di Eni di una notifica (cd. *escrow completion notice*)⁶⁶⁰.

⁶⁵⁴ Per una valutazione della fase esecutiva del contratto sotto il profilo della *compliance*, si veda la Relazione CT **Manzonetto**, para 3.4.4, pp. 146-ss.

⁶⁵⁵ La clausola 3 così recita "(...) *Subordinatamente alla ricezione da parte di NAE e SNEPCO di una lettera dal FGN in cui si conferma la piena e definitiva composizione di tutte le pretese e questioni relative alla controversia sul Blocco 245 e l'ottenimento della liberatoria da ogni pretesa sul Blocco 245 da tutte le parti aventi titolo, NAE e SNEPCO, in quanto parti del Contratto escrow n. 2, invieranno una notifica all'Agente escrow (nella forma acclusa al Contratto escrow n. 2) con cui viene risolto il Contratto escrow n. 2 e con l'istruzione di pagare l'importo indicato nella presente Clausola 3 sul conto escrow del FGN, come definito nello stesso Contratto escrow n. 2*".

⁶⁵⁶ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 250.

⁶⁵⁷ La clausola 1.3(ii) del RA così recita "NAE, per conto di NAE e SNEPCO e del FGN, nominerà un agente escrow per il pagamento al FGN di un importo pari a un miliardo novantadue milioni e quarantamila dollari statunitensi (USD 1.092.040.000) affinché il FGN componga tutte le pretese e/o questioni aperte in merito al Blocco 245 ai sensi della Clausola 3 seguente".

La clausola 2(ii) del RA così recita "FGN e NAE stipuleranno un contratto escrow ("Contratto Escrow n. 2"), sostanzialmente nella forma acclusa all'Allegato 2 del presente FGN Resolution Agreement, presso una banca di livello internazionale, gradita ad entrambe le parti, entro cinque (5) Giorni lavorativi dalla Data di sottoscrizione".

⁶⁵⁸ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 258.

⁶⁵⁹ Per entrambi i punti si veda l'esame del teste **Giorgio Vicini**, trascrizioni ud. 20 novembre 2019, p. 41; con specifico riguardo al secondo punto, si vedano anche le valutazioni svolte nella Relazione CT **Manzonetto**, para 3.4.4., p. 150.

⁶⁶⁰ La struttura e lo scopo dell'*Escrow Agreement* sono stati efficacemente descritti dal teste **Giuseppe Cerrito**, trascrizioni ud. 12 dicembre 2018, pp. 25-26.

Si stabilì infine che le commissioni spettanti a JP Morgan per tale servizio sarebbero state a carico di Eni e sarebbero state definite in una *side letter* stipulata tra le due. Come risulta dagli atti del dibattimento, tali commissioni ammontarono a 5.000 dollari⁶⁶¹.

La stipula di questo accordo è stata criticata dal Consulente del PM prof. Ayoade, il quale, dopo aver ammesso che l'uso di *escrow agreements/accounts* per i pagamenti al Governo nel settore Oil & Gas nigeriano costituiva una prassi standard, ha ritenuto che in questo caso lo schema contrattuale sia stato usato in modo distorto e poco trasparente, nella misura in cui il ruolo del FGN è stato non quello di destinatario ultimo delle somme, ma di intermediario per un successivo pagamento a Malabu⁶⁶².

Questa posizione è stata più in generale ribadita dalla Procura nelle proprie repliche orali, laddove è stato affermato che *“il conto del Governo, (...) a chi lo guarda proprio in maniera oggettiva, senza particolari circonvoluzioni mentali, si è comportato come una pipeline, in italiano diremmo un tubo (...) il conto tubo è servito proprio a fare da tubo, non ha fatto altro, non è un conto su cui ci sono operazioni, non c'è niente, è solo un tubo appunto. (...). Eni paga, il tubo prende i soldi, il tubo dà i soldi a Etete, Etete fa quello che vuole coi soldi”*⁶⁶³.

L'obiezione è del tutto infondata, come chiaramente emerso a dibattimento anche grazie al contributo dei consulenti delle difese. Lo scopo per cui nel caso di specie fu utilizzato l'*Escrow Agreement* era infatti del tutto legittimo e trasparente, essendo espressamente indicato proprio nel *Resolution Agreement*, secondo il quale la somma pagata da Eni (*i.e.* l'*escrow amount*) non sarebbe entrata a far parte del patrimonio dello Stato nigeriano (non si trattava, dunque, di denaro pubblico), ma sarebbe stata pagata al Governo perché questi la destinasse alla composizione dei contenziosi. In questo

⁶⁶¹ Si vedano la *Escrow Service Fee Proposal*, allegata alla email di Bollini a De Rosa del 16 maggio 2011, in Produzione PM-1, pp. 1507-ss; la fattura emessa da JP Morgan in data 1° giugno 2011, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 262.

⁶⁶² Si veda sul punto la Relazione **CT Ayoade**, para 3.6 e 4.6, secondo cui *“Il problema sorge rispetto al “Contratto di garanzia n° 2”, in base al quale NAE e Shell hanno versato US\$1.092.040.000 (un miliardo novantadue milioni e quarantamila dollari USA) per la consegna di OPL 245. Se per acquistare i diritti su OPL 245 le parti avessero pagato la somma a FGN come beneficiario finale FGN, allora potrebbero non esserci problemi. Tuttavia, vi sono prove che suggeriscono che NAE e Shell hanno pagato il denaro a FGN quale intermediario per trasferire il denaro in contanti a Malabu Oil & Gas Ltd. Questo strumento artificiale o “tubo collettore” ha protetto le IOC rispetto alla cattiva reputazione e alle relative problematiche derivanti dal trattare con Malabu Oil & Gas Ltd e i suoi proprietari. In realtà, i pagamenti previsti nel Resolution Agreement sono stati direttamente negoziati da Shell, NAE, Malabu e i funzionari governativi nigeriani, sotto la supervisione dell'AGF nigeriano (...).*

Le azioni delle IOC e di FGN in relazione al Contratto di garanzia 2 equivalgono inoltre a una violazione diretta del NEITI Act del 2007. L'articolo 1 di questa legge prevede la costituzione di un organo detto Nigeria Extractive Industries Transparency Initiative (NEITI). Uno dei principali obiettivi della NEITI è di eliminare ogni forma di pratica corruttiva nei pagamenti, nella riscossione e nella contabilizzazione di somme ricevute dal Governo Federale e provenienti da società del settore estrattivo (art. 2c).

Vi sono limiti legali ed etici alle finalità per le quali i conti governativi possono essere utilizzati. Legittime attività governative e commerciali possono rientrare nell'ambito di operatività di un conto appartenente al FGN. L'art. 2(C) del NEITI Act del 2007 richiede che i conti governativi non siano utilizzati per perpetrare attività che non siano trasparenti né svolte nell'interesse del Paese. È mio parere che il “Contratto di garanzia n° 2” sia anche contrario all'affidamento dei cittadini e alla policy pubblica. In breve, l'accordo è illegale e quindi contrario alla legislazione e alla prassi nigeriane”.

⁶⁶³ **Repliche PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 3 febbraio 2021, p. 16.

quadro, un contratto di *escrow* era perfettamente legittimo e conforme alla normativa, alla giurisprudenza e alla prassi nigeriane⁶⁶⁴.

In data 11 maggio 2011 il Ministro Alison-Madueke inviò a Shell una lettera in cui comunicò l'approvazione del Ministero all'assegnazione del Blocco⁶⁶⁵, chiarendo che la licenza era subordinata al pagamento del *Signature Bonus* e che ad essa si applicavano le condizioni contrattuali e fiscali previste nel *Resolution Agreement*.

In data 12 maggio 2011 l'Attorney General inviò una lettera al Ministro del Petrolio, nella quale (i.) informò che la Banca Centrale della Nigeria aveva confermato la ricezione del *Signature Bonus*, secondo le disposizioni della clausola 2(i) del *Resolution Agreement*, (ii.) chiese al Ministro del Petrolio di emettere la licenza⁶⁶⁶.

In data 19 maggio 2011 Eni ricette dal FGN la Licenza OPL 245⁶⁶⁷, emessa dal Ministro del Petrolio e datata 11 maggio 2011⁶⁶⁸.

Ricevuta la licenza, Eni diede esecuzione alle proprie obbligazioni: come previsto dalla clausola 3 del *Resolution Agreement*⁶⁶⁹, in data 20 maggio 2011 la società, in persona di Giuseppe Cerrito, emise nei confronti di *Banque Eni* l'ordine di pagamento⁶⁷⁰, con valuta 24 maggio 2011, dell'*escrow amount* presso il conto *escrow* intestato a Eni e Shell; in data 24 maggio 2011 Eni, in persona di Stefano Pujatti, inviò la *escrow completion notice*⁶⁷¹ a JP Morgan con la quale chiese l'ulteriore trasferimento dell'intera somma verso il contro *escrow* del Governo nigeriano⁶⁷².

JP Morgan in data 31 maggio 2011 inviò una lettera a Eni, con la quale confermò l'avvenuto trasferimento della somma presso il conto del Governo⁶⁷³.

⁶⁶⁴ Si vedano sul punto la Relazione **CT Segun**, Sezione 6, Parte 2, para 91-99; le Repliche scritte della **CT Segun**, depositate il 17 dicembre 2019, para 185-194.

⁶⁶⁵ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 253.

⁶⁶⁶ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 255.

⁶⁶⁷ Sulla data di ricezione della licenza, si veda la ricevuta firmata da Eni e il successivo scambio di email sul punto, in Relazione **CT Manzonetto**, allegati 3.4.4.d, 3.4.4.e.

⁶⁶⁸ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 252.

⁶⁶⁹ Così dispone la clausola 3 “*Entro cinque (5) giorni lavorativi dalla concessione e consegna a SNEPCO e NAE da parte del FGN della Licenza di prospezione petrolifera per il Blocco 245, debitamente rilasciata a nome di SNEPCO e NAE in maniera congiunta ai sensi della precedente Clausola 1.2, NAE, per conto sia di NAE che di SNEPCO, dovrà effettuare un bonifico presso il conto aperto ai sensi del Contratto escrow n. 2, per l'importo di un miliardo novantaduemila milioni e quarantamila dollari statunitensi (USD 1.092.040.000) a favore del FGN ai sensi della Clausola 1.3 (...)*”.

⁶⁷⁰ Si vedano l'ordine di pagamento e lo scambio email ad esso relativo, in Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.4.g, 3.4.4.e.

⁶⁷¹ Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.4.j.

⁶⁷² Questa fase dell'esecuzione del contratto è stata minuziosamente ricostruita in dibattimento dai testi **Giuseppe Cerrito**, trascrizioni ud. 12 dicembre 2018, pp. 25-27, e **Stefano Pujatti**, trascrizioni ud. 30 gennaio 2019, pp. 44-50.

⁶⁷³ Relazione **CT Manzonetto**, allegato 3.4.4.k.

Infine, in data 1° giugno 2011 si tenne una seduta del Consiglio di amministrazione di Eni nel corso della quale l'amministratore delegato informò il Consiglio della positiva conclusione dell'operazione così come approvata alla precedente riunione del 27 aprile 2011; il Consiglio prese atto⁶⁷⁴.

Per quanto riguarda la posizione e il ruolo di Eni, nonché di Roberto Casula, **l'operazione di acquisizione del Blocco 245 giunse a conclusione.**

⁶⁷⁴ Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 263.

CAPITOLO 3

Termini e condizioni del *Resolution Agreement*.

Assenza di atti contrari ai doveri di ufficio.

3.1. Premessa. Gli atti contrari contestati nell'imputazione e quelli argomentati nella requisitoria dei Pubblici Ministeri.

La ricostruzione cronologica del negoziato condotto da Eni, svolta al capitolo precedente⁶⁷⁵, consente di apprezzare *inter alia* l'evoluzione del testo contrattuale relativo all'acquisizione di OPL 245.

Si è visto in particolare (*i.*) che a partire da dicembre 2010 si cominciò a discutere di un accordo unico fra tutte le parti, in base al quale Eni e Shell avrebbero ottenuto la licenza direttamente dal Governo⁶⁷⁶; (*ii.*) che tale testo fu in seguito diviso in tre distinti contratti e quali furono le ragioni che condussero a tale divisione⁶⁷⁷; (*iii.*) che tutti i testi furono oggetto di negoziato con la NNPC e con il DPR, i quali, anche attraverso comunicazioni scritte, avanzarono richieste di modifica, molte delle quali furono accolte e cristallizzate negli accordi finali⁶⁷⁸.

Inoltre, nel corso del processo i Consulenti della difesa hanno valutato l'esito finale del negoziato, cristallizzato, per quanto attiene alla ri-assegnazione di OPL 245, nel *Resolution Agreement* del 29 aprile 2011 tra FGN, Eni e Shell, concludendo che le condizioni contrattuali ivi previste fossero conformi al diritto e alla prassi nigeriani⁶⁷⁹.

Dal canto suo, la Procura, che nell'imputazione aveva contestato la legittimità di numerose clausole del *Resolution Agreement*⁶⁸⁰, ha solo parzialmente mantenuto la propria originaria posizione, concentrandosi in requisitoria solo sui seguenti aspetti⁶⁸¹:

- l'assegnazione diretta, in luogo dell'indizione di una gara competitiva;
- l'assegnazione secondo lo schema *Sole Risk*, in luogo dello schema PSC;
- l'applicazione del regime fiscale previsto dal DIBPSA;

⁶⁷⁵ Si veda *supra*, capitolo 2.

⁶⁷⁶ Si veda in particolare *supra*, para 2.16.

⁶⁷⁷ Si veda in particolare *supra*, para 2.17.

⁶⁷⁸ Si veda in particolare *supra*, para 2.19.

⁶⁷⁹ Si veda in particolare la **Relazione CT Segun**.

⁶⁸⁰ Si veda l'imputazione, pp. 9-10, ove si contesta che l'assegnazione sia avvenuta: **1. senza gara**; **2. al prezzo unilateralmente stabilito da Eni e Shell**; **3. in violazione della riserva di quote garantita alle cd "indigenous companies" sulla base delle linee guida governative in materia**; **4. con piena e incondizionata esenzione da tutte le imposte nazionali (segnatamente: capital gain tax, taxes on income, withholding taxes, value added tax)**; **5. con la previsione dell'applicabilità di un regime fiscale favorevole (DIBPSA) e una clausola di salvaguardia da future modifiche del regime fiscale**; **6. con espresse limitazioni e vincoli al potere del governo nigeriano, e di ogni ente o agenzia governativa, di subentrare nello sfruttamento del blocco petrolifero**; **7. con la previsione dell'obbligo per il governo nigeriano di "tenere indenne" Eni e Shell da qualsivoglia futura azione legale relativa al blocco e da possibili statuizioni sfavorevoli e spese processuali**.

⁶⁸¹ Si vedano sul punto la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, pp. 54-65; la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 7.1-7.5.

- la previsione di una clausola di *back-in* a condizioni asseritamente vantaggiose per le IOC e svantaggiose per lo Stato;
- la asserita violazione della *Indigenous Policy*, per il fatto che i nuovi concessionari di OPL 245 non erano società indigene.

Quelli elencati sarebbero gli asseriti profili di **contrarietà ai doveri d’ufficio dell’atto** – il *Resolution Agreement* – stipulato tra Eni e Shell e la Pubblica Amministrazione nigeriana.

Avendo rinunciato a coltivare gli altri profili di (asserita) criticità del contratto indicati nell’imputazione, si deve ritenere che la Procura ne abbia riconosciuto l’infondatezza.

Di seguito, si affronteranno uno per uno i profili di asserita illegittimità che vizierebbero l’assegnazione di OPL 245 a mezzo del *Resolution Agreement* del 2011, per come prospettati dai Pubblici Ministeri in requisitoria e nella memoria.

Prima, però, deve farsi un ulteriore richiamo al tema dell’asserito conflitto di interessi che, a detta dell’Accusa, avrebbe viziato *ab origine* l’assegnazione di OPL 245 e qualsiasi successivo atto della Pubblica Amministrazione nigeriana che abbia riconosciuto diritti sulla licenza in capo a Malabu.

In requisitoria, infatti, il tema è stato posto a premessa delle criticità del *Resolution Agreement*⁶⁸².

Che OPL 245 sia stata originariamente assegnata a Malabu in presenza di un **conflitto di interessi** in capo a Dan Etete (ad un tempo Ministro del Petrolio e beneficiario economico di Malabu) è un dato:

- **tutt’altro che pacifico**, atteso che la licenza fu, nell’ordine: confermata, emessa, revocata e riassegnata da Amministrazioni diverse dal Governo Abacha, nelle quali Dan Etete non ricopriva alcuna carica pubblica;
- **mai evocato negli atti formali** delle Autorità nigeriane che si sono pronunciate – a seconda dei casi, attribuendoli, confermandoli o revocandoli – sui diritti sul blocco di Malabu, il che, proprio al contrario di quanto sostiene l’Accusa, configura una importante smentita delle “voci” relative al conflitto di interessi.

Nel contesto appena descritto, e segnatamente a fronte di specifiche, chiare e ripetute prese di posizione delle Amministrazioni nigeriane che mai avevano censurato i diritti di Malabu sul blocco per conflitto di interessi, Eni, e per essa anche Roberto Casula, non potevano che porre un **legittimo**

⁶⁸² Si veda sul punto la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, p. 54 “*il problema del conflitto di interessi, ed è stato evocato anche con riferimento a dati normativi, perché (...) in realtà il divieto di assumere attività in conflitto di interessi è nella costituzione nigeriana, e si dice espressamente (...) ‘un Pubblico Ufficiale non deve mettere sé stesso in una posizione in cui il suo interesse personale confligga con i suoi doveri e responsabilità’. La risposta della Segun è una risposta per certi versi molto condivisibile, perché dice ‘Se si è letta questa legge – che poi è la costituzione – e si è a conoscenza di tutto quanto è successo in relazione a Malabu, e si conosce la posizione di Dan Etete, mi spiace ma tutto ciò potrebbe sollevare delle questioni, delle domande circa il fatto che abbia agito in un modo contrario rispetto a quella legislazione’. Cioè lei lo definisce un issue, una questione, un problema aperto. Dice ‘Poi formalisticamente però bisognava andare a uno speciale Tribunale’, il Code of Conduct Bureau, non si è andato quindi amen, però non direi che sia così, cioè il problema rimane ed è uno dei vizi, cioè se in termini di legislazione nigeriana forse la risposta formalistica può avere un qualche senso, però in termini di sostanza il conflitto di interessi appunto era una presenza molto chiara e molto evidente a tutti”.*

affidamento sugli atti amministrativi di uno Stato sovrano, i quali avevano riconosciuto la validità del titolo di Malabu senza mai rilevare l'esistenza di un preteso conflitto di interessi.

3.2. La assegnazione diretta in luogo della indizione di una gara competitiva.

Sul procedimento di assegnazione utilizzato dal FGN nel 2011 la Procura ha concluso affermando che “*il problema del senza gara, cioè dell’assegnazione diretta o discretionary allocation, cioè allocazione discrezionale, è uno dei punti più dolenti sotto il profilo dell’imparzialità e del perseguimento del pubblico interesse da parte dei Pubblici Ufficiali nigeriani*”⁶⁸³.

Per avvalorare questa conclusione, l’Accusa ha sostenuto che l’assegnazione diretta, pur essendo in astratto prevista dal diritto nigeriano, costituiva una modalità di assegnazione tipica del regime militare, diffusasi allo scopo di favorire le società locali, sottocapitalizzate e prive delle necessarie competenze tecniche, e progressivamente abbandonata dai Governi democratici in ragione della sua scarsa trasparenza⁶⁸⁴.

Questa è stata la posizione sostenuta dal Consulente dell’Accusa, prof. Ayoade, il quale – per corroborare questa posizione – ha fra l’altro citato le *Guidance information for prospective bidders of the year 2005 licencing rounds*, che nell’ambito di quello specifico *round* di assegnazioni incoraggiarono il ricorso alla assegnazione mediante gare competitive⁶⁸⁵.

La Procura ha poi sostenuto che l’indizione di una gara competitiva sarebbe stata una ipotesi procedurale percorribile anche nel caso concreto. Prova ne sarebbe il fatto che in alcune occasioni durante il negoziato l’Attorney General paventò alle parti l’ipotesi di revocare il blocco e metterlo a gara, se non fosse stato rapidamente raggiunto un accordo⁶⁸⁶.

Sul tema della legittimità o illegittimità rispetto al diritto nigeriano di un’assegnazione diretta di una OPL e nello specifico di OPL 245, si impongono le seguenti osservazioni.

Da un punto di vista generale, che l’assegnazione diretta (o discrezionale) fosse una modalità di assegnazione contemplata dalla normativa nigeriana è pacifico, ed è stato riconosciuto anche dal Consulente del Pubblico Ministero⁶⁸⁷. Poiché consentita dalla disciplina di riferimento, tale modalità era (ed è) perfettamente legittima.

Il *Petroleum Act*, articoli 2 e 4(3), prevede che sia il Ministro delle risorse petrolifere a stabilire i termini e le condizioni di assegnazione⁶⁸⁸.

⁶⁸³ **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, p. 54; si veda anche la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 7.5.2.

⁶⁸⁴ Si veda sul punto la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, pp. 54-56.

⁶⁸⁵ Si veda la **Relazione CT Ayoade**, para 3.1.2 e 4.1.2, nonché il testo delle citate *Guidance Information sub Appendix C* della Relazione.

⁶⁸⁶ Si veda la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, pp. 58-59.

⁶⁸⁷ Si vedano l’**esame CT Ayoade**, trascrizioni ud. 3 aprile 2019, pp. 6-7; la **Relazione CT Ayoade**, para 3.1.2 e 4.1.2.

⁶⁸⁸ Si veda la **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 1, para 60-62.

La prassi di settore prevede tre diverse modalità di assegnazione: *(i.)* l'**assegnazione diretta**, fondata sull'accoglimento da parte del FGN di una richiesta di assegnazione formulata dal potenziale concessionario; *(ii.)* la **gara selettiva**, in cui il FGN invita alcuni possibili concessionari e li mette a gara; *(iii.)* la **gara competitiva**, organizzata in *rounds*, regolati da linee guida specifiche per ciascun *round*, e aperta a tutte le società dotate dei requisiti ivi previsti⁶⁸⁹.

Il Ministro delle risorse petrolifere, nella propria discrezionalità, individua la modalità di assegnazione ritenuta più appropriata al caso concreto.

Per conseguenza una assegnazione diretta era perfettamente lecita.

Ma vi è di più. Nel caso concreto, l'assegnazione diretta costituiva il metodo che più di ogni altro avrebbe garantito l'interesse dello Stato nigeriano. Una eventuale gara competitiva sarebbe con ogni probabilità andata deserta oppure avrebbe posto lo Stato nigeriano nella condizione, per poter liberare il blocco dai contenziosi esistenti e non onerare di ciò i concorrenti, di dovere sborsare ingenti risorse pubbliche; la gara, pertanto, certamente possibile in astratto, non era in concreto percorribile ed idonea a salvaguardare l'interesse pubblico.

Al riguardo occorre ricordare che al tempo del negoziato OPL 245 non era un blocco "vergine", essendo stato in passato oggetto di diverse (e divergenti) assegnazioni: *(i.)* assegnazioni a Malabu nel 1998-2001 e nel 2006, confermate nel 2010, ciò che al tempo del negoziato dava luogo in capo alla società nigeriana ad una legittima aspettativa di indennizzo in caso di revoca; *(ii.)* assegnazione a Shell nel 2002, in base alla quale la società olandese si riteneva titolare di diritti sulla licenza, dei quali aveva chiesto la tutela al Centro ICSID attivando un arbitrato, al tempo ancora pendente, nei confronti del Governo, sul quale incombeva pertanto anche un altro rischio di dover corrispondere un indennizzo.

Come estesamente dimostrato in dibattimento, l'obbligo di indennizzo in capo al FGN in caso di esproprio di un *asset* – e quindi anche nel caso della revoca di una licenza petrolifera – discende, fra l'altro⁶⁹⁰, dall'articolo 44(1) della Costituzione nigeriana, ai sensi del quale: "*Non è consentito espropriare coattivamente beni mobili o diritti su beni immobili e non è consentito acquisire coattivamente interessi su tali beni in qualunque parte della Nigeria eccetto che nelle modalità e per le finalità prescritte dalla legge che, tra le altre cose: (a) impone il puntuale pagamento di un indennizzo (...)*".

Sul punto, la Procura ha sostenuto che tale disposizione, ed il conseguente obbligo di indennizzo, non sarebbero applicabili agli *asset* petroliferi sulla scorta dell'art. 44(3) della Costituzione nigeriana, ai sensi del quale: "*A prescindere dalle disposizioni che precedono [quindi, anche dall'art. 44(1), ndr], l'intera proprietà e l'intero controllo su tutti i minerali, oli minerali e gas naturale che si trovano nei*

⁶⁸⁹ Si veda sul punto la **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 1, para 60-66.

⁶⁹⁰ L'altra norma rilevante in questo senso è il paragrafo 35, Schedule 1, Petroleum Act, il quale prevede che "*Se lo ritiene nell'interesse pubblico, il Ministro può imporre a una licenza o una concessione soggetta al presente allegato, termini e condizioni non in contrasto con la presente legge (fatta salva la generalità di quanto precede), ivi compresi termini e condizioni relativi a: (a) una partecipazione da parte del FGN nell'attività a cui si riferisce la licenza o la concessione, a condizioni che verranno negoziate tra il Ministro e il richiedente*", si veda la **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 3, para 44.

*territori della Nigeria e sotto o sopra di essi, oppure nelle acque territoriali della Zona Economica Esclusiva della Nigeria e sotto o sopra di essa, spettano al Governo della Federazione, e saranno gestiti secondo le modalità prescritte dall'Assemblea Nazionale*⁶⁹¹.

Quanto sostenuto dai Pubblici Ministeri, che anche su questo punto si sono cimentati in una (personale) interpretazione di una normativa straniera quale il diritto costituzionale nigeriano, non può essere condiviso. E non è condiviso, anzitutto, dalla Suprema Corte nigeriana.

Come ricordato dai Consulenti di questa difesa⁶⁹², la Corte Suprema nigeriana nella sentenza NNPC c. Famfa Oil Ltd (2012), avente ad oggetto proprio una OPL, ha stabilito che il FGN, dopo aver concesso una licenza petrolifera ad un soggetto privato, non può riacquisirla in tutto o in parte senza prima avere negoziato con il concessionario un equo indennizzo⁶⁹³.

Ne deriva che nel caso di specie, prima di procedere ad una nuova assegnazione, e quindi di emettere una nuova licenza in capo ad un soggetto diverso dai precedenti titolari, il FGN avrebbe dovuto ad un tempo: revocare la licenza a Malabu, negoziando con essa un equo indennizzo, e transigere l'arbitrato con Shell (con altro probabile riconoscimento economico nei confronti di quest'ultima) o, in alternativa, attenderne l'esito.

Se poi il FGN avesse voluto procedere alla nuova assegnazione tramite gara competitiva, avrebbe avuto davanti a sé solo due alternative: scaricare interamente sul vincitore della gara i costi dell'indennizzo a Malabu e dell'eventuale risarcimento a Shell; ovvero coprire tali costi con risorse proprie.

Considerando, da un lato, l'alto valore del blocco e, dall'altro lato, le alte probabilità di soccombenza del FGN nell'arbitrato, è facile comprendere che nessuna delle due ipotesi era concretamente percorribile: difficilmente un operatore petrolifero sarebbe stato disposto a sopportare i costi degli indennizzi a Malabu e a Shell; del pari, difficilmente lo Stato nigeriano sarebbe stato disposto a farsi carico di tali costi impiegando ingenti risorse pubbliche.

L'opzione procedurale eletta nel 2011 dal FGN, che ricorse ad una assegnazione diretta, ebbe il pregio di superare l'*impasse*. L'ingresso di Eni nel negoziato, che aveva concordato con Shell una paritaria divisione dei diritti sulla nuova licenza e aveva offerto a Malabu una *consideration* per la rinuncia ai diritti sul blocco, consentì di trovare un equilibrio negoziale in grado di tutelare l'interesse pubblico

⁶⁹¹ Si veda sul punto la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, p. 63 “*All'articolo 44, primo comma, si dice che non si potrà prendere possesso di nessun bene immobile o di diritti o interessi sulla proprietà in modo forzoso. Quindi non è possibile, l'espropriazione senza indennizzo non è possibile, infatti aggiunge che ci dev'essere il prompt pagamento di una indennità, di un indennizzo. E comunque il cittadino nigeriano, se espropriato, ha diritto di ricorrere alla giustizia. Però c'è un terzo comma in questo articolo 44, ed è quello fondamentale perché è quello che riguarda la questione di cui ci occupiamo. Il terzo comma dice 'Malgrado le precedenti previsioni di questo articolo, l'intera proprietà e il controllo di tutti i minerali, olii minerali e gas naturale, in ogni terra della Nigeria, nelle acque territoriali e nella zona economica esclusiva, sono conferiti al governo della federazione'. Cioè il regime degli olii minerali è un regime di un bene che appartiene ab initio al governo della Nigeria*”.

⁶⁹² Si veda la **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 3, para 42-45.

⁶⁹³ Si veda la Sentenza della Corte Suprema della Nigeria, NNPC vs. Famfa Oil Ltd (2012), in **Relazione CT Oditah**, Casi giurisprudenziali, allegato 13.

della Nigeria: Malabu rinunciò alla licenza e Shell rinunciò all'arbitrato senza che il FGN impegnasse denaro pubblico.

Sul punto merita richiamare un passaggio della consulenza di Kemi Segun:

“Ritengo che il fatto che Malabu avesse già trovato un soggetto disposto (NAE/ENI) ad acquisire la sua intera quota dell'OPL 245 nel 2010, prima della firma del Resolution Agreement del FGN del 2011, costituisce la base, e la risorsa, che ha consentito al FGN di stabilire come gestire la transazione delle pretese esistenti sull'OPL 245 da un punto di vista economico”⁶⁹⁴.

“È anche utile osservare che se NAE/ENI o qualunque altra compagnia non fosse stata disposta ad acquisire l'OPL 245, accordo dal quale si sarebbe potuto ricavare un Importo della transazione, il FGN avrebbe dovuto risarcire Malabu o SNUD nell'ambito delle diverse cause legali, o con pagamenti in denaro o con un corrispettivo di diversa natura (ad es. offrendo un'altra risorsa). Quindi, poiché erano falliti i precedenti tentativi del FGN di risolvere completamente le controversie sull'OPL 245 in modo da liberare totalmente la risorsa, era ragionevole per il FGN dal punto di vista economico, e aveva senso come strategia compositiva, accogliere con favore la partecipazione di NAE/ENI come possibile acquirente dell'OPL 245, in modo da consentire al FGN di ottenere le somme necessarie a indennizzare Malabu per gli interessi ceduti e i danni subiti. La strategia compositiva soddisfaceva anche le pretese di SNUD, consentendo a SNEPCO di partecipare e a SNUD di recuperare i costi sostenuti in 3 (tre) anni di gestione della risorsa prima del reintegro dei diritti di Malabu, avvenuto nel 2006”⁶⁹⁵.

“Nella stipula dei Resolution Agreements, il FGN non solo si è garantito delle entrate immediate, potendo finalmente incassare il saldo del Bonus di firma da US\$210.000.000 (duecentodieci milioni di dollari statunitensi); ma ha anche assolto il suo obbligo di indennizzo, previsto dalla Costituzione e dal Petroleum Act, riservandosi al contempo il diritto di partecipare alla risorsa in una data futura e stabilendo preventivamente i termini della partecipazione”⁶⁹⁶.

In definitiva, l'assegnazione diretta di OPL 245 fu largamente più vantaggiosa per lo Stato nigeriano, rispetto ad una assegnazione tramite gara.

In questo quadro, è del tutto privo di rilevanza il richiamo, fatto dalla Procura⁶⁹⁷, alla posizione dell'Attorney General che, in alcuni momenti del negoziato, avrebbe prospettato a Malabu la revoca del blocco e la sua messa a gara.

Come emerge chiaramente dalle evidenze processuali su questo specifico aspetto, l'Attorney General non intese mai revocare il blocco *tout court*, ossia senza indennizzare Malabu. La prospettiva

⁶⁹⁴ **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 3, para 49.

⁶⁹⁵ **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 3, para 54.

⁶⁹⁶ **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 3, para 55.

⁶⁹⁷ Si veda nuovamente la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, pp. 58-59.

comunicata alle parti fu invece di revocare e mettere a gara, previo indennizzo accordato a Malabu a prescindere dal consenso di quest'ultima sul *quantum*⁶⁹⁸.

E ciò, a ben vedere, è chiaro pure alla stessa Procura, la quale, in altro momento della Requisitoria⁶⁹⁹, ha riconosciuto che nel caso di revoca del blocco a Malabu sarebbe spettato un corrispettivo.

In conclusione, la modalità scelta dal FGN nel 2011 di assegnazione diretta della licenza non solo era lecita, in quanto conforme alla normativa e alla prassi nigeriane, ma era anche la più conveniente per gli interessi dello Stato, perché aveva l'effetto di onerare i nuovi concessionari dei costi necessari alla emissione della licenza. Se avesse percorso l'alternativa auspicata dalla Procura, cioè l'indizione di una gara competitiva, lo Stato nigeriano avrebbe dovuto sostenere tali costi mediante risorse proprie.

3.3. La assegnazione in modalità *Sole Risk* e non in modalità PSC.

Ai sensi del *Resolution Agreement* il FGN assegnò la licenza a Eni e Shell, senza alcuna partecipazione pubblica, salvo l'eventuale esercizio del diritto di *back-in*. In questo modo le due IOC ottennero congiuntamente il 100% dei diritti di *equity* (cd. *first party*) ed il 100% dei diritti di *contractor* (cd. *second party*).

Questo schema contrattuale prende il nome di *Sole Risk*, e si differenzia dallo schema del *Production Sharing Contract* (PSC), nel quale i diritti di *equity* sono di regola assegnati alla NNPC e i diritti di *contractor* sono assegnati a una o più società private⁷⁰⁰.

Lo schema *Sole Risk* appare più vantaggioso in termini di utili, poiché la *first party* ha diritto a trattenere l'intera quota di *Profit Oil* estratto. Tuttavia, tale vantaggio è bilanciato dal fatto che la *first party* deve farsi carico in modo esclusivo di tutti i costi e i rischi connessi alle attività petrolifere (esplorazione, scavo, estrazione, trasporto e vendita di petrolio, versamento delle imposte previste, ecc.)⁷⁰¹.

Qualora il Governo eserciti il diritto di *back-in* su una quota di licenza *Sole Risk*, la licenza viene divisa in due parti: la parte esclusa dal *back-in* rimane regolata secondo lo schema del *Sole Risk*; la

⁶⁹⁸ Si vedano in particolare l'email di Olafimihan del 16 dicembre 2010, in RDSN 775; l'email di Klusener del 16 dicembre 2010, in RDSN 774; le email di Klusener e Burmeister del 16 dicembre 2010, in RDSN 777; l'email di Klusener del 17 dicembre 2010, in RDSN 781; il memo Shell "Note for File - OPL 245 Chronology of events between 2007 - 2011" del 15 luglio 2013, in PM-2 118, con particolare riferimento alla pagina 8 di tale memo.

⁶⁹⁹ Si veda la **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, p. 35 "se (...) la minaccia della revoca del blocco fosse un dispetto a Etete, fosse vera, allora, sì, sarebbe una cosa giusta, legittima da fare. Ma la minaccia di revoca del blocco è fatta per tutt'altri scopi, perché non corrisponde a un privare Etete di qualcosa. Corrisponde a un aiutare Etete ad avere i soldi in un altro modo. Cioè se avessero detto 'Ti togliamo il blocco e non ti diamo niente', benissimo, saremmo stati tutti contenti e tutti d'accordo con questo approccio del governo nigeriano. Ma qui la questione è un'altra: ti togliamo il blocco se non trovi l'accordo sul prezzo e ti diamo tutti i soldi che riusciremo a farti avere"; p. 38 "una email di Nike Olafimihan del 16 dicembre 2010, che commenta un incontro con l'Attorney General, e dice 'L'Attorney General mi ha informato della sua intenzione di annullare l'intero OPL da Malabu a causa delle controversie tra gli azionisti', c'era stata la causa di Abacha, 'che sta andando così contro la buona volontà mostrata dal governo'. Rifaccio la parentesi, fosse stata una revoca e basta, tutti d'accordo. La revoca con i soldi lo stesso, è un altro discorso".

⁷⁰⁰ Una esaustiva analisi su tali schemi contrattuali è contenuta in **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 1, para 33-ss.

⁷⁰¹ Su tali diritti e obblighi della *first party* in una licenza *Sole Risk* si veda in particolare la **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 1, para 36.

parte oggetto di *back-in* viene regolata secondo un PSC, nel quale il Governo assume la veste di *first party* e l'ente privato mantiene i diritti di *second party*.

La scelta di questo schema concessorio (*Sole Risk*) è stata stigmatizzata dalla Procura: “*Quello che succede invece è che curiosamente come effetto di assegnazione discrezionale, cioè usando questo vecchio arnese del regime militare hanno dato anche un regime giuridico che è un vecchio regime giuridico, cioè il cosiddetto sole risk, che significa che il sole risk è quando una società, o due società, gestiscono una cosa senza partecipazione di altre entità, segnatamente entità nigeriane. Questa prassi veniva usata per favorire, anche qui, imprese nigeriane, e da questo punto di vista il caso dell'OPL 245, che è incontestabilmente uno dei giacimenti più ricchi della Nigeria, è un unicum di favoritismo*”⁷⁰².

La posizione della Procura fonda su quanto affermato dal proprio CT, prof. Ayoade, secondo il quale lo schema *Sole Risk* sarebbe riservato alle società indigene ai sensi del *Deep Offshore and Inland Basin Production Sharing Contracts Act (DIBPSA)*⁷⁰³.

Anche su questo punto, che di nuovo riguarda un profilo di diritto nigeriano, occorre fare chiarezza.

Il richiamo normativo fatto dal CT dell'Accusa è del tutto inconfidente, atteso che il DIBPSA si limita a regolare il regime fiscale delle licenze petrolifere *Deep Offshore*. Tale provvedimento nulla dice, invece, sullo schema giuridico della concessione.

Sul punto, la CT Segun ha invece chiaramente riferito che “*per l'assegnazione di diritti a rischio esclusivo non è prevista alcuna limitazione di legge inerente alla nazionalità*”⁷⁰⁴ e che in alcuni casi società straniere sono state assegnatarie di concessioni *Sole Risk*⁷⁰⁵.

Peraltro, all'epoca del negoziato il *Sole Risk* non poteva neppure dirsi un “vecchio” regime giuridico. A tal proposito, si consideri che le *Guidance information for prospective bidders of the year 2005 licencing rounds*, allegate alla CTPM⁷⁰⁶, al paragrafo *21.0 Contractual Arrangements*, chiarivano che il *Sole Risk* era al tempo fra i regimi giuridici che il Ministro poteva utilizzare nelle assegnazioni di licenze OPL.

Ma su questo specifico aspetto vi è di più.

La scelta del regime *Sole Risk* non fu né casuale, né assunta per favorire Eni e Shell: fu una scelta a tutela dell'interesse dello Stato.

Come si è visto più sopra, nel 2010-2011 Malabu era titolare del 100% di OPL 245 in regime *Sole Risk*⁷⁰⁷. Ciò sulla base di precisi atti dell'Amministrazione nigeriana: (i.) l'originaria assegnazione ebbe ad oggetto una licenza *Sole Risk*⁷⁰⁸; (ii.) il *Settlement Agreement* del 2006 riassegnò la licenza a

⁷⁰² **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, p. 59; **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 7.5.4.

⁷⁰³ Si veda sul punto l'esame del CT Ayoade, trascrizioni ud. 3 aprile 2019, p. 14.

⁷⁰⁴ Relazione CT Segun, Sezione 6, Parte 1, para 37.

⁷⁰⁵ Relazione CT Segun, Sezione 6, Parte 1, para 39.

⁷⁰⁶ Si veda la **Relazione CT Ayoade**, Appendix C.

⁷⁰⁷ Si veda *supra*, para 1.3.3.

⁷⁰⁸ Si veda sul punto la lettera del DPR del 29 aprile 1998, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 1.

Malabu, dichiarando l'annullamento di tutti gli atti che avevano avuto l'effetto di privare Malabu dei propri diritti⁷⁰⁹ e reintegrando la Società in tali diritti; (*iii.*) con la lettera del 2 luglio 2010 il Ministro del Petrolio diede esecuzione al *Settlement Agreement* del 2006⁷¹⁰.

E proprio questa era l'informazione di cui disponeva Eni sin dall'inizio del negoziato⁷¹¹, poi successivamente confermata⁷¹², in relazione al regime (e quindi allo schema) giuridico che caratterizzava la licenza. Non a caso tutte le offerte di Eni erano state formulate per acquisire (in tutto o in parte) entrambi i diritti di *first* e *second party*⁷¹³.

Anche la determinazione del prezzo, quindi, tenne conto di questo dato, che non fu *un obiettivo fin dall'inizio pervicacemente perseguito da Eni*⁷¹⁴, ma semplicemente un dato di fatto comunicato ad Eni dal venditore (Malabu), che appariva come titolare di una licenza *Sole Risk* e in grado di disporre di una licenza *Sole Risk*.

Oggetto del negoziato tra Eni-Shell e Malabu, pertanto, fu la licenza in regime *Sole Risk* poiché tale era il bene (ed il suo correlato assetto giuridico) di cui Malabu, per quanto noto, appariva titolare e legittimata a disporre. E le offerte di Eni riflettevano, in punto di corrispettivo, una valutazione dei diritti sul blocco coerente rispetto a questo assetto giuridico.

Se si tengono a mente questi elementi, appare chiaro che nel 2011 il Governo ebbe un'unica via per la risoluzione di tutte le controversie, vale a dire quella di assegnare al nuovo concessionario la licenza alle stesse condizioni a cui il vecchio concessionario l'aveva ottenuta.

Se, al contrario, come sostiene la Procura, il FGN avesse deciso di assegnare OPL 245 con un regime giuridico diverso – ad esempio con un PSC, che avrebbe conferito a Eni e Shell solamente i diritti di *second party* – queste ultime avrebbero determinato e offerto in corrispettivo un prezzo diverso e

⁷⁰⁹ Ciò emerge in particolare dalla lettera del Ministero del Petrolio del 2 dicembre 2006, in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 29, che, fra l'altro, recita “*Il suddetto blocco 245 (OPL 245) sarà, alla data odierna e con effetto immediato, restituito a Malabu con piena e totale reintegrazione di tutti i relativi diritti (...). Tutte le precedenti decisioni in contrasto con quanto sopra, o che potrebbero privare Malabu Oil & Gas Ltd dei diritti sulla totalità delle concessioni nel suddetto OPL 245 saranno interamente e completamente annullate, come se non fossero mai state prese*”.

⁷¹⁰ Si veda la lettera del Ministero del Petrolio del 2 luglio 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 142.; si veda, inoltre, la **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 3, para 84, secondo cui “*OPL 245 had, under the 2006 Settlement Agreement, the 2006 Reinstatement Letter, and the 2010 Re-Allocation Letter, become a sole risk concession issued without foreign equity participation restrictions*”.

⁷¹¹ Come è noto, all'inizio del negoziato Eni aveva avuto notizia di un accordo transattivo tra Malabu e Shell, raggiunto nella seconda parte del 2009, a mente del quale il blocco sarebbe stato diviso in parti uguali: ciascuna società avrebbe ricevuto il 50% dei diritti di *first* e *second party*. Si vedano in proposito la email di Pagano del 14 dicembre 2009, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 43, e la presentazione di Carbonara di dicembre 2009, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 45. Più in generale, sulla consapevolezza di Eni in merito al regime giuridico della licenza in capo a Malabu, si veda il *OPL 245 VDR Summary Report*, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

⁷¹² Si veda sul punto la lettera di Raiffeisen del 12 luglio 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 147, in cui si dice “*con la recente riconferma, da parte del Governo Federale della Nigeria, dei diritti di Malabu sulla OPL 245 on a Sole Risk basis e la conferma del diritto di vendita di Malabu, siamo certi che il processo autorizzativo successivo alla firma sarà rapido*”.

⁷¹³ Si veda il testo delle offerte del 27 aprile 2010, 16 giugno 2010, 30 ottobre 2010, in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 105, 132, 185, nelle quali Eni ha sempre offerto il proprio prezzo in cambio dei diritti (prima al 40% poi al 100%) di *first* e *second party*.

⁷¹⁴ Ciò è invece stato sostenuto dalla Procura in **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 7.2.

inferiore, con le alternative conseguenze che: il FGN avrebbe dovuto coprire la differenza con risorse proprie; Malabu non avrebbe accettato di rinunciare ai propri diritti e la licenza non sarebbe stata riassegnata.

Assegnando la licenza mantenendone il regime *Sole Risk*, gli accordi sulla riassegnazione della licenza poterono essere conclusi senza impiego di denaro pubblico.

A queste conclusioni non osta la circostanza che con il regime *Sole Risk* Eni e Shell abbiano ottenuto il diritto al 100% dei ricavi sulle risorse estratte. Infatti, come si vedrà nel prosieguo, questo “vantaggio” fu adeguatamente bilanciato dalla previsione del diritto di *back-in* in capo al Governo.

3.4. L'applicazione del regime fiscale DIBPSA.

Ulteriore profilo critico del *Resolution Agreement* consisterebbe, secondo l'Accusa, nel regime fiscale applicato alla licenza OPL 245 emessa nel 2011⁷¹⁵.

Il regime fiscale della licenza fu disciplinato dalle clausole 4 e 6 del *Resolution Agreement*, ai sensi delle quali:

- **Clausola 4.** “*I reciproci diritti e obblighi di Nae e Snepco con riferimento alle operazioni del Blocco 245 saranno disciplinati da un Accordo di ripartizione della produzione (Production Sharing Agreement - PSA) che esse sottoscriveranno tra loro o tra loro e/o i loro soggetti designati*”;

- **Clausola 6.** “*Il FGN conferma a Nae e a Snepco che i termini fiscali previsti dal Deep Offshore and Inland Basin Production Sharing Contracts Act (DIBPSA), cap D3, Leggi della Federazione della Nigeria, 2004, saranno applicabili al PSA tra Nae e Snepco in relazione al Blocco 245*”.

Sulla base di tali previsioni, il 21 febbraio 2012 Eni e Shell conclusero un *Production Sharing Agreement*, con cui furono stabilite le condizioni di ripartizione della produzione fra le due società⁷¹⁶.

Ad avviso della Procura, che riprende le valutazioni del proprio Consulente⁷¹⁷, il profilo di criticità riposerebbe sulle seguenti circostanze⁷¹⁸.

1. Il DIBPSA sarebbe un regime fiscale di vantaggio, concepito per favorire le imprese locali, tipicamente sottocapitalizzate, nello sfruttamento di blocchi cd. *Deep Offshore*, notoriamente più complesso rispetto allo sviluppo di blocchi *onshore*. Esso sarebbe applicabile solo a condizione che la licenza sia concessa secondo il regime giuridico *Production Sharing Contract* (PSC).

2. Il regime giuridico PSC consisterebbe in un accordo tra *first party* (*equity holder*) e *second party* (*contractor*) per la ripartizione della produzione del blocco, in cui la *first party* sarebbe

⁷¹⁵ Si veda l'imputazione, p. 9, nonché la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, p. 61.

⁷¹⁶ Si veda il *Production Sharing Agreement* tra Eni e Shell del 21 febbraio 2012, in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 277.

⁷¹⁷ Si veda la **Relazione CT Ayoade**, para 3.4.2; si veda anche l'**esame CT Ayoade**, trascrizioni ud. 3 aprile 2019, pp. 14-16.

⁷¹⁸ Si veda sul punto la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, pp. 61-62; la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 7.5.4.

alternativamente e necessariamente la società di stato NNPC o una società indigena e la *second party* sarebbe una qualunque società petrolifera.

3. Poiché il PSA stipulato da Eni e Shell nel 2012 ai sensi della clausola 4 non rientra nella definizione di PSC appena vista, il regime DIBPSA non avrebbe potuto essere applicato alla licenza del 2011.

Questa ricostruzione non può essere condivisa, per ragioni giuridiche e, prima ancora, logiche.

Innanzitutto, è opportuno rilevare che l'applicazione in sé di questo regime al tempo dei fatti non fu oggetto di censure da parte degli organi tecnici NNPC e DPR, i quali si limitarono a sollevare rilievi in merito alla clausola di stabilizzazione di tale regime: che al tempo del negoziato il regime DIBPSA fosse quello applicabile a OPL 245 non fu tema di dibattito negoziale – né pertanto oggetto di rilievi o censure di parte pubblica – con il Governo⁷¹⁹.

Sicché le censure qui sinteticamente richiamate appaiono il frutto di una mera elaborazione intellettuale della Procura.

Venendo ora al merito di tali critiche, come ricostruito dalla CT Segun⁷²⁰, il regime DIBPSA fu codificato nel 1999 dal primo Governo democratico successivo al regime militare e fu in seguito ripetutamente modificato. La versione della legge in vigore al tempo del negoziato ed applicata alla licenza del 2011 è nota come DIBPSA 2004.

Tale legge contiene termini fiscali che derogano in senso più favorevole ai termini fiscali ordinari relativi ai profitti da operazioni petrolifere, previsti dal *Petroleum Profit Tax Act* (PPTA). La *ratio* della deroga risiede nella volontà del Governo nigeriano di favorire lo sfruttamento dei blocchi *Deep Offshore*, fornendo alle imprese titolari di tali blocchi incentivi fiscali a fronte degli alti costi da sostenere per il loro sviluppo.

In estrema sintesi, il DIBPSA prevede quanto segue:

- una durata della licenza maggiore rispetto ai termini ordinari (10 anni, anziché 5⁷²¹);
- una *Petroleum Profit Tax* (PPT) pari al 50% (anziché 85%⁷²²);
- *Royalties* pari allo 0% per aree con profondità superiore a 1.000 metri;
- una ripartizione dell'olio estratto in **Tax Oil**, spettante alla *first party* e utilizzato per assolvere l'onere della PPT, **Cost Oil**, spettante al *contractor* a copertura dei costi di esplorazione-estrazione, **Profit Oil**, da dividere tra *first* e *second party* a seconda delle percentuali stabilite nel contratto.

Va poi precisato che i termini fiscali previsti dal DIBPSA furono applicati dal FGN ai blocchi *Deep Offshore* anche prima della originaria codificazione della legge nel 1999. Ciò è confermato dalle

⁷¹⁹ Si veda la ricostruzione del negoziato con NNPC e DPR operata *supra*, para 2.19, nonché nella Tabella allegata alla presente memoria.

⁷²⁰ Si veda la ricostruzione svolta in **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 3, para 130-143.

⁷²¹ Ai sensi del Petroleum Act le OPL hanno durata massima di 5 anni. Si veda sul punto il Petroleum Act, Schedule 1, Paragrafo 6, che così stabilisce “*The duration of an oil prospecting licence shall be determined by the Minister, but shall not exceed five years (including any periods of renewal)*”.

⁷²² Ai sensi dell'articolo 21, Petroleum Profit Tax Act (PPTA), l'imposta sui redditi da operazioni petrolifere è pari all'85%.

condizioni di allocazione di OPL 245 a Malabu del 1998: durata della licenza pari a 10 anni, PPT al 50%, Royalties allo 0%⁷²³.

Per quanto riguarda le condizioni di applicabilità del regime fiscale DIBPSA, occorre fare riferimento al Preambolo e alle Sezioni 1 e 17 della legge.

Preambolo.

“An Act to, among other things, give effect to certain fiscal incentives given to the oil and gas companies operating in the Deep Offshore and Inland Basin areas under production sharing contracts between the Nigerian National Petroleum Corporation or other companies holding oil prospecting licenses or oil mining leases and various petroleum exploration and production companies”.

Sezione 1 – Production Sharing Contracts.

“Notwithstanding anything to the contrary contained in any other enactment or law, the provisions of this Act shall apply to all Production Sharing Contracts as defined in section 17 of this Act”.

Sezione 17 – Interpretation.

“Corporation” means the Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC);

“Contractor” means any petroleum exploration and production company who has entered into a Production Sharing Contract agreement with the Corporation or entered into an agreement or arrangement with any Nigerian Holder of an oil prospecting licence or an oil mining lease within the Deep Offshore and Inland Basin; (...)

“Holder” means any Nigerian company who holds an oil prospecting license or oil mining lease situated within the Deep Offshore and Inland Basin under the relevant provision of the Petroleum Act; (...)

“Production Sharing Contracts” means any agreement or arrangements made between the Corporation or the Holder and any other petroleum exploration and production company or companies for the purpose of exploration and production of oil in the Deep Offshore and Inland Basins.

Se ne traggono le seguenti conclusioni.

La *ratio* della legge è quella di favorire – tramite incentivi fiscali – l’attività di esplorazione ed estrazione nei blocchi *Deep Offshore*, siano esse condotte dalla NNPC o da imprese private; non costituisce, invece, obiettivo di tale testo normativo il sostegno all’imprenditoria locale.

Il *Production Sharing Contract*, a cui si applica il regime DIBPSA, è un contratto che regola lo svolgimento delle attività petrolifere e la ripartizione della produzione in blocchi *Deep Offshore*, fra il titolare della licenza (cd. *first party*) e un *contractor* (cd. *second party*); il primo è alternativamente la NNPC o una *Nigerian Company*, il secondo è qualunque società petrolifera.

La legge non fornisce una definizione di *Nigerian Company*. Tuttavia, considerato che la legge non ha quale specifico obiettivo quello di favorire le cd. *Indigenous Companies* (i.e. imprese con azionariato nigeriano), si deve intendere per *Nigerian Company* qualunque impresa registrata in

⁷²³ Si vedano sul punto le lettere di allocazione della licenza del 29 aprile 1998, Nota di produzione Eni, documento n. 1.

Nigeria. Indicativa, in questo senso, è la generica locuzione “*other companies*”, contenuta nel Preambolo, quali possibili titolari di licenza *deep offshore* beneficiari dell’incentivo.

Conseguentemente, rientra nella definizione di PSC ai sensi del DIBPSA un contratto di ripartizione della produzione stipulato tra una società privata registrata in Nigeria, in qualità di titolare della licenza, e una qualunque società petrolifera, in qualità di *contractor*, a condizione che tale contratto abbia ad oggetto l’esplorazione e la produzione in un blocco *Deep Offshore*.

In conclusione, il contratto PSA stipulato tra Nae e Snepco nel 2012 per la ripartizione della produzione di OPL 245 rientra perfettamente nella definizione di PSC ai sensi del DIBPSA e può beneficiare del regime fiscale ivi previsto.

In tema, merita richiamare le osservazioni svolte dal CT delle difese Kemi Segun.

“Le disposizioni del decreto DIBPSA (...) sono pensate per applicarsi a tutte le operazioni in acque profonde offshore e in bacini interni (...). L’obiettivo concreto era assoggettare a condizioni fiscali più favorevoli le operazioni per le attività di esplorazione in acque profonde offshore”⁷²⁴.

“È opportuno sottolineare che il decreto DIBPSA non stabilisce che gli accordi che rientrano nel suo campo di applicazione debbano prevedere la partecipazione del FGN (attraverso NNPC), dato che tutte le concessioni in acque profonde offshore e bacini interni detenute dalla ‘Società’ (vale a dire NNPC) o dal ‘titolare’ (vale a dire qualsiasi società nigeriana) sono soggette al decreto DIBPSA. Pertanto, la giusta domanda da porre per determinare l’applicabilità delle disposizioni del DIBPSA a una concessione è l’ubicazione della concessione e non se il FGN (per il tramite di NNPC) sia o meno una parte nella concessione”⁷²⁵.

“Sia Nae sia Snepco (in quanto società nigeriane), congiuntamente e individualmente, sono ‘titolari’ dell’OPL 245. Nella veste individuale e congiunta di ‘titolare’ hanno rispettivamente stipulato tra loro il PSA con lo scopo di condurre attività di esplorazione e produzione in acque profonde offshore, dato che ciascuna di esse è una compagnia di esplorazione e produzione petrolifera”⁷²⁶.

“Non vi è dubbio (...) che il PSA sia un contratto che rientra correttamente nella definizione di PSC ai sensi del decreto DIBPSA, quindi le condizioni fiscali per acque profonde offshore e le altre condizioni previste dal decreto DIBPSA, in assenza di altri argomenti, si applicano di per sé alle operazioni nell’OPL 245, detenuta da Nae e Snepco”⁷²⁷.

Le considerazioni della CT Segun trovano conforto nella storia di OPL 245.

Come si è visto, le condizioni fiscali previste dal DIBPSA furono concesse a Malabu sin dalla originaria assegnazione e ciò benché in quella occasione: (i.) la licenza non fosse regolata da un PSC con NNPC, bensì da un regime *Sole Risk*, (ii.) a seguito della *partnership* stipulata tra Malabu e Shell

⁷²⁴ **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 3, para 133.

⁷²⁵ **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 3, para 139.

⁷²⁶ **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 3, para 138.

⁷²⁷ **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 3, para 135.

nel 2001, le società titolari (*holder*) della licenza (*first party*) fossero una società locale (Malabu) e una società multinazionale (Shell).

Quest'ultima considerazione, oltre a dimostrare che del regime DIBPSA potessero beneficiare anche società di azionariato non locale, purché titolari di blocchi *Deep Offshore*, è importante anche per apprezzare la liceità e la buona fede dell'atteggiamento negoziale di Eni.

Nell'ambito del negoziato, infatti, Eni si limitò ad analizzare e prendere atto delle condizioni a cui il titolare del blocco (Malabu) deteneva la licenza: Malabu era titolare di un blocco *Deep Offshore*, con un regime contrattuale *Sole Risk* e un regime fiscale DIBPSA.

Eni, pertanto, svolse le proprie analisi sul valore del blocco e formulò le proprie offerte nella prospettiva di diventare cessionaria di una licenza alle medesime condizioni.

Se la licenza nel 2011 fosse stata riassegnata a condizioni diverse da quelle concesse al precedente titolare (Malabu), Eni avrebbe determinato e offerto un prezzo diverso e inferiore, con le già viste ripercussioni sul negoziato potenzialmente negative per lo Stato.

Dunque, non solo il regime giuridico *Sole Risk*, ma anche l'applicazione del regime fiscale DIBPSA devono considerarsi elementi negoziali del tutto conformi al diritto nigeriano e in concreto coerenti con gli interessi pubblici dello Stato nigeriano alla risoluzione delle dispute sul blocco.

Tale conclusione non viene meno neanche considerando, come sostiene Procura⁷²⁸, che la combinazione dei due regimi avrebbe sottratto al FGN l'intera quota di *Profit Oil*, di cui avrebbero beneficiato esclusivamente Eni e Shell.

Come si vedrà al paragrafo seguente, questo elemento negoziale fu bilanciato dalla previsione nell'*Agreement* della clausola di *back-in*, la cui *ratio* è proprio quella di assicurare allo Stato nigeriano quote di *Profit Oil* nei blocchi assegnati in regime *Sole Risk*.

3.5. La clausola che disciplina il diritto di *back-in* del Governo.

La clausola 11 del *Resolution Agreement* ha stabilito il diritto in capo al FGN di acquisire una quota della licenza successivamente alla assegnazione a Eni e Shell. Questo diritto è noto come diritto di *back-in*.

Ai sensi di tale clausola, l'esercizio del diritto di *back-in* è regolato dai seguenti termini e condizioni⁷²⁹:

⁷²⁸ Si veda sul punto la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, pp. 61-62.

⁷²⁹ La **clausola 11**, prevista nel definitivo *Block 245 Resolution Agreement*, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 245, così dispone:

Le Parti stipulano il presente Accordo sulla base dell'intendimento secondo cui NAE e SNEPCO e/o i relativi assegnatari autorizzati sono i titolari unici ed esclusivi del Blocco 245 per tutto il periodo di validità della Licenza di prospezione petrolifera e di eventuali OML ivi connesse, compresi i rinnovi consentiti per legge. Fatto salvo quanto sopra previsto, se, in qualsiasi momento, il FGN e/o le sue agenzie e istituzioni competenti decidessero per legge di partecipare o di acquisire delle quote nella Licenza di prospezione petrolifera o in OML per il Blocco 245, rilasciate ai sensi del presente FGN Resolution Agreement, il FGN si assume i seguenti obblighi nei confronti di NAE e SNEPCO:

- quota massima di rientro pari al 50%;
- pagamento da parte del FGN a Eni-Shell di una somma di denaro proporzionata al prezzo totale pagato dalle due IOC per l'acquisto della licenza;
- quota oggetto di rientro disciplinata da un PSC tra NNPC come *first party* e Eni-Shell come *second party*;
- diritto in capo a Eni-Shell al recupero ai sensi del suddetto PSC di una quota dei costi di esplorazione sostenuti, pari alla quota di rientro del FGN.

Ad avviso della **Procura**, tali condizioni sarebbero contrarie alla Costituzione e alla normativa nigeriana e agli interessi pubblici dello Stato nigeriano⁷³⁰, sulla base delle seguenti ragioni.

1. L'articolo 44, comma 3, Costituzione nigeriana, che sancisce la titolarità delle risorse energetiche in capo allo Stato, sarebbe derogatorio rispetto all'articolo 44, comma 1, Costituzione nigeriana, che impone allo Stato un obbligo di indennizzo in caso di esproprio nei confronti di un privato. Secondo l'Accusa, pertanto, in caso di revoca totale o parziale di una licenza petrolifera, il FGN non avrebbe alcun obbligo di indennizzare il privato. La clausola 11 prevede tale obbligo di indennizzo e, come tale, sarebbe illegittima.

2. L'obbligo di rimborso da parte dello Stato nigeriano nei confronti delle IOC in caso di esercizio del *back-in* sarebbe illegittimo anche perché il pagamento effettuato dalle IOC a Malabu a titolo di *consideration* per l'acquisizione della licenza (e in parte rimborsabile, appunto, sulla scorta della clausola di *back-in*) era in sé illecito, non essendo Malabu legittima titolare della licenza ed avendo la *consideration* una destinazione illecita.

3. Il limite del 50% della quota della licenza oggetto di *back-in* sarebbe ben inferiore al limite stabilito a livello normativo (dal Regolamento sui *back-in* 2003), che prevede una quota massima pari ai cinque sesti del blocco.

(i.) *La partecipazione del FGN e/o delle sue agenzie e istituzioni competenti sarà esercitata mediante l'acquisizione di una partecipazione di non oltre il cinquanta (50%) per cento nella Licenza di prospezione petrolifera ovvero nella relativa concessione di estrazione petrolifera subordinatamente al pagamento da parte del FGN a NAE e SNEPCO del costo che esse hanno sostenuto per l'acquisizione del Blocco 245, che sarà un importo pari alla quota proporzionale connessa alla partecipazione acquisita da FGN e/o dalle sue agenzie e istituzioni competenti della somma pagata da NAE e SNEPCO ai sensi delle Clausole 2 e 3 del presente FGN Resolution Agreement, al netto di imposte, prelievi o altri dazi oltre agli interessi maturati, come concordato con le parti aventi titolo; e*

(ii.) *Il FGN e/o le sue agenzie e istituzioni competenti stipuleranno un contratto di ripartizione della produzione con NAE e SNEPCO in qualità di Contractor per la conduzione in via esclusiva delle operazioni petrolifere in relazione alla partecipazione acquisita del FGN nel Blocco 245 ("PSC del FGN"). I termini del PSC del FGN non saranno meno favorevoli dei termini precedentemente concordati tra NNPC e SNUD nell'accordo di cui alla premessa E; e*

(iii.) *La quota proporzionale del FGN e/o delle sue agenzie e istituzioni competenti, connessa alla partecipazione acquisita, del totale dei costi sostenuti da NAE e SNEPCO per il Blocco 245 dalla data della concessione della Licenza di prospezione petrolifera, ai sensi della Clausola 1.3, fino alla data dell'acquisizione della partecipazione da parte del FGN e/o delle sue agenzie e istituzioni competenti ai sensi della presente Clausola 11, sarà recuperabile da NAE e SNEPCO ai sensi del PSC del FGN.*

⁷³⁰ Si veda la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, pp. 62-65; la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 7.5.4; **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 7.2 e 7.5.5.

4. la posizione negoziale di Eni, che formulò le proprie offerte dando per scontata la rinuncia da parte del FGN al proprio diritto di *back-in*, sarebbe manifestazione di una “*pretesa neocoloniale*”, fatta “*con la forza di chi paga una tangente*”⁷³¹.

La **Parte Civile** ha a propria volta sollevato rilievi sulla clausola di *back in*⁷³².

La clausola, come formulata nel testo finale del *Resolution Agreement*, sarebbe di enorme vantaggio per Eni e Shell poiché prevederebbe condizioni onerosissime (in concreto impossibili) per l’eventuale esercizio del diritto.

Fra tali condizioni, in aggiunta al rimborso su base proporzionale del costo di acquisizione, sarebbe stato previsto l’obbligo di *rimborsare* a Eni e Shell *tutte le spese sostenute per l’esplorazione* del blocco⁷³³.

Ciò non soltanto costituirebbe un obbligo insostenibile, ma sarebbe pure contrario alla giurisprudenza nigeriana. Secondo la sentenza della Corte Suprema nel caso Famfa Oil – per inciso, *successiva* ai fatti – il FGN avrebbe al più dovuto *compensare le sole spese di perforazione* (e non anche quelle di *acquisizione* del blocco)⁷³⁴.

Inoltre, l’esercizio del diritto avrebbe in concreto potuto essere esercitato solo mediante la promulgazione di una legge⁷³⁵.

La Parte Civile lamenta infine una sorta di *deficit* informativo in capo al FGN, asseritamente derivante dallo schema giuridico con cui la licenza fu concessa (*Sole Risk*), che avrebbe impedito al Governo di comprendere il potenziale esplorativo del blocco e, conseguentemente, di valutare in modo compiuto l’opportunità di esercitare o meno il diritto di *back-in*⁷³⁶.

Nessuna di tali censure può dirsi fondata.

La infondatezza dei rilievi della Procura

Si è visto che l’obbligo in capo al FGN di corrispondere un indennizzo al privato in caso di esproprio opera anche in ambito petrolifero⁷³⁷.

Tale obbligo discende anzitutto dalla Costituzione, articolo 44(1), e non trova una deroga all’articolo 44(3) della Costituzione⁷³⁸. Ne deriva che, già sul piano generale, poiché il diritto di *back-in* consiste in un esproprio parziale di una licenza petrolifera, è certamente conforme al diritto nigeriano una disposizione contrattuale che preveda l’onerosità di tale diritto.

⁷³¹ Si veda la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, p. 63.

⁷³² **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, pp. 39-40.

⁷³³ Proprio così si legge nella **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, pp. 39-40.

⁷³⁴ Così si legge nella **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, p. 40.

⁷³⁵ Si veda la **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, p. 39.

⁷³⁶ **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, p. 40; **Supplementary Report CT Rogers**, 20 dicembre 2019, pp. 11-s.

⁷³⁷ Si veda *supra*, para 3.2.

⁷³⁸ Si veda al riguardo la sentenza della Suprema Corte, NNPC c. Famfa Oil Ltd (2012), in **Relazione CT Oditah**, Casi giurisprudenziali, allegato 13.

I termini e le condizioni di esercizio dei diritti di *back-in* su OPL 245 previsti dal *Resolution Agreement*, frutto del lungo negoziato tra Eni-Shell e FGN-NNPC-DPR, non costituirono in alcun modo una indebita limitazione della sovranità del Governo, come invece asserito dal Consulente del Pubblico Ministero⁷³⁹.

La negoziazione della clausola di *back-in* era conforme al diritto nigeriano e segnatamente a quanto previsto dall'articolo 35, Schedule 1, Petroleum Act, il quale stabilisce che “*Se lo ritiene nell'interesse pubblico, il Ministro può imporre a una licenza o una concessione soggetta al presente allegato, termini e condizioni non in contrasto con la presente legge (...), ivi compresi termini e condizioni relativi a: (a) una partecipazione da parte del FGN nell'attività a cui si riferisce la licenza o la concessione, a condizioni che verranno negoziate tra il Ministro e il richiedente (...)*”.

La natura onerosa dell'esercizio del diritto di *back-in* risultava inoltre, nello specifico, giustificata da un punto di vista strettamente negoziale.

Sul punto, viene di nuovo in rilievo il tema della titolarità del blocco in capo a Malabu e del conseguente diritto di quest'ultima di ricevere un corrispettivo/indennizzo per la cessione/rinuncia della licenza.

La Pubblica Accusa sostiene che Malabu non fosse legittima titolare di OPL 245, poiché l'originaria assegnazione sarebbe maturata in una situazione di conflitto di interessi in capo a Dan Etete ed i successivi atti di conferma del titolo sarebbero stati frutto di attività corruttive perpetrate da Dan Etete e dai membri del Governo *pro tempore* funzionalmente competenti.

Questa prospettiva, nella prospettiva di Eni, è radicalmente infondata. Malabu appariva titolare della licenza e legittimata a disporne e, conseguentemente, legittimata ad essere indennizzata dal Governo a fronte della rinuncia ai diritti sul blocco⁷⁴⁰. Ciò giustificava la *consideration* che Eni-Shell corrisposero al FGN e che quest'ultimo utilizzò per compensare la rinuncia di Malabu alla licenza.

In questa prospettiva, poiché per ottenere la licenza Eni e Shell avevano corrisposto una *consideration* che fu utilizzata dal Governo per adempiere il proprio obbligo di indennizzo verso Malabu, era del tutto coerente con questo dato negoziale e quindi giustificato sul piano contrattuale che il FGN, in caso di esercizio del diritto di *back-in*, a propria volta rimborsasse i concessionari espropriati di una parte del costo da questi originariamente sostenuto per l'acquisizione della licenza.

In riferimento alla quota massima di rientro, asseritamente pari ai cinque sestimi della licenza (quindi ad una percentuale del 83,33%), si osserva quanto segue.

Il limite massimo di cinque sestimi trova fondamento nell'articolo 2(2) del Regolamento sui *back-in* rights del 2003 (BIRReg 2003), ai sensi del quale “*The Federal Government shall exercise its rights to participate in such oil mining lease by acquiring five-sixths of the allottee's interest in the relevant oil prospecting licence and oil mining lease (...) under such terms and conditions as may be*

⁷³⁹ Si veda sul punto la **Relazione CT Ayoade**, para 3.5.

⁷⁴⁰ Si veda *supra*, para 1.3.

determined, from time to time, by the Federal Government". La Consulente Segun ha, con valide motivazioni, ritenuto tale normativa non applicabile⁷⁴¹.

Sul punto, a dibattimento è emerso come tale limite di cinque sestimi non vada calcolato sul 100% della licenza, bensì sulla quota, pari al 60%, che le società assegnatarie indigene avrebbero potuto mantenere ai sensi dell'ICP.

In questo senso, ove anche si ritenesse applicabile la norma evocata, ai sensi di quest'ultima la quota massima oggetto di *back-in* corrisponderebbe al 50% dell'intero blocco.

Questa interpretazione è stata avanzata dal Consulente Oditah⁷⁴² ed appare suffragata dalla prassi di settore, atteso che il FGN ha sempre esercitato il proprio diritto su una quota media pari al 50%⁷⁴³.

Un esempio di applicazione del limite dei cinque sestimi su una porzione di licenza pari al 60% è rappresentato dal caso NNPC c. Famfa Oil Lts (2012), in cui il FGN esercitò il *back-in* sui cinque sestimi della quota detenuta dalla società indigena Famfa, pari al 60%, per un totale del 50% dei diritti sul blocco OPL 216⁷⁴⁴.

Alla luce di tali considerazioni, anche la quota massima di OPL 245 che il FGN avrebbe potuto riacquistare ai sensi della clausola 11 del *Resolution Agreement* appare conforme al diritto e alla prassi nigeriani.

Resta da valutare la condotta negoziale di Eni con riguardo al tema dei diritti di *back-in*, definita dall'Accusa "*una pretesa neocoloniale*" fatta "*con la forza di chi paga una tangente*".

Tale censura sembrerebbe originare dal fatto che per buona parte del negoziato (offerte preliminari del 2010 e fase iniziale del 2011) Eni assumesse che OPL 245 non fosse soggetta a diritti di *back-in*.

Anche questo profilo della condotta negoziale di Eni non deve stupire, né tantomeno può essere censurato come neo-colonialista ovvero ispirato da scopi corruttivi.

Eni, semplicemente, si aspettava di poter ottenere la licenza alle stesse condizioni a cui la deteneva il suo originario dante causa, Malabu. Infatti, sulla base di quanto comunicato dal venditore e dai propri *advisor* e delle informazioni contenute nella *Virtual Data Room* messa a disposizione da EVP⁷⁴⁵, tra le quali la lettera del Ministero del Petrolio dell'11 aprile 2007⁷⁴⁶, si ricavava che OPL 245 non fosse sottoposta al regime dei *back-in rights*.

Quando l'ipotesi negoziale era quella di una compravendita tra Eni e Malabu, Eni formulò le proprie offerte sulla base degli stessi termini e condizioni che regolavano la licenza per come detenuta – e quindi oggetto di compravendita – da parte del venditore.

⁷⁴¹ Si vedano sul punto le **Repliche CT Segun**, 17 dicembre 2019, para 164-168.

⁷⁴² Si veda sul punto l'esame **CT Oditah**, trascrizioni ud. 15 maggio 2019, p. 18.

⁷⁴³ Si vedano sul punto le **Repliche CT Segun**, 17 dicembre 2019, para 166.

⁷⁴⁴ Si veda al riguardo la sentenza della Suprema Corte, NNPC c. Famfa Oil Ltd (2012), in **Relazione CT Oditah**, Casi giurisprudenziali, allegato 13.

⁷⁴⁵ Si veda in particolare il *OPL 245 VDR Summary Report*, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

⁷⁴⁶ Si veda la lettera dell'11 aprile 2007, in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 39.

Quando al negoziato prese parte attiva il Governo, che richiedeva di eliminare la previsione relativa all'esclusione dei *back-in* e disciplinare tale diritto mediante apposita clausola, Eni infine accettò la richiesta e la clausola fu inserita.

Questa modifica contrattuale avvenne senza che fosse modificato il prezzo, nonostante la clausola di *back-in* avesse un valore complessivo pari a USD 402 milioni, secondo le stime del Consulente Kotler⁷⁴⁷.

Anche volendo prescindere da questo ultimo dato, si deve concludere che la previsione del diritto di *back-in*, alle condizioni stabilite nella clausola 11, era vantaggiosa per il FGN e costituiva un elemento di bilanciamento rispetto al regime *Sole Risk* (che, come visto, di per sé non contempla alcuna partecipazione della Parte pubblica alla produzione derivante dal blocco).

Si deve, infatti, considerare che nel caso in cui NNPC esercitasse l'opzione di *back-in Shell ed Eni* – diversamente da quanto sostenuto dalla Parte Civile – **non avrebbero diritto ad alcun rimborso delle spese sostenute per lo sviluppo dell'asset** prima dell'esercizio dell'opzione di *back-in*, né NNPC sarebbe responsabile di eventuali costi operativi o spese a seguito dell'esercizio di tale opzione. In altri termini, in caso di esercizio dei *back in*, NNPC riceverebbe la propria quota di flussi di cassa derivanti dall'*asset* senza assumersi alcun rischio od onere connesso allo sviluppo dell'*asset*⁷⁴⁸.

Tenendo conto di tali vantaggi, nonché del costo gravante sul FGN per il riacquisto della partecipazione (pari USD 650 milioni, metà del prezzo totale), il Consulente Kotler ha stimato che l'esercizio dei *back-in rights* avrebbe garantito al Governo un tasso di rendimento (*internal rate of return*, IRR) pari al 37%⁷⁴⁹.

Tale percentuale non appare di poco conto se si rammenta che lo stesso Consulente Kotler ha stimato che l'IRR di Eni su OPL 245, nell'ipotesi di esercizio dei *back-in rights* da parte del FGN, sarebbe stato pari al 13,8%⁷⁵⁰.

In concreto: una volta esercitato il diritto di *back-in*, NNPC avrebbe stipulato un contratto PSC in qualità di *first party* con Eni-Shell avente ad oggetto il 50% della licenza. Su tale quota la società di stato avrebbe diviso il *Profit Oil* con le due società private.

In virtù di tutte tali considerazioni, le censure della Procura sul regime di *back-in* previsto nel *Resolution Agreement* appaiono prive di fondamento.

La infondatezza dei rilievi della Parte Civile

L'asserito *deficit* informativo derivante dallo schema giuridico con cui la licenza fu concessa è una censura destituita di ogni fondamento, atteso che, a prescindere dallo schema giuridico, secondo il

⁷⁴⁷ Si veda sul punto la **Relazione CT Kotler**, para 6.1.6.

⁷⁴⁸ Si veda sul punto la **Relazione CT Kotler**, para 6.1.7.

⁷⁴⁹ Si veda sul punto la **Relazione CT Kotler**, para 6.1.7.

⁷⁵⁰ Si vedano in proposito le **Slides CT Kotler**, p. 12.

diritto e la prassi locali, i concessionari di una licenza petrolifera mantengono – anche nella fase di esplorazione – continui contatti con le autorità competenti, nei confronti delle quali hanno precisi obblighi di rendicontazione.

E ciò è proprio quanto è accaduto anche nel caso di specie, come risulta dalle comunicazioni, prodotte in atti, tra NAE, il DPR e il Nigerian Content Development & Monitoring Board⁷⁵¹.

Venendo ora alle condizioni di esercizio del diritto di *back-in*, deve rilevarsi l'**erronea ricostruzione** offerta della Parte Civile secondo cui il FGN sarebbe tenuto a **rimborsare tutti i costi di esplorazione**.

Anzitutto, come per i costi di acquisizione, tale rimborso non riguarderebbe **tutti i costi di esplorazione, bensì soltanto una quota proporzionata** a quella di rientro nel blocco da parte del FGN.

Ma soprattutto i costi di esplorazione sostenuti da Eni e Shell nel corso dei dieci anni di validità della licenza **non verrebbero rimborsati, bensì recuperati ai sensi del PSC** stipulato tra NNPC e Eni-Shell per regolare la quota di blocco oggetto di rientro.

La differenza non è affatto irrilevante, per ragioni sia economiche sia giuridiche.

In primo luogo, il recupero di tali costi non sarebbe realizzato mediante versamento di denaro liquido da parte del FGN, bensì attraverso la allocazione a Eni-Shell di una corrispondente quota di petrolio a titolo di *Cost Oil*. Questo consente al FGN di sottrarsi al c.d. rischio esplorativo, non essendo chiamato *ex ante* a dividere i costi con i concessionari e neppure dovendo *ex post* impiegare denaro pubblico per rimborsarli⁷⁵².

In secondo luogo, il recupero dei costi esplorativi mediante una quota di petrolio estratto è una previsione contenuta in tutti i contratti aventi ad oggetto una licenza petrolifera, ivi compreso il tanto decantato PSC.

Scriva, infatti, la CT Segun in merito alle caratteristiche dei contratti PSC: *“Il Contractor si fa carico in modo esclusivo dei costi e dei rischi connessi alle operazioni petrolifere, ivi compreso il finanziamento di tutti i costi di esplorazione, perforazione, produzione e operatività quotidiana, in cambio del diritto a una quota di produzione e al diritto di recuperare i costi, ai termini stabiliti dal contratto PSC”*⁷⁵³.

Ciò è del tutto coerente con la stessa *ratio* del concetto di *Cost Oil*, che è proprio quella di compensare con una quota di petrolio la parte che ha sostenuto i costi di esplorativi⁷⁵⁴.

⁷⁵¹ Si vedano i documenti in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 286, 287, 289.

⁷⁵² Si veda sul punto la **Relazione CT Kotler**, para 6.1.7: *“In base all'accordo di risoluzione del FGN, nel caso in cui l'opzione di back-in venga esercitata da NNPC, Shell ed Eni non hanno diritto al rimborso delle spese in conto capitale che hanno sostenuto per l'asset prima dell'esercizio dell'opzione di back-in, né NNPC è responsabile di eventuali costi operativi o spese in conto capitale a seguito dell'esercizio di tale opzione. Di conseguenza, NNPC riceve la sua quota dei flussi di cassa dall'asset (come illustrato nella Figura 20) e non si assume alcun rischio connesso allo sviluppo dell'asset (supponendo che NNPC eserciti il diritto di back-in quando l'asset è in produzione)”*.

⁷⁵³ **Relazione CT Segun**, sezione 6, parte 1, para 53.

⁷⁵⁴ Si veda l'articolo 8 DIBPSA, in **Relazione CT Kotler**, Allegato 2 – Normativa nigeriana, documento n. 3, che recita: **8. Allocation of cost oil**

In sintesi, il recupero dei costi di esplorazione tramite allocazione di *Cost Oil* sarebbe stato previsto in ogni caso, qualunque fosse stato il regime giuridico applicato alla concessione. Anzi, se la licenza fosse stata concessa per intero in regime PSC, la quota di costi recuperabili in capo alle società concessionarie della licenza sarebbe stata pari al 100%.

Con specifico riguardo al diritto di recupero dei costi esplorativi in caso di regime *Sole Risk* con esercizio dei *back-in rights*, merita citare nuovamente la CT Segun: “*Le condizioni di partecipazione sotto forma di compenso devono essere negoziate e concordate in ogni caso di back-in da parte del FGN ed è stato su questa base che le parti hanno negoziato e concordato l’articolo 11 del Resolution Agreement del FGN del 2011 in relazione al diritto del FGN di partecipare nell’OPL 245 o in qualsiasi OML da essa derivante. Considerati gli ingenti investimenti necessari per l’acquisizione e lo sviluppo di un bene, il FGN è tenuto a valutare l’entità della sua partecipazione in qualsiasi bene a fronte di un costo negoziato*”⁷⁵⁵.

Il diritto di Eni e Shell di ottenere forme di compensazione sia per i costi di *esplorazione* sia per i costi di *acquisizione* non può essere messo in discussione nemmeno alla luce della sentenza Famfa, come ha invece sostenuto la Parte Civile⁷⁵⁶.

Oggetto di giudizio⁷⁵⁷ fu in quel caso una c.d. *fresh allocation*, cioè una licenza emessa per la prima volta nei confronti della società Famfa. Dunque, fra i costi che avrebbero dovuto essere rifiutati dal FGN non figurava alcun costo di acquisizione: questa è la ragione per cui la Corte Suprema ha fatto riferimento unicamente ai *costi di perforazione*.

Oggetto del contendere in Famfa non fu nemmeno la percentuale di rientro oggetto del diritto di *back-in*, che – guarda caso – fu proprio del 50%.

L’argomento secondo cui l’articolo 11 del *Resolution Agreement* avrebbe previsto *ben più di quanto abbia previsto Famfa Oil*⁷⁵⁸, appare quindi anch’esso radicalmente infondato.

La Sentenza della Suprema Corte sul caso Famfa richiamava per il resto principi previsti chiaramente dalla legge nigeriana, segnatamente il Paragrafo 35, Allegato 1, *Petroleum Act*, in vigore da ben prima del negoziato. La sentenza, dunque, offre semplicemente una importante conferma *a posteriori* di regole già vigenti e incardinate nella prassi al tempo del negoziato.

(1) *Cost oil shall be allocated to the contractor in such quantum as shall generate an amount of proceeds sufficient for the recovery of operating costs in oil prospecting licences as defined in the production sharing contracts and any oil mining leases derived therefrom.*

(2) *All operating costs shall be recovered in U.S. dollars through cost oil allocations in accordance with the terms of the production sharing contract.*

⁷⁵⁵ **Relazione CT Segun**, sezione 6, parte 3, para 154.

⁷⁵⁶ Si veda la **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, p. 40.

⁷⁵⁷ Si vedano le pagine 152-155 della sentenza della Suprema Corte, NNPC c. Famfa Oil Ltd (2012), in **Relazione CT Oditah**, Casi giurisprudenziali, allegato 13.

⁷⁵⁸ **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, p. 40.

In conclusione sul tema del diritto di *back-in*, è il caso di rilevare che – come peraltro risulta da fonti aperte⁷⁵⁹ – in data 14 giugno 2018, con una lettera del Ministero del Petrolio il Governo nigeriano ha ufficialmente comunicato a Eni l'intenzione di esercitare il proprio diritto previsto alla clausola 11 del *Resolution Agreement*.

Questa comunicazione è rilevante sia da un punto di vista generale, perché dimostra che non è affatto vero che le condizioni di esercizio fossero “*in concreto impossibili*”⁷⁶⁰, sia per le modalità concrete con cui il FGN intendeva esercitare il diritto.

Anzitutto, la manifestazione di volontà di esercizio del diritto è avvenuta con un mero atto ministeriale, senza la promulgazione di alcuna legge.

In secondo luogo, nella citata lettera il Governo nigeriano ha dichiarato che “*the FGN intends to exercise its back-in right into the OML on a carry basis at no cost to the Federal Government*”. In altri termini, l'esercizio del diritto sarebbe avvenuto a costo zero per il Governo e il rimborso della quota proporzionale del prezzo pagato sarebbe avvenuta mediante allocazione a Eni e Shell di una corrispondente quota di *Cost Oil*.

Tale comunicazione, in sintesi, dimostra viepiù la inconsistenza delle tesi accusatorie più sopra illustrate.

3.6. Il rispetto della *indigenous policy* (ICP e NOGICDA).

L'ultimo asserito punto critico dei *Resolution Agreement* che resta da analizzare riguarda la pretesa violazione delle *Indigenous Policies*⁷⁶¹.

Ad avviso della Procura l'assegnazione del 2011 sarebbe viziata, fra l'altro, perché in quella sede il FGN avrebbe assegnato la licenza a due società multinazionali, senza tenere conto dell'obbligo, imposto dall'*Indigenous Concession Programme*, di riservare una quota del 60% delle licenze petrolifere alle società locali.

Questa violazione sarebbe ancora più manifesta, ove si consideri che solo un anno prima della assegnazione – segnatamente nel mese di aprile 2010 – fu promulgato il *Nigerian Oil and Gas Industry Content Development Act* (NOGICDA), che imponeva al Governo di dare precedenza alle società locali nella individuazione dei concessionari di licenze petrolifere⁷⁶².

Nemmeno questo rilievo appare fondato.

⁷⁵⁹ Si veda la lettera datata 14 giugno 2018 del Ministero del Petrolio, disponibile al seguente link: <https://www.eni.com/assets/documents/documents-en/Letter-from-HMSPR-Re-OPL-245-back-in-14june18.pdf>

⁷⁶⁰ Così sono state definite nella **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, p. 39.

⁷⁶¹ Si vedano sul punto la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, pp. 59-60; la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 7.5.3.

⁷⁶² Si veda sul punto la **Relazione CT Ayoade**, para 3.1.1, nonché l'esame **CT Ayoade**, trascrizioni ud. 3 aprile 2019, pp. 5-6.

Innanzitutto è opportuno sgombrare il campo da ogni possibile equivoco relativo alla disciplina normativa applicabile nel 2011. Non vanno, in particolare, confusi tra loro l'ICP e il NOGICDA, che hanno natura giuridica, *ratio* e contenuto molto diversi.

Come già visto⁷⁶³, l'ICP fu una *policy* di promozione dell'industria petrolifera locale, adottata dal Governo nigeriano a partire dai primi anni '90 e mai tradotta in legge, la quale, al fine di promuovere l'imprenditoria nigeriana, prevedeva l'assegnazione di blocchi petroliferi a società indigene, affinché queste ultime stabilissero una *partnership* con società multinazionali in grado di impiegare risorse economiche nello sfruttamento del blocco e trasferire competenze tecniche al proprio *partner* locale.

Le condizioni di assegnazione delle licenze emesse nell'ambito di questo programma erano stabilite con lettere del Ministero (segnatamente del DPR). Fra le condizioni di assegnazione normalmente figuravano un vincolo sulla possibilità di cessione della licenza a società estere pari al 40% ed una speculare riserva della restante quota del 60% alle società indigene.

Si trattava non di una procedura normativa, ma di una politica governativa le cui concrete caratteristiche si formarono nel tempo sulla base della prassi e la cui applicazione da parte del Ministro delle risorse petrolifere si caratterizzava da un certo margine di flessibilità⁷⁶⁴.

Come è noto, l'assegnazione originaria di OPL 245 a Malabu fu effettuata nell'ambito dell'ICP. Fra le condizioni di assegnazione, infatti, vi era il limite alla partecipazione estera pari al 40%⁷⁶⁵.

Tuttavia, nell'ambito del ricordato margine di flessibilità, la riallocazione del 2006 avvenne a condizioni parzialmente diverse. Come chiaramente risulta dal testo del *Settlement Agreement* del 30 novembre 2006⁷⁶⁶ e dalle successive lettere ministeriali del 2 dicembre 2006⁷⁶⁷ e del 18 giugno 2010⁷⁶⁸, i Ministri *pro tempore* decisero di derogare all'ICP e di eliminare il vincolo di cedibilità a terzi, con la conseguenza che a partire da quel momento Malabu fu libera di cedere la licenza a terzi in tutto o in parte.

Ne consegue che quando nel 2011 Malabu, nel rispetto delle condizioni stabilite nel 2006 e in piena libertà, decise di cedere il 100% dei propri diritti, lo fece senza violare alcuna norma di legge o alcuna *policy* governativa⁷⁶⁹.

⁷⁶³ Si veda *supra*, para 1.3.1; si vedano anche la **Relazione CT Oditah**, para 11-40, la **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 1, para 45-51.

⁷⁶⁴ Su questo specifico punto, si veda la **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 1, para 47.

⁷⁶⁵ Si vedano le lettere di assegnazione del 29 aprile 1998, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 1.

⁷⁶⁶ Si veda il *Settlement Agreement* del 30 novembre 2006, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 27, la cui clausola 3 recita “*Le parti convengono che Malabu, a sua discrezione, potrà liberamente cedere OPL 245 o parte di essa conformemente alle disposizioni del Petroleum Act*”.

⁷⁶⁷ Si veda la lettera del 2 dicembre 2006, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 29, che al Punto 6 recita “*Malabu potrà immediatamente esercitare liberamente tutti i diritti connessi e derivanti dalla restituzione del blocco (OPL 245) e potrà liberamente cedere a, impegnarsi o negoziare in virtù dei propri ripristinati diritti su OPL 245, interamente o in parte, con qualsiasi Terzo*”.

⁷⁶⁸ Si veda la lettera del 18 giugno 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 134, che al punto 2(c) recita “*Il signor Presidente ha approvato e indicato al Ministero delle risorse petrolifere di: (...) consentire a Malabu di (...) poter liberamente cedere o trattare in qualsiasi modo, in tutto o in parte, con terzi, partner o consulenti tecnici o Co-appaltatori relativamente ad uno qualsiasi dei diritti in OPL 245*”.

⁷⁶⁹ A questa conclusione è pervenuta anche la **Relazione CT Segun**, Sezione 6, Parte 3, para 76-88.

Per queste ragioni l'ipotesi che la assegnazione operata nell'ambito del *Resolution Agreement* del 2011 sia avvenuta in violazione dell'ICP non trova fondamento.

Come si anticipava, l'ICP non va confuso con il NOGICDA, come sembra aver fatto la Procura, quando ha affermato che “*Il 22 aprile 2010, i principi dell'indigenous policy erano diventati legge, e la legge è una legge che (...) si chiama Nigerian Oil and Gas Industry Content Development Act*”⁷⁷⁰.

In particolare, non è corretto affermare che il NOGICDA sia la trasposizione in legge dell'ICP: quest'ultimo – giova ribadirlo – non è mai stato codificato⁷⁷¹.

Il NOGICDA, infatti, non è un atto normativo che stabilisce le regole di assegnazione di blocchi a società indigene, ma una legge di respiro molto più ampio, volta a garantire il cd. *Local Content* in tutte le fasi e in tutti gli ambiti dell'industria petrolifera nigeriana⁷⁷².

Più in dettaglio, il NOGICDA ha stabilito che nel settore petrolifero sia data una cd. *First Consideration* – quindi una preferenza – ai soggetti nigeriani con riguardo ad un ampio spettro di situazioni, fra cui l'assegnazione di blocchi⁷⁷³, la scelta dei prestatori di servizi e dei fornitori di beni⁷⁷⁴, l'assunzione e la formazione del personale⁷⁷⁵.

Ha, inoltre, istituito il *Nigerian Content Development & Monitoring Board* (NCDMB), organismo composto dal Ministro del Petrolio e dai rappresentanti di altri enti pubblici del settore⁷⁷⁶, cui ha assegnato il compito di vigilare sul rispetto da parte degli operatori petroliferi di queste regole sulla preferenza⁷⁷⁷.

Con riguardo all'assegnazione di blocchi, l'art. 3(1) del NOGICDA stabilisce che “*Nigerian independent operators shall be given first consideration in the award of oil blocks, oil field licences, oil lifting licences and in all projects for which contract is to be awarded in the Nigerian oil and gas industry subject to the fulfilment of such conditions as may be specified by the Minister*”.

Va anzitutto ricordato che la Consulente Segun, sulla base della prassi di settore e delle posizioni in concreto assunte dallo Stato nigeriano, ha posto in discussione l'applicabilità di tale disciplina al caso di specie⁷⁷⁸.

⁷⁷⁰ **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, p. 60; si veda anche la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 215.

⁷⁷¹ Su questo specifico punto si veda la **Relazione CT Oditah**, para 12.

⁷⁷² Si veda sul punto l'articolo 1, NOGICDA, ai sensi del quale: “*Notwithstanding anything to the contrary contained in the Petroleum Act or in any other enactment or law, the provisions of this Act shall apply to all matters pertaining to Nigerian content in respect of all operations or transactions carried out in or connected with the Nigerian oil and gas industry*”.

⁷⁷³ NOGICDA, articolo 3.

⁷⁷⁴ NOGICDA, articolo 10(1)(a).

⁷⁷⁵ NOGICDA, articolo 10(1)(b), 28-30.

⁷⁷⁶ NOGICDA, articoli 69, 72.

⁷⁷⁷ NOGICDA, articoli 69 e seguenti.

⁷⁷⁸ Si vedano le **Repliche CT Segun**, 17 dicembre 2019, para 24.

Ad ogni modo, nessuna disposizione di tale atto normativo, invece, *impone* l'assegnazione di blocchi ad una impresa locale, ovvero *impone* alle imprese locali di mantenere nel tempo una quota nelle licenze di cui sono titolari.

Di qui può trarsi una prima conclusione: la rinuncia al 100% di una licenza petrolifera da parte di una società indigena e la successiva assegnazione di tale licenza ad una o più imprese straniere sono operazioni che non contrastano con il NOGICDA.

L'unico obbligo in capo al Governo, in situazioni come questa, consiste nel valutare la possibilità di assegnare la licenza ad una impresa locale. Si tratta, evidentemente, di un accertamento da svolgere in concreto, caso per caso.

E nel caso di OPL 245 – licenza con una storia di assegnazioni travagliata ed oggetto di pretese contrapposte che chiamavano in causa anche la responsabilità del FGN e, sul piano geologico, relativa ad un blocco in acque profonde, il cui sviluppo richiedeva competenze, esperienze e capacità economiche difficilmente riscontrabili in una società indigena – nel 2011, appariva in concreto non percorribile un'assegnazione *ex novo* ad un'impresa locale.

Come è noto, l'evoluzione della storia di OPL 245 aveva condotto a (i.) l'attribuzione del 100% della licenza in capo a Malabu, che era disposta a rinunciarvi solo a fronte di un congruo e dovuto indennizzo; (ii.) una ragionevole pretesa di Shell nei confronti del Governo, rivendicata nell'arbitrato ICSID, consistente alternativamente nella restituzione di almeno parte della licenza o in un risarcimento pecuniario di pari valore.

La soluzione all'*impasse* più ragionevole per il FGN, dunque, consisteva nel revocare la licenza a Malabu previo indennizzo e nel restituire almeno parte della licenza a Shell.

In questo scenario negoziale rimaneva da identificare un terzo soggetto che, in corrispettivo di una quota della licenza (della quale sarebbe stato titolare insieme a Shell), si facesse carico di pagare l'indennizzo a Malabu.

Occorreva quindi individuare un soggetto molto solido dal punto di vista finanziario e con il quale Shell fosse disposta a stringere una *partnership*.

In mancanza di una di queste due condizioni e quindi del superamento dell'*impasse* negoziale, il FGN si sarebbe trovato a dovere effettuare un importante esborso economico: se non avesse revocato la licenza a Malabu, avrebbe dovuto risarcire Shell; se avesse revocato la licenza a Malabu (assegnandola a Shell ovvero indicendo una gara) avrebbe dovuto indennizzare Malabu e, nel caso di non assegnazione a Shell, pure quest'ultima.

Se avesse rifiutato la partecipazione negoziale di Eni per favorire una impresa locale, il Governo si sarebbe con ogni probabilità trovato nella situazione appena descritta, ossia del dovere utilizzare risorse pubbliche per liberare il blocco.

In sintesi, le peculiarità del caso di specie non rendevano seriamente percorribile – anzitutto nell'interesse dello Stato – l'ipotesi di *preferire* una impresa indigena nell'assegnazione del 2011.

Tali valutazioni sono state condotte dalla Consulente Segun, la quale sul punto ha concluso che “*i citati Articoli 3(1), 3(3) e 6 del NOGICDA non potevano essere applicati all’assegnazione dell’OPL 245 considerate le circostanze del caso*”⁷⁷⁹.

In relazione all’applicazione del NOGICDA è infine importante ricordare che, dopo l’assegnazione del 2011, nella prospettiva di iniziare le attività di esplorazione, NAE, in qualità di operatore del blocco, stabilì le necessarie relazioni contrattuali con prestatori di servizi e fornitori di beni, realizzando il cd. *Nigerian Content Plan* e sottoponendolo alla valutazione del *Nigerian Content Development & Monitoring Board*, proprio come previsto dal NOGICDA⁷⁸⁰.

Come è stato dimostrato in dibattimento, in tempi recenti, durante il mandato di un Governo (Buhari) diverso da quello (Jonathan) che assegnò la licenza nel 2011, il *Nigerian Content Development & Monitoring Board* approvò il *Nigerian Content Plan* relativo al campo Zabazaba, facente parte di OPL 245, dichiarando adempiuti gli obblighi relativi al *Local Content* previsti dal NOGICDA⁷⁸¹.

Come sostenuto dalla Consulente Segun, l’approvazione data dal *Nigerian Content Development & Monitoring Board* è un riconoscimento della conformità al NOGICDA della assegnazione del 2011⁷⁸².

Peraltro, anche volendo prescindere da tutte tali considerazioni, per quanto riguarda OPL 245 l’obbligo di *First Consideration* delle imprese nigeriane previsto dal NOGICDA appare in ogni caso essere stato effettivamente rispettato, nella misura in cui, in data 2 luglio 2010 (dunque, pochi mesi dopo l’entrata in vigore della legge), il FGN confermò i diritti di Malabu in esecuzione del *Settlement Agreement* del 2006.

Per queste ragioni, anche tale censura dei Pubblici Ministeri si rivela non fondata.

3.7. Conclusioni.

L’analisi delle clausole del *Resolution Agreement* ai sensi delle previsioni normative e del sistema giuridico di riferimento – quello nigeriano – dimostra l’assenza di atti contrari ai doveri d’ufficio da parte dei rappresentanti del Governo nigeriano che stipularono tale contratto.

Certamente, il FGN si trovò a dovere risolvere una situazione giuridicamente complessa, perché complessa era anzitutto l’evoluzione storica dell’assegnazione della licenza.

E tuttavia, il Governo riuscì a comporre tale situazione riassegnando il blocco in conformità al proprio sistema giuridico:

- la modalità di assegnazione prescelta, quella diretta, era prevista dalla legge ed era l’unica concretamente utilizzabile;

⁷⁷⁹ Si vedano le **Repliche CT Segun**, 17 dicembre 2019, para 1-27.

⁷⁸⁰ NOGICDA, articoli 7-13, 17-24, 70(e).

⁷⁸¹ Si vedano le lettere del NCDMB e del DPR inviate a NAE nel 2016 e nel 2017, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 286, 287, 289.

⁷⁸² Si vedano le **Repliche CT Segun**, 17 dicembre 2019, para 25.

- la licenza OPL 245 fu assegnata a Eni e Shell alle stesse condizioni a cui era detenuta da Malabu, senza che la legge nigeriana imponesse una soluzione diversa: furono così trasferiti alle due società lo stesso schema giuridico (*Sole Risk*) e lo stesso regime fiscale (DIBPSA) che già regolavano la licenza per come assegnata a Malabu (con la sola eccezione di cui sotto, favorevole alla parte pubblica);
- Eni e Shell risultarono concessionarie sì di un blocco in *sole risk*, ma, a differenza di Malabu, sottoposto al regime dei *back in rights*, che prevedeva pertanto il diritto del FGN, a propria discrezione e se da questi ritenuto conveniente, di subentrare nella titolarità di una quota della licenza;
- pure la scelta di assegnare la licenza a due società internazionali era conforme alla legge, perché quest'ultima non imponeva ma si limitava a suggerire l'assegnazione a società locali, perché nel caso di specie in ogni caso la licenza fu in origine effettivamente assegnata ad una compagnia locale, che liberamente decise di disporne, e perché in concreto la tutela dell'interesse dello Stato nigeriano imponeva che la licenza fosse assegnata a soggetti finanziariamente e tecnicamente solidi, fra i quali era auspicabile che figurasse Shell, pena l'obbligo in capo al Governo di risarcire tale società.

Da un punto di vista generale il *Resolution Agreement* appare coerente con gli interessi dello Stato nigeriano. Si è trattato, a tutti gli effetti, di un capolavoro negoziale della parte pubblica nigeriana, avendo permesso a quest'ultima di:

- chiudere le controversie con Malabu, revocando la licenza e indennizzando la società indigena senza impiego di denaro pubblico;
- chiudere le controversie con Shell, assegnando ad essa una parte della licenza e senza impegnare risorse pubbliche;
- creare tutte le condizioni perché il blocco fosse messo in produzione, ciò che avrebbe anzitutto garantito lo sviluppo di un notevole indotto locale;
- riservarsi, una volta che il blocco fosse stato messo in produzione, il diritto ad ottenere rilevanti entrate fiscali (si ricorda, infatti, che una considerevole quota di petrolio estratto, quella allocata a titolo di *Tax Oil*, sarebbe stata utilizzata per pagare allo Stato la PPT), nonché significativi profitti (sotto forma di *Profit Oil*, in caso di esercizio dei diritti di *back-in*).

Appaiono così radicalmente infondate le censure della Procura rispetto all'agire della Pubblica Amministrazione nigeriana.

CAPITOLO 4

La formazione del prezzo di OPL 245.

Una determinazione secondo logiche di tipo tecnico-commerciale e non criminale.

4.1. Premessa. L'artificio dialettico della Pubblica Accusa: il prezzo di OPL 245 quale preteso "non-tema".

I Pubblici Ministeri non hanno dedicato una sola parola al tema del valore (e prezzo) di OPL 245, né nelle proprie conclusioni orali, né nella corposa ed analitica memoria depositata.

Secondo la Procura, infatti, la *consideration* concordata il 15 novembre 2010 e poi corrisposta da Eni e Shell ai sensi del *Resolution Agreement* dell'aprile 2011 sarebbe stata giuridicamente non dovuta – poiché destinata ad un titolare illegittimo, Malabu – e destinata in parte a remunerare i Pubblici Ufficiali che nel tempo avevano "indebitamente legittimato" Malabu nella posizione di titolare di diritti sulla licenza OPL 245.

Sulla base di questi presupposti la Procura si è abilmente sottratta alla dialettica sul tema del valore (e prezzo) di OPL 245: Malabu non andava pagata *tout court*, questo è il postulato.

Ma il tema rimane, in tutta la sua evidente rilevanza in punto di fatto e di diritto. E soffermarsi su di esso è doveroso, a pena di mistificare la realtà dei fatti occorsi e segnatamente il lavoro di molti dipendenti Eni – incluso quello di alcuni degli odierni imputati – che hanno lavorato proprio sulle valutazioni estimative sul blocco.

Sulla **giustificazione giuridica** della *consideration* corrisposta da Eni e Shell si è già detto: si trattava di una somma *dovuta*, a titolo di prezzo di un bene oggetto di compravendita o, in altra prospettiva, di indennizzo destinato al soggetto che rinunciava ai diritti sulla licenza.

Ora ci si concentrerà sulla **giustificazione tecnico-economica** della misura della *consideration*.

Si ricostruirà il percorso di valutazione economica di OPL 245 svolto da Eni e la conseguente determinazione del prezzo offerto per l'acquisto.

La valutazione economica di OPL 245 da parte di Eni può essere scandita nelle seguenti tappe principali:

- una fase di **valutazione preliminare**, basata su dati tecnici interni a Eni;
- una fase di **valutazione del 40%** con *carry* della quota del 10% in capo a Malabu;
- una fase di **valutazione del 100%** nella prospettiva per Eni di acquisire il 50%;

Ciascuna di queste fasi, come si vedrà, risulta coerente con tutte le altre e riflette quanto previsto dalle procedure e dai parametri interni aziendali.

In esse non vi è traccia di segnali di allarme o criticità che possano ritenersi sintomatiche di una determinazione del prezzo in misura o modalità anomala e a fini illeciti.

La valutazione del blocco fonda su analisi di tipo tecnico-geologico, economico e negoziale. Il prezzo quindi aveva (ha) una precisa giustificazione tecnico-economica.

4.2. Le procedure di Eni relative alla valutazione economica degli *asset* esplorativi.

Prima di vedere in concreto come avvenne la formazione del prezzo di OPL 245 è opportuno richiamare le procedure aziendali Eni che al tempo dei fatti regolavano questa specifica fase negoziale.

La ricostruzione delle procedure aziendali interne relative, tra i vari aspetti, alla formazione del prezzo di un *asset* è stata svolta dal Consulente prof. Manzonetto, il quale ha individuato le procedure applicabili alla valutazione economica degli *asset* E&P⁷⁸³.

Anzitutto, al tempo del negoziato Eni utilizzava uno specifico **metodo di calcolo del prezzo** per questo tipo di *asset*, stabilito dalla Circolare n. 334/2008, denominata “*Autorizzazione e Controllo degli Investimenti*”, Capitolo 6.2, titolato “*Valutazione economica dei progetti*”⁷⁸⁴.

Tale normativa interna imponeva l’uso del metodo dei flussi di cassa attualizzati (*Discounted Cash Flow*, DCF) al fine di determinare il **valore** e la **redditività** dell’investimento e, conseguentemente, il **giusto prezzo**.

Secondo tale metodo⁷⁸⁵, il valore di un *asset* va determinato individuando la somma dei flussi di cassa attesi lungo tutto l’arco temporale di durata del progetto. Tale somma deve poi essere attualizzata, attraverso lo sconto del costo medio del capitale predeterminato dall’investitore (*Weight Average Cost of Capital*, WACC). In tal modo si giunge a determinare il **valore attuale netto** del progetto (*Net Present Value*, NPV).

Se il prezzo corrispondesse all’NPV, i costi sarebbero pari ai ricavi e il progetto non porterebbe alcun vantaggio all’investitore. Per questa ragione è necessario individuare la **redditività**, cioè la possibilità per l’investimento di creare valore. Questa seconda grandezza è stabilita stimando il tasso di redditività del progetto (*Internal Rate of Return*, IRR).

Inoltre, la valutazione deve tenere conto di tutti i rischi connessi all’investimento. I progetti di esplorazione ed estrazione petrolifera, in particolare, sono soggetti a numerosi ed alti rischi (si consideri sul punto la lunga durata di tali progetti, la volatilità del prezzo del petrolio, nonché i rischi ad essi connessi di natura geologica, contrattuale, politica e via dicendo)⁷⁸⁶. Per conseguenza, l’IRR deve essere comparato ad un ulteriore tasso, che considera tali rischi, denominato **tasso di rendimento minimo** predeterminato dall’investitore (*Hurdle Rate*, HR).

⁷⁸³ Si veda la **Relazione CT Manzonetto**, para 2.2.1, 2.2.2, 2.2.3.

⁷⁸⁴ Si veda la Circolare n. 334/2008, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 2.2.1.a.

⁷⁸⁵ Il metodo DCF è stato chiaramente illustrato nella **Relazione CT Kotler**, para 5.2, nonché nelle **Slides CT Kotler**, pp. 8-12. La descrizione del CT Kotler, peraltro, appare perfettamente coerente con quella contenuta nella citata Circolare n. 334/2008, Capitolo 6.2.

⁷⁸⁶ Sui rischi nei progetti petroliferi si vedano la **Relazione CT Kotler**, para 1.3.1, nonché le **Slides CT Kotler**, pp. 7-8.

Il **prezzo massimo** che un investitore può pagare per avere la ragionevole certezza di ottenere valore dal progetto corrisponde alla cifra che permette di raggiungere un IRR superiore all'HR.

Infatti, la Circolare Eni n. 334/2008 prescriveva che, all'esito della valutazione economica, fosse necessario verificare che la redditività (IRR) fosse superiore al tasso soglia (HR)⁷⁸⁷, non potendosi altrimenti procedere oltre.

Per quanto riguarda i parametri di riferimento, va poi rilevato che i tassi WACC (tassi di sconto per la determinazione del NPV) e HR (a cui comparare il IRR) erano periodicamente stabiliti da apposite funzioni della società, diverse da quelle incaricate di applicarli, ed erano i medesimi per ciascun settore e ciascun paese di riferimento⁷⁸⁸.

In particolare, nel 2009 il WACC E&P Nigeria era pari al 10% e il HR E&P Nigeria era pari al 12%⁷⁸⁹.

Per ciò che riguarda la **procedura di valutazione economica** del progetto, le regole interne della società prevedevano due fasi prodromiche ad un eventuale negoziato: la “*Opportunity Generation*” e la “*Opportunity Evaluation*”⁷⁹⁰.

La *Opportunity Generation* riguardava l'identificazione e lo *screening* di possibili opportunità esplorative, coerenti con la strategia della Divisione E&P e in grado di contribuire al raggiungimento degli obiettivi aziendali. In questa fase, si curava l'aggiornamento delle informazioni geologiche e geopolitiche relative alle diverse aree geografiche, attraverso l'attività di *scouting* e di analisi, nonché l'acquisizione di studi e ricerche⁷⁹¹.

La successiva *Opportunity Evaluation* era invece finalizzata alla valutazione tecnica ed economica delle opportunità esplorative per decidere sulla eventuale acquisizione del titolo minerario⁷⁹². Tale procedura⁷⁹³ prevedeva la collaborazione di due *team* distinti: (i.) un *team* tecnico-geologico (*Prospect Evaluation Team*), composto da membri della Unità Valutazione Prospect (VALP), per la valutazione della volumetria e i rischi tecnologici; (ii.) un *team* tecnico-economico (*Project Review and Control Committee*), composto da membri scelti dell'Area esplorazione, dell'Area sviluppo,

⁷⁸⁷ Circolare n. 334/2008, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 2.2.1.a, p. 11.

⁷⁸⁸ Si veda sul punto la **Relazione CT Manzonetto**, p. 21.

⁷⁸⁹ Si vedano rispettivamente (i.) la rideterminazione del WACC per le operazioni del 2010 rispetto al 2009, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.2.k; (ii.) l'aggiornamento degli HR di Eni del 2010 rispetto al 2009, in **Relazione CT Kotler**, allegato 3.5.

⁷⁹⁰ Si veda sul punto il *Opportunity and Project Exploration System (OPES) Handbook*, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 2.2.2.d, p. 9.

⁷⁹¹ Si veda sul punto il *Opportunity and Project Exploration System (OPES) Handbook*, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 2.2.2.d, p. 11.

⁷⁹² Si veda sul punto il *Opportunity and Project Exploration System (OPES) Handbook*, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 2.2.2.d, p. 12.

⁷⁹³ Per una ricostruzione delle procedure interne applicabili a tale fase si vedano (i.) la **Relazione CT Manzonetto**, para 2.2.2, 2.2.3; (ii.) la Circolare n. 527/2009 per l'implementazione del *Opportunity & Project Exploration System*, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 2.2.2.c; (iii.) la Procedura quadro per la gestione dei processi di *Prospect Validation, Project Review and Control, Post-Drill Evaluation*, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 2.2.3.a.

della Unità di Pianificazione e Controllo, per la valutazione delle previsioni di convenienza economica dell'*asset* sulla base dei dati geologici forniti dal primo *team*.

L'esito di tale duplice valutazione doveva essere raccolto nel documento "Project Document Review" (PRD), approvato da ciascun membro dei due *team*, con cui terminava la fase di valutazione preliminare⁷⁹⁴.

Solo in caso di esito positivo di entrambe tali fasi, la società poteva iniziare il negoziato per l'acquisizione dell'*asset*, rimanendo vincolata alle valutazioni economiche espresse nel PRD⁷⁹⁵.

La ricostruzione delle procedure interne di determinazione del prezzo qui offerta dimostra l'assoluta inconsistenza della posizione assunta dalla Parte Civile (anche) sul tema del prezzo.

Come è noto, nella propria relazione il Consulente Rogers ha determinato il prezzo di OPL 245 utilizzando un **unico tasso di sconto (WACC)**, pari al 9%, che – a suo dire – terrebbe conto di tutti i rischi legati all'investimento: rischi industriali, geologici, giuridici, politici e via dicendo⁷⁹⁶. Sicché il giusto prezzo avrebbe dovuto essere determinato applicando esclusivamente questo singolo tasso alla somma totale dei flussi di cassa attesi dallo sfruttamento del blocco.

Sulla base di tale impostazione, il Consulente Rogers ha calcolato un **prezzo** pari a \$ 3,511 miliardi, il quale – dichiaratamente – corrisponderebbe al **valore** dell'*asset*⁷⁹⁷.

In un supplemento di consulenza, redatto per rispondere ad alcune domande del Tribunale e di alcuni difensori, Rogers ha poi fornito una propria spiegazione in merito alla ragione per cui Eni avrebbe applicato un tasso ulteriore al WACC, l'*Hurdle Rate*, che si riporta di seguito⁷⁹⁸

2.3.10 Secondariamente, ENI definisce anche un *Hurdle Rate* del 11.5%. Quest'ultimo riflette a sua volta problematiche di paese specifiche alla Nigeria, ed inoltre del settore upstream, tuttavia è contemplato nell'ambito di utilizzo per Progetti in Sviluppo ("Development Project").

2.3.11 Tuttavia, non è certamente il caso, che questo *Hurdle Rate* fosse stato stabilito da ENI così da poterla ricompensare nell'utilizzo del suo capitale per il rischio associato con lo svolgimento di attività upstream di natura esplorativa e produttiva nel Blocco 245, o per la sua presenza nel mercato nigeriano. Entrambe queste problematiche relative al costo del capitale legate a queste attività di settore ed al rischio paese sono già comprese nel WACC adjusted Nigeria indicato da ENI.

2.3.12 Inoltre, non è il caso che questo *Hurdle Rate* sia stato stabilito od applicato da ENI per tenere conto di problematiche "specifiche all'*asset*". Quest'ultime sono tutte ricomprese nei flussi di cassa, come correttamente specificato dal Sig. Kotler.

⁷⁹⁴ Sul contenuto e sulla funzione del PRD si veda la **Relazione CT Manzonetto**, para 2.2.1, 2.2.2; si veda sul punto anche la ricostruzione del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, pp. 5-6.

⁷⁹⁵ Si veda sul punto la **Relazione CT Manzonetto**, p. 25 "Solo nel caso di positiva conclusione dei primi due passaggi (...) si può procedere alla negoziazione volta ad acquisire il titolo minerario il cui valore, in base alle attività di validazione tecnica ed economica svolte, risulti sufficientemente interessante"; sul punto si veda anche la deposizione del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, p. 6.

⁷⁹⁶ **Relazione CT Rogers**, para 4.6.6-ss.

⁷⁹⁷ **Relazione CT Rogers**, para 4.8 e 4.13, 7.4, 7.5.

⁷⁹⁸ **Answers to questions raised at the hearing of 4th april 2019, CT Rogers**, 16 dicembre 2019, para 2.3.10-2.3.15.

2.3.13 *La ragione dell'uso da parte di ENI di questo Hurdle Rate del 11.5% è quindi un semplice tentativo di "assicurare" un margine di profitto garantito del 2.5%, in eccesso del suo effettivo costo del capitale, durante il conseguimento di progetti di sviluppo su larga scala.*

[...]

2.3.15 *Di conseguenza, secondo la mia opinione ed esperienza, è il WACC adjusted Nigeria indicato da ENI del 9% che avrebbe dovuto essere applicato come hurdle rate più quantitativamente rigoroso nella valutazione degli asset di OPL 245. I tassi di sconto più alti sono semplicemente qualitativi ed informali nella loro natura. Divergono dalla analisi rigorosa condotta dalla stessa ENI relativa al rilevante WACC che dovrebbe essere applicato e sono target puramente ambiziosi nella loro natura. Rispecchiano tassi che l'azienda desidera ottenere, e non il tasso che la stessa deve ottenere. Per questo motivo, è un approccio fallace per la valutazione di asset.*

In sintesi, secondo il CT di Parte Civile nella determinazione del prezzo Eni avrebbe dovuto utilizzare un unico tasso di sconto – il WACC al 9% – e così pagare un prezzo equivalente al valore dell'asset. Procedendo diversamente, Eni ha scontato i flussi di cassa attraverso due tassi di sconto (WACC al 9% e HD al 11,5%), al fine di ottenere un "*super profitto*"⁷⁹⁹.

Sulla scorta di tali valutazioni, la Parte Civile ha sostenuto che il prezzo pagato da Eni e Shell sarebbe stato "*assai basso se rapportato al valore dell'asset*"⁸⁰⁰, e che "*la corretta valutazione dell'asset è ben superiore al prezzo concordato*"⁸⁰¹. Le due società petrolifere, in definitiva, avrebbero dovuto pagare un prezzo maggiore, pari ad oltre 3 miliardi⁸⁰². Il pagamento di un prezzo inferiore sarebbe di per sé segnaletico dell'illiceità dell'operazione.

Si tratta di una posizione che confligge non solo con i calcoli e le valutazioni che furono svolti nel corso del negoziato (di cui si darà conto subito *infra*), ma anzitutto e clamorosamente con l'intero complesso delle procedure interne di Eni – stabilite da funzioni indipendenti, prima e a prescindere dal negoziato su OPL 245 – in merito alla valutazione degli asset.

A parere della scrivente difesa, già questo semplice fatto dimostra di per sé l'assurdità della posizione della Parte Civile (a tacere del fatto, parimenti assurdo, per cui la Parte Civile sostiene, da un lato, che nulla potesse essere dovuto a Malabu, e, dall'altro lato, argomentando sul prezzo nei termini anzidetti, che Eni e Shell avrebbero dovuto corrispondere per OPL 245 – e quindi a Malabu – un prezzo più alto).

⁷⁹⁹ Questa è proprio l'espressione utilizzata dal Consulente in **Answers to questions raised at the hearing of 4th april 2019, CT Rogers**, 16 dicembre 2019, para 2.5.1.

⁸⁰⁰ **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, p. 43.

⁸⁰¹ **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, p. 51.

⁸⁰² **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, p. 51.

4.3. Le valutazioni preliminari di Eni portate al CdA del 25 febbraio 2010.

Come sappiamo, nel mese di **dicembre 2009 Eni**, in persona di **Ciro Pagano**, fu **informata da Akinmade** del fatto che, dopo anni di reciproche rivendicazioni e negoziati, Shell e Malabu avevano raggiunto un accordo in merito alla titolarità di OPL 245⁸⁰³.

Oggetto di questo accordo sarebbe stata la suddivisione della licenza, in regime di *Sole Risk*, tra Shell e Malabu le quali avrebbero ottenuto ciascuna il 50% dei diritti di *first party* e di *second party*.

Malabu intendeva cedere il 40% della licenza ad un terzo operatore tecnicamente e finanziariamente solido. In cambio, Malabu avrebbe mantenuto una quota pari al 10% in regime di *carry* (i.e. finanziata dal nuovo operatore⁸⁰⁴) ed avrebbe chiesto un prezzo pari a 1 dollaro a barile per la quota del 40% oggetto di cessione.

Le stime geologiche del blocco, calcolate da Shell e Malabu in un *range* compreso tra 600 milioni e 1 miliardo di barili, conducevano ad una ipotesi di prezzo pari a USD 400 milioni per il 40% con *carry* del 10%.

Queste **informazioni**⁸⁰⁵ furono **riportate da** **Ciro Pagano a Roberto Casula**, *Chairman* di NAE, il quale diede inizio alla prima fase della valutazione economica del blocco, la *Opportunity Generation*: coinvolse la funzione E&P della controllata nigeriana, in persona di Stefano Carbonara, la quale avviò alcune iniziali valutazioni di carattere geologico ed economico.

La base tecnica posta a fondamento di tali valutazioni consisteva nel patrimonio informativo che in passato Eni aveva raccolto su OPL 245 nella propria ordinaria attività di *scouting*. Si trattava, in altri termini, di dati interni alla società⁸⁰⁶.

L'esito di tali preliminari valutazioni fu, da un punto di vista geologico, la stima che il blocco contenesse riserve per 422 mln di barili, di cui 287 mln già scoperte, e che il prezzo di 1 dollaro a barile potesse essere profittevole nella prospettiva di acquisire il 40% dell'*equity* della licenza⁸⁰⁷.

⁸⁰³ Si veda in proposito la email di Pagano del 14 dicembre 2009, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 43.

⁸⁰⁴ Con il cd. *carry*, Malabu avrebbe mantenuto una quota del 10% in OPL 245, i cui costi operativi sarebbero stati sostenuti da Eni. Si veda sul punto l'esame del teste **Paolo Ceddia**, trascrizioni ud. 25 settembre 2019, p. 11 "Lo scenario prevedeva, come aveva richiesto la controparte, di offrire per il 40 per cento della licenza sull'OPL 245 posseduta dalla società Malabu, più il 10 per cento di carry della Malabu. Il carry che cos'è? Il carry è sostanzialmente il finanziamento della parte all'interno del progetto per tutti quelli che sono i costi che si dovranno sostenere per sviluppare il campo".

⁸⁰⁵ Si veda l'esame del teste **Femi Akinmade**, trascrizioni ud. 20 marzo 2019, p. 22-23, che afferma di non avere ricevuto indicazioni sul punto da Malabu.

⁸⁰⁶ Si veda sul punto l'esame del teste **Paolo Ceddia**, trascrizioni ud. 25 settembre 2019, p. 26 "la funzione esplorativa come missione raccoglie informazioni su quelli che sono i bacini geologici presenti nel mondo. L'area del golfo dove era presente la 245 rientrava in questo database a disposizione della funzione di esplorazione. So che da un punto di vista di interesse da parte di Eni di quest'area, lo scouting e quindi la raccolta di dati risaliva al 2007 forse, se non anche prima, i dati vengono raccolti tramite prospezioni geologiche o geofisiche, che vengono fatte da delle società specializzate, quindi si comprano le informazioni (...). Quindi (...) come eravamo a conoscenza di quei dati? Erano presenti in azienda, in funzione di quello che era il database che l'esplorazione deteneva"; si veda sul punto anche l'esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, p. 5.

⁸⁰⁷ Si vedano sul punto la email di Carbonara del 14 dicembre 2009, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.2.b, nonché le *slides* predisposte dalla funzione E&P nel mese di dicembre 2009, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 45.

Questi dati furono discussi in una **riunione chiamata dal Direttore Generale E&P Claudio Descalzi alla fine di dicembre 2009**, a cui parteciparono Roberto Casula e Luca Bertelli, Responsabile globale dell'esplorazione, nell'ambito della quale fu confermato il merito tecnico del progetto di acquisizione di una quota di OPL 245⁸⁰⁸. Si chiuse in questo modo la fase di *Opportunity Generation*.

Su questi presupposti fu quindi avviata la successiva fase di *Opportunity Evaluation*, che, nel rispetto delle procedure interne, coinvolse un *team* per la valutazione geologica e un *team* per la valutazione economica⁸⁰⁹.

Come previsto dalle procedure interne, **il risultato del lavoro di questi professionisti fu raccolto nel Project Document Review (PRD)**, approvato dalla Divisione E&P, in persona di Luca Bertelli, in data 23 febbraio 2010⁸¹⁰.

La fase di *Opportunity Evaluation* approdò alle seguenti conclusioni.

Da un punto di vista geologico: *“L’attuale valutazione interna del potenziale di idrocarburo del blocco OPL 245 si basa sui quattro pozzi principali e sul loro grande potenziale, che consiste di 10 cumuli di reservoirs suddivisi in vari compartimenti (...) la stima delle riserve recuperabili dagli scenari di sviluppo va da 354.2 mln di barili (154 mln di barili di capitale netto) a 432.4 mln di barili (187 mln di barili di capitale netto), e il secondo caso rappresenta quello più probabile”*⁸¹¹.

Da un punto di vista economico, sulla base dei dati geologici sopra rilevati, si concluse come segue (di seguito i dati più rilevanti)⁸¹²:

“La valutazione economica è stata effettuata presupponendo:

- *Termini contrattuali del PSC 2005,*
- *Eni (come second party) participating interest 40% (Malabu il 10% carried),*
- *Eni (come first party) 40%,*
- **WACC adjusted 10%,**

L’NPV del Caso ‘Do Nothing’ (354.2 mln di barili di risorse recuperabili, 154 mln di barili per la quota del 40%) è 882 MMUSD.

Le incertezze sui Termini Fiscali/Contrattuali non consentono una valutazione definitiva del valore dell’OPL 245.

Pertanto, l’analisi della sensitività su due diversi Termini Contrattuali PSC è stata effettuata presumendo il finanziamento Eni dell’intera quota di investimento di Malabu.

(a.) Eni entra come second party (contractor: 40%). La quota rimanente appartiene a Shell (50%) e a Malabu (10%). Eni non partecipa come first party;

⁸⁰⁸ Si veda sul punto l’esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, pp. 11,

⁸⁰⁹ Si veda sul punto la **Relazione CT Manzonetto**, para 3.2.

⁸¹⁰ Si veda sul punto il *Project Document Review* del 23 febbraio 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 59.

⁸¹¹ Documento PRD (versione italiana), p. 7, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 59.

⁸¹² Documento PRD (versione italiana), pp. 7-8, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 59.

(b.) **Eni entra come second party (contractor: 40%). La quota rimanente appartiene a Shell (50%) e a Malabu (10%). Eni e Shell partecipano come first party (20% entrambe) con Malabu (60%).**

La sensitività, produce un **valore (@10%) relativamente al Caso “Do Nothing” rispettivamente di 470 e 680 MMUSD (IRR con un range dal 17% al 19%). Le riserve di capitale sono 130 mln di barili”.**

In sintesi, considerando lo scenario geologico più prudente (circa 350 mln di barili nell’intero blocco, circa 130 per la quota Eni), fu stimato che

- **il 40% di OPL 245 avesse un NPV di USD 882 milioni** e che, a seconda del regime contrattuale,
- **un prezzo compreso tra USD 470 e 680 milioni** avrebbe condotto ad
- **un IRR compreso tra il 17% e il 19%.**

Il **25 febbraio 2010** si tenne un **Consiglio di amministrazione di Eni**, nel quale l’amministratore delegato fornì un’ampia informativa sulle fasi preliminari del processo di valutazione e presentò le stime appena viste, concludendo che la società si sarebbe impegnata nel negoziato⁸¹³.

Con questi passaggi si concluse la prima fase della valutazione economica del blocco e la società iniziò il processo di elaborazione delle offerte dirette alla controparte.

4.4. Le offerte di Eni di aprile e giugno 2010 per il 40% di OPL 245.

Nei mesi seguenti Eni ottenne maggiori informazioni sull’asset oggetto del negoziato.

In particolare, attraverso l’analisi della *Virtual Data Room* messa a disposizione da EVP⁸¹⁴ e della *Process Letter* ricevuta da Raiffeisen⁸¹⁵, fu chiaro che **Malabu intendeva cedere il 40% dei diritti di first e second party.**

Questa più precisa informazione sui termini contrattuali consentì alla funzione pianificazione e controllo di aggiornare la valutazione e alle funzioni negoziali di formulare un’offerta alla controparte in termini leggermente diversi da quelli ipotizzati nel PRD.

Per quanto riguarda l’aggiornamento della valutazione, si giunse a stimare che le **riserve spettanti al titolare del 40% del blocco** sarebbero state pari a **150 mln di barili** e, conseguentemente, che il **NPV (il valore) per il 40%** sarebbe stato pari a **USD 570 milioni**, in caso di applicazione del regime fiscale PSC 2005, ovvero a **USD 740 milioni**, in caso di applicazione del regime fiscale PSC 2000, con un **IRR pari al 13,5%**⁸¹⁶.

⁸¹³ Si veda il verbale del Consiglio di amministrazione di Eni del 25 febbraio 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 63.

⁸¹⁴ Si veda a tal proposito il *OPL 245 VDR Summary Report* del 16 aprile 2010, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.q.

⁸¹⁵ Si veda la *Process Letter* di Raiffeisen del 31 marzo 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 76.

⁸¹⁶ Si vedano sul punto la email di Ceddia del 30 aprile 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 107, nonché la email di Goberti del 27 maggio 2010, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.2.i.

In data **27 aprile 2010** Eni presentò a Raiffeisen e EVP la **prima offerta di acquisto**⁸¹⁷, fondata, fra l'altro, sulle seguenti ipotesi.

- Riserve per il 100%: 350 mln di barili.
- Ipotesi A: condizioni fiscali come da Modello PSC 2000.
- Ipotesi B: condizioni fiscali come da Modello PSC 2005.
- *Asset* consistente in una partecipazione del 40% in OPL 245 (40% sia come *first party* sia come *second party*).
- *Carry* di una quota pari al 10% rimanente in capo a Malabu.
- Rinuncia da parte del FGN all'esercizio dei *back-in rights*.

Tali **assunzioni** contrattuali, **parzialmente diverse** da quelle poste a base delle valutazioni contenute nel PRD, condussero alla **offerta di un prezzo alternativo** di

- **USD 617 milioni** (condizioni fiscali come da Modello PSC 2000)
- **USD 462 milioni** (condizioni fiscali come da Modello PSC 2005).

Queste ipotesi di prezzo avrebbero condotto ad un **tasso di rendimento** (IRR) pari al **13,5%**, il quale, come richiesto dalle procedure interne, appariva superiore al *Hurdle Rate E&P Nigeria*⁸¹⁸.

Come è noto, l'offerta fu ritenuta non sufficiente da EVP non per ragioni di prezzo, bensì perché Eni non aveva offerto una *pre-emptive bid*, né una *exclusivity fee*, che ai sensi della *Process Letter* avrebbero permesso a Eni di negoziare in esclusiva con EVP⁸¹⁹. Non vi è prova che tale offerta sia stata portata in visione a Malabu.

In data **3 giugno 2010**, i dati economici appena visti furono sottoposti al **Consiglio di amministrazione** di Eni, a cui parteciparono Claudio Descalzi e **Roberto Casula**, nell'ambito del quale l'amministratore delegato chiese e ottenne l'autorizzazione a presentare una seconda offerta per un corrispettivo compreso tra USD 460 milioni e USD 620, unitamente al pagamento di una *exclusivity fee* pari a USD 5 milioni.

Nel frattempo, l'Unità Anticorruzione svolse le proprie valutazioni anche sul tema del prezzo. Nelle proprie interlocuzioni con l'ufficio legale, l'Unità comunicò che “*l'eventuale completamento del progetto dovrà considerare l'ottenimento (...) di una valutazione di congruità del corrispettivo da corrispondere per l'acquisizione della partecipazione*”⁸²⁰, e ancora “*sarà necessaria anche una valutazione di congruità del corrispettivo da parte di un terzo esperto*”⁸²¹.

L'Unità Anticorruzione successivamente precisò che “*alla luce della tipologia della natura dell'asset oggetto di acquisizione (asset esplorativo), come alternativa alla valutazione di congruità di un terzo si potrebbe tenere negli archivi interni societari tutta la documentazione che evidenzi in modo*

⁸¹⁷ Si veda la prima offerta preliminare del 27 aprile 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 105.

⁸¹⁸ la email di Ceddia del 30 aprile 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 107.

⁸¹⁹ Si veda sul punto la email di Obi del 27 aprile 2010, in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 106.

⁸²⁰ Email di De Rosa del 25 maggio 2010, PM-1 1026-27.

⁸²¹ Email di De Rosa del 30 maggio 2010, PM-1 1025.

*trasparente la metodologia utilizzata per determinare il valore (in sostanza va applicata una logica di tracciabilità e trasparenza della metodologia che ha portato alla valorizzazione dell'offerta)*⁸²².

La società decise di sottoporre ad un terzo la valutazione geologica sulla stima delle riserve del blocco. Si rivolse a DeGolyer & MacNaughton (D&M), fra le migliori società al mondo per la valutazione e certificazione di riserve degli *asset* in quell'area⁸²³.

Prima di formulare la seconda offerta d'acquisto, già autorizzata nelle sue linee essenziali dal Consiglio di Amministrazione, Eni decise di attendere il riscontro valutativo di **DeGolyer & MacNaughton**⁸²⁴, che stimò **riserve complessive pari a 424 milioni di barili**, confermando i risultati raggiunti da Eni nel PRD (pari, giova ricordarlo, ad un *range* compreso tra 354,2 e 432,4 mln di barili)⁸²⁵.

In data **16 giugno 2010** fu presentata a Raiffeisen e EVP la **seconda offerta preliminare**, che proponeva un **range di prezzo** esattamente coerente con l'autorizzazione del Consiglio del 3 giugno 2010:

- **USD 620 milioni**, in ipotesi di applicazione del Modello PSC 2000, o
- **USD 460 milioni**, in ipotesi di applicazione del Modello PSC 2005⁸²⁶.

Anche tale offerta non fu accettata. Una **comunicazione di Raiffeisen del 5 luglio 2010** chiarì i motivi del rifiuto: l'offerta fu ritenuta genericamente non conforme alle linee guida indicate nella *Process Letter* e i **termini commerciali proposti da Eni furono ritenuti significativamente inferiori alle aspettative**⁸²⁷. Non è noto se tale offerta sia stata sottoposta a Malabu.

Contestualmente al rifiuto, Raiffeisen propose un confronto tra le funzioni tecnico-geologiche di Eni e il consulente tecnico di EVP Bayphase per capire il divario nella valutazione tecnica dell'*asset*.

Questo confronto ebbe luogo nel mese di luglio 2010⁸²⁸ ed Eni ritenne che la valutazione tecnica svolta da Bayphase fosse superficiale e fondata su dati non aggiornati. Pertanto, la società mantenne ferma la propria valutazione⁸²⁹.

⁸²² Email di De Rosa del 1° giugno 2010, PM-1 1025.

⁸²³ Così si è espresso il teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, p. 10.

⁸²⁴ Si veda sul punto la email di Descalzi del 4 giugno 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 129.

⁸²⁵ Si veda il *Report* di DeGolyer & MacNaughton del 16 giugno 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 130.

⁸²⁶ Si veda la seconda offerta di Eni del 16 giugno 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 132.

⁸²⁷ Si veda la email di Wanjek del 5 luglio 2010, in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 143.

⁸²⁸ Si veda lo scambio di email tra Eni e Raiffeisen del 7 luglio 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 145, 146.

⁸²⁹ Si veda sul punto l'esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2019, p. 9 "*Io ricevetti un rapporto delle persone nostre che parteciparono, due persone che parteciparono alla data room di Bayphase, dove sostanzialmente il rapporto dichiarava che il lavoro che era stato fatto era un lavoro molto superficiale, molto preliminare, e anche le tecniche che erano state usate per fare le valutazioni volumetriche erano tecniche non update, in sostanza al termine della valutazione di Bayphase riconfermammo la nostra visione dell'asset, non cambiò niente*".

4.5. La valutazione di Eni (e Shell) alla base dell'offerta di ottobre 2010 per il 100% di OPL 245.

L'Accusa sostiene che tra il mese di luglio e la metà di ottobre 2010 Eni e Shell **concordarono un prezzo da offrire a Malabu secondo logiche di tipo criminale e non commerciale**⁸³⁰.

I Pubblici Ministeri hanno parlato di uno “*schema di accordo preliminare ... su come chiudere l'affare corruttivo*”⁸³¹, il quale troverebbe “*una serissima fonte di innesco*”⁸³² nella lettera del Ministro del Petrolio del 2 luglio 2010 confermativa dei diritti di Malabu sul blocco.

L'asserita *tangente* da offrire, negoziata tra Eni e Shell, troverebbe addirittura una sorta di cristallizzazione matematica in alcuni documenti interni di Shell, dove è riportata quella che l'Accusa ha più volte definito “la formula della corruzione”. Secondo tale lettura dei documenti, la sommatoria “ $Z = X + SB + Y$ ” restituirebbe una cifra che, indipendentemente dall'importo, avrebbe natura illecita⁸³³ in quanto destinata a Malabu e ad esponenti del Governo nigeriano⁸³⁴.

Si tratta di una lettura gravemente distorta e deformante della realtà dei fatti.

Realtà dei fatti che deve essere puntualmente ricordata.

In primo luogo, va correttamente inquadrato il ruolo della nota lettera del Ministro del Petrolio del 2 luglio 2010 rispetto all'evoluzione del negoziato sul blocco OPL 245.

Tale lettera (di cui Eni non ebbe conoscenza diretta, ma nei modi già ricordati) confermò in capo a Malabu la totalità dei diritti sul blocco.

Essa, pertanto, ha necessariamente avuto un impatto sulle valutazioni di Eni in tema di prezzo e ciò non può stupire: il bene che Malabu negoziava era cambiato (il 100% anziché il 40% dei diritti sul blocco) e di riflesso cambiavano le ipotesi di prezzo.

Sul punto è opportuno ricostruire i fatti accaduti in quei mesi.

Fino all'estate del 2010 Eni valutò l'acquisizione del 40% di OPL 245 con il cd. *carry* della rimanente quota del 10% in capo a Malabu.

Esito di questa valutazione fu l'offerta di un prezzo alternativo pari, a seconda del regime fiscale, a USD 460 milioni o USD 620 milioni.

⁸³⁰ Si vedano sul punto la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, p. 39; la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 171.

⁸³¹ **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 171.

⁸³² **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, pp. 166-167.

⁸³³ **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 5.9.3.

⁸³⁴ In tema, si rileva peraltro anche una certa oscillazione argomentativa da parte dell'Accusa, la quale, in alcuni momenti, è sembrata concentrare il proprio attacco sulla sola specifica quota di prezzo a carico di Shell (fattore “Y”), della quale ha tuttavia fornito ricostruzioni tra loro in contraddizione. Da un lato, seguendo il portato dichiarativo di Armanna, l'Accusa ha sostenuto che la quota Shell sarebbe stata destinata ad Emeka Obi (si vedano sul punto la **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, pp. 61, 62; la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, pp. 28, 40; la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 5.9.4.). Dall'altro lato, tradendo la consapevolezza che questa prima ipotesi sarebbe stata irrilevante ai fini del reato contestato, ha invece affermato che tale somma sarebbe confluita nell'importo della tangente destinata ai membri del Governo nigeriano (si veda sul punto la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, p. 38, 39).

Non è dato sapere se Shell abbia svolto a propria volta valutazioni sul prezzo del blocco. E a ben vedere potrebbe anche non averne fatte, dal momento che si dichiarò non disposta ad ulteriori esborsi (oltre al *Signature Bonus*, da tempo in *escrow*, ed avendo già sostenuto importanti costi per gli investimenti effettuati sin dal 2003) rispetto ad un blocco oggetto di contenziosi di cui era parte.

Fra luglio e ottobre 2010, a seguito della conferma a Malabu da parte del FGN della titolarità del 100% della licenza e dell'invito di Raiffeisen ad Eni del 12 luglio 2010 a formulare una offerta per il 100%⁸³⁵, Eni e Shell decisero di elaborare un'offerta congiunta per l'intero blocco.

Eni chiese e ottenne accesso alla Data Room di Shell relativa a OPL 245. Così ebbe modo di analizzare tutti i dati tecnici raccolti da Shell negli anni precedenti⁸³⁶. Questo consentì a Eni a metà settembre 2010 di **affinare la propria valutazione tecnica**⁸³⁷, e di aggiornare la voce **riserve a 460 mln di barili**⁸³⁸. Questo elemento a sua volta portò ad un **aumento del valore** dell'*asset* oggetto di negoziato⁸³⁹.

Su queste basi Eni iniziò a svolgere le proprie valutazioni economiche. Ciò avvenne su due piani: da un lato, la **funzione di pianificazione e controllo** elaborò i dati economici a partire da quelli tecnico-geologici, raccordandosi con l'omologa funzione di Shell, al fine di individuare un prezzo

⁸³⁵ Si veda la lettera di Raiffeisen del 12 luglio 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti n. 147.

⁸³⁶ Si vedano in proposito (i.) la email di Craig del 3 agosto 2010, RDSN 1279, in cui si dà atto della richiesta di accesso di Eni; (ii.) il *Confidentiality Agreement* stipulato da Eni e Shell in data 9 settembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 161; (iii.) la email di Giardini del 14 settembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 162, che riporta l'analisi tecnica svolta sui dati di Shell.

⁸³⁷ Si veda la email di Giardini del 14 settembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 162; si veda sul punto anche l'esame del teste **Luca Bertelli**, trascrizioni ud. 2 ottobre 2010, p. 9 "*Ci fu la data room, (...) a settembre presso gli uffici Shell di Houston. (...) Emersero i dati che Shell aveva ovviamente acquisito grazie alla perforazione dei pozzi sull'asset, ma soprattutto emerse tutto il lavoro tecnico che Shell aveva fatto su questi dati, lavoro estremamente di dettaglio, un lavoro estremamente accurato, che ci consentì di revisionare, anche se di poco, la nostra valutazione iniziale. Le differenze non erano grandi, però c'era molto più dettaglio e c'era molta più informazione, che ovviamente soltanto chi aveva operato l'asset, aveva perforato i pozzi, e aveva lavorato sull'esito dei pozzi, poteva avere. (...) Ci fu un rapporto di post data room, in cui si facevano i confronti tra la valutazione iniziale e la valutazione dopo la data room Shell, come ho detto non c'erano sostanziali modifiche, però c'erano dei dati aggiuntivi importanti, che Shell aveva, che ci consentirono di revisionare lievemente la valutazione iniziale*".

⁸³⁸ Si veda sul punto la email di Descalzi del 12 ottobre 2010, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.μ, in cui si illustrano i dati tecnici e economici dell'operazione e si chiarisce che essi sono il frutto dell'analisi della Data Room di Shell e del negoziato con la compagnia olandese. La voce di 460 mln di barili fu poi mantenuta nelle evoluzioni della valutazione economica (vd. ad es. Cda Eni 18 novembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 197); si veda anche l'esame del teste **Paolo Ceddia**, trascrizioni ud. 25 settembre 2019, p. 16 "*cominciano ad arrivare, grazie alla possibilità di accedere alla data room di Shell a Houston, un'ulteriore serie di dati che ci consentono di rivedere i profili e quindi di rielaborare nuovi scenari. (...) Da un punto di vista dei numeri, diciamo le valutazioni economiche migliorano, in quanto si riesce a lavorare con volumetrie molto maggiori, quindi adesso vado a memoria, dai 350 milioni di barili al 100 per cento, con le informazioni Shell possiamo utilizzare 460 milioni di barili disponibili da produrre*".

⁸³⁹ Si veda sul punto la email di Goberti del 13 ottobre 2010, in **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.2.j, che riporta un NPV della quota Eni pari a USD 1.500; si veda anche l'esame del teste **Paolo Ceddia**, trascrizioni ud. 25 settembre 2019, p. 16, che ha individuato un aumento di valore come conseguenza dell'aumento della stima delle riserve.

tecnicamente corretto⁸⁴⁰; dall'altro lato, la **funzione negoziati** interloquì sia con Malabu sia con Shell, al fine di individuare un prezzo commercialmente adeguato⁸⁴¹.

Come si vedrà, i due piani finirono per convergere, giacché **Eni individuò un prezzo che, nella propria prospettiva, era giustificato tanto da un punto di vista tecnico quanto da un punto di vista commerciale.**

Le funzioni negoziali formularono così una prima ipotesi economica della quota di prezzo Eni: il **prezzo offerto a giugno per il 40% (USD 620 milioni) fu proiettato sul 50%** concludendo che per tale quota **Eni avrebbe potuto pagare al massimo USD 800 milioni**⁸⁴².

Sul lato Shell, la valutazione della rispettiva offerta economica per la quota del 50% del blocco non era tema semplice, poiché entravano in gioco numerosi ulteriori fattori di indubbia rilevanza giuridica ed economica.

Shell infatti: **(i.)** aveva già versato nel 2003, in un conto *escrow*, la somma destinata al pagamento del *Signature Bonus*, che aveva peraltro fatto maturare interessi; **(ii.)** aveva già svolto sul blocco attività di esplorazione valutate USD 336 milioni; **(iii.)** era in causa su OPL 245 con il FGN in sede arbitrale ICSID, ove riteneva di avere buone probabilità di successo; **(iv.)** più in generale, contestava la riassegnazione a Malabu del 2006 e riteneva di essere titolare di diritti su OPL 245 in forza della assegnazione del 2002.

Sulla base di questi elementi Shell si dichiarò non disposta a partecipare all'acquisizione offrendo un corrispettivo ulteriore rispetto a quanto già corrisposto in passato in termini di investimenti effettuati e di *Signature Bonus* e relativi interessi maturati sul conto *escrow* (in totale, circa 235 milioni)⁸⁴³.

Attesa la posizione di Shell, Eni ritenne percorribile una ripartizione non paritaria del prezzo tra le due società⁸⁴⁴.

Nel corso del **mese di settembre 2010** Eni prospettò a Shell una possibile offerta economica relativa al blocco in cui le due società avrebbero ottenuto ciascuna il 50% della licenza alle seguenti condizioni:

⁸⁴⁰ Si veda sul punto l'esame del teste **Paolo Ceddia**, trascrizioni ud. 25 settembre 2019, p. 17 “*Ci furono i miei colleghi, che operativamente elaboravano i dati, che si incontrarono con Shell, se ricordo bene, a Londra o a San Donato (...), dove comunque ci fu un confronto su quello che erano le assunzioni sulla valutazione (...). Si giunse a determinare un valore complessivo, che ricordo era sul 100 per cento su 1,7 miliardi, valutato a un costo medio del capitale del 13,5 per cento (...). Su questo valore, la prima cosa su cui si cominciò a ragionare era come Eni e Shell avrebbero contribuito alla definizione del prezzo, e si arrivò, (...) sul prezzo che noi potevamo offrire, e sulla base anche di quella che era la disponibilità di Shell, se ricordo bene a definire un valore per la controparte che viaggiava dagli 800 milioni al miliardo*”.

⁸⁴¹ Si vedano sul punto la email di Casula del 30 settembre 2010, in **Relazione CT Manzonetto**, all. 3.3.3.s, la email di Ranco del 1° ottobre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 165.

⁸⁴² Si vedano sul punto la email di Casula del 27 luglio 2010, in **Relazione CT Manzonetto**, all. 3.3.3.q, la email di Casula del 19 settembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 163.

⁸⁴³ Si vedano la email di Casula del 27 luglio 2010, in **Relazione CT Manzonetto**, all. 3.3.3.q, la email di Casula del 9 settembre 2010, in **Relazione CT Manzonetto**, all. 3.3.3.r, la email di Robinson del 23 settembre 2010, RDSN 590; più in generale, sulle ragioni di Shell e sui conseguenti termini dell'accordo tra Eni e Shell, si veda l'esame del teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 13.

⁸⁴⁴ Si veda in proposito la email di Casula del 19 settembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 163.

- **Eni** avrebbe pagato **USD 800 milioni**;
- **Shell** avrebbe pagato **USD 400 milioni**, di cui USD 235 milioni per *Signature Bonus* e interessi, e USD 165 milioni a titolo di ulteriore contribuzione *cash*⁸⁴⁵.

Questo portava ad un'offerta complessiva per il 100% del blocco di **USD 1.200 milioni**.

Non si trattava di una cifra definitiva, ma di un'ipotesi negoziale; la valutazione finale di prezzo per il 100% da parte delle competenti funzioni di Eni sarebbe stata completata solo alcune settimane dopo⁸⁴⁶.

Shell non accettò questa proposta, poiché ritenne troppo alta la quota di prezzo a suo carico in aggiunta al *Signature Bonus*. Al contempo la società olandese chiese la disponibilità di Eni ad aumentare la propria contribuzione, in corrispettivo dell'attribuzione in capo a Eni della c.d. *operatorship*, valutata circa **USD 100 milioni**, e del riconoscimento in capo a Shell di un **premio per le precedenti attività esplorative**, che avevano contribuito ad abbassare il rischio dell'investimento⁸⁴⁷.

Eni ragionò su tale proposta e su queste premesse si negoziò nuovamente per definire l'offerta finale, nonché le rispettive quote di prezzo a carico delle due società⁸⁴⁸.

Contemporaneamente, le funzioni negoziali di Eni proseguirono i **contatti e gli incontri con EVP** e i consulenti di quest'ultima, **Raiffeisen e Bayphase**. In tali occasioni di incontro e confronto, a cui presero parte anche esponenti delle funzioni tecniche e finanziarie di Eni⁸⁴⁹, emerse che **la controparte** aveva svolto le proprie valutazioni che avevano condotto ad una valorizzazione tecnico-economica del blocco diversa e maggiore: **controparte si aspettava, dunque, una offerta più alta**⁸⁵⁰.

Questa posizione del venditore fu oggetto di valutazione all'interno di Eni. Si rilevò anzitutto che **una offerta per il 100% sarebbe stata in proporzione più favorevole per la società italiana rispetto a quelle precedentemente avanzate per il 40%**, poiché questa volta Eni non avrebbe dovuto finanziare il *carry* della quota del 10% di Malabu, a cui quest'ultima avrebbe rinunciato⁸⁵¹.

⁸⁴⁵ Si vedano sul punto la email di Casula del 19 settembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 163, la email di Robinson del 8 ottobre 2010, PM-2 60-62.

⁸⁴⁶ Si vedano sul punto la email di Casula del 19 settembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 163, ove si legge “*Action plan: shell trasmetterà nei prossimi giorni un draft di JOA, noi dovremo invece preparare il draft di offerta lasciando la finalizzazione del prezzo alle verifiche in corso*”, la email di Casula del 30 settembre 2010, in **Relazione CT Manzonetto**, all. 3.3.3.s, ove si legge “*A margine abbiamo discusso di un prezzo intorno a 1.2 busd. Shell sarebbe disposta a cederci il diritto a recuperare i past costs (da definire se tutti o in parte) per incrementare il nostro cash (domani avremo l'effetto sul npv della nostra quota)*”.

⁸⁴⁷ Si vedano sul punto la email di Robinson del 8 ottobre 2010, PM-2 60-62, la email di Brinded del 9 ottobre 2010, PM-2 59.

⁸⁴⁸ Si veda sul punto la email di Brinded del 9 ottobre 2010, PM-2 59; tale proposta fu poi accettata, si veda a riprova la email di Descalzi del 12 ottobre 2010, in **Relazione CT Manzonetto**, all. 3.3.2.2.μ.

⁸⁴⁹ Si veda in particolare l'**incontro avvenuto in data 1° ottobre 2010**, alla presenza – fra gli altri – di Raffaele Giardini (della funzione tecnico-geologica), Alberto Tonna e Fabio Castiglioni (della funzione pianificazione e controllo), di cui riferisce la email di Ranco del 1° ottobre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 165.

⁸⁵⁰ Si veda la email di Ranco del 1° ottobre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 165.

⁸⁵¹ Si veda nuovamente la email di Ranco del 1° ottobre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 165.

Ancora, fu considerato che **l'offerta del 16 giugno 2010 per il 40% era stata rifiutata** dalla controparte *inter alia* perché “*the commercial terms proposed by NAE are significantly below our current expectations*”⁸⁵².

Di conseguenza, da un punto di vista puramente commerciale, si ritenne improbabile che il venditore potesse essere disposto a vendere l'intero blocco (cioè senza mantenere la quota in *carry*, come precedentemente ipotizzato) in cambio di una offerta (per il 100%) strettamente proporzionata a quella precedentemente rifiutata (per il 40%)⁸⁵³.

Ancora, occorre rilevare come nel corso dei mesi di settembre e ottobre 2010 **sia Eni sia Shell ritenessero probabile che altre società stessero formulando offerte per OPL 245**. In particolare, le due società avevano avuto notizia dell'interessamento di Total a presentare un'offerta per il 100% del blocco⁸⁵⁴. Anche questo elemento, di natura negoziale, giocò un ruolo nella determinazione del prezzo da offrire⁸⁵⁵.

Nell'ambito delle interlocuzioni in corso relative al prezzo, Eni e Shell discussero pertanto anche delle maggiori aspettative della controparte e delle notizie in merito ai potenziali concorrenti⁸⁵⁶.

Volendo riassumere, nell'ambito del negoziato tra Eni e Shell relativo alla determinazione del prezzo da offrire a Malabu per il 100% dei diritti sul blocco – inizialmente ipotizzato intorno alla cifra di USD 1.200 milioni – Eni, insieme a Shell, considerò i seguenti elementi:

- il maggior valore del progetto come conseguenza dell'aumento delle stime sulle riserve (a quel punto pari a 460 mln di barili), frutto dell'analisi della *data room* di Shell;
- il miglioramento delle condizioni di cessione dell'*asset* rispetto alla iniziale ipotesi di cessione del 40%, in quanto Malabu non avrebbe mantenuto il 10% in *carry*;
- le maggiori aspettative del venditore, frutto delle proprie valutazioni tecniche ed economiche, comunicate nel corso degli incontri negoziali di quel periodo;
- la possibilità, ritenuta non remota, che la propria offerta si trovasse a competere con altre offerte concorrenti.

Sulla base di questi elementi, in data **11 ottobre 2010** le due società, in persona di Malcolm **Brinded** e Claudio **Descalzi**, concordarono un prezzo pari a **USD 1.300 milioni**⁸⁵⁷, così suddiviso:

⁸⁵² Si veda la email di Wanjek del 5 luglio 2010, in Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 143.

⁸⁵³ Si veda ancora la email di Ranco del 1° ottobre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 165.

⁸⁵⁴ Si veda sul punto la email di Robinson del 8 ottobre 2010, PM-2 60-62.

⁸⁵⁵ Si veda sul punto la email di Casula del 9 settembre 2010, in **Relazione CT Manzonetto**, all. 3.3.3.r, in cui Roberto Casula precisa, fra l'altro che “*un'eventuale contribuzione di Shell (ad integrare la nostra offerta) sarebbe legata (...) alla volontà di minimizzare il rischio di ingresso di altri attori*”.

⁸⁵⁶ Si vedano nuovamente la email di Ranco del 1° ottobre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 165, la email di Robinson del 8 ottobre 2010, PM-2 60-62.

⁸⁵⁷ Si veda sul punto la email di Brinded dell'11 ottobre 2010, in PM-2 58-59.

- **Eni** avrebbe ottenuto il **50% e l'operatorship** (valutata USD 100 milioni) per un corrispettivo di **USD 980 milioni**, così suddivisi: 800 milioni per la propria quota e 180 milioni per l'*operatorship* ed il riconoscimento di un premio a Shell per le precedenti attività esplorative;
- **Shell** avrebbe ottenuto il **50%** per un corrispettivo di **USD 320 milioni**, così suddivisi: 235 milioni per il *Signature Bonus* e per gli interessi ad esso collegati; 85 milioni come ulteriore contribuzione al prezzo.

Non appena concordate tali cifre, **Eni sottopose al vaglio della propria funzione di pianificazione e controllo la propria quota di prezzo**, perché potesse valutarne la compatibilità con i parametri finanziari della società.

Per questa ulteriore valutazione l'unità di pianificazione considerò le seguenti nuove condizioni, concordate con Shell⁸⁵⁸: (i.) *asset* consistente nel 50% del blocco come *first e second party*, senza alcun *carry*; (ii.) assegnazione a Eni del 50% della deduzione fiscale dei *past cost* sostenuti da Shell; (iii.) *operatorship* interamente assegnata a Eni; (iv.) termini fiscali del Modello PSC 2000; (v.) rinuncia del FGN ai *back-in rights*.

Sulla base di tali assunzioni, la funzione di pianificazione e controllo calcolò un **NPV (valore) per il 50%** pari a **USD 1.500 milioni**.

Il **prezzo** a carico di Eni pari a **980 milioni** avrebbe determinato un **rendimento (IRR)** pari al **12,5%**, superiore al *Hurdle Rate E&P Nigeria* al tempo vigente (pari a 12%).

La funzione pianificazione e controllo, in data 13 ottobre 2010 (oltre due settimane prima della presentazione dell'offerta a Malabu), **fornì alle funzioni negoziali un riscontro largamente positivo sull'ipotesi di offerta economica**: il prezzo concordato con Shell era pienamente conforme ai parametri Eni⁸⁵⁹.

Resta da evidenziare che il prezzo, nonché il processo per la sua definizione, sono stati oggetto di analisi da parte dei Consulenti delle difese, i quali ne hanno riconosciuto la razionalità e correttezza tecnico-economica e la conformità ai parametri e alle procedure di Eni⁸⁶⁰.

Ottenuti i riscontri della funzione di pianificazione e controllo, in data **13 ottobre 2010 Eni firmò con Shell l'Heads of Agreement**, che cristallizzò l'accordo sopra visto⁸⁶¹.

Fu previsto che il prezzo di **USD 1.300 milioni costituisca il prezzo massimo che le due società erano disposte ad offrire per il 100% della licenza**. Se in seguito la licenza fosse stata acquistata ad un prezzo inferiore, le quote interne di partecipazione al prezzo si sarebbero proporzionalmente ridotte.

Come è noto, in occasione dell'offerta del 30 ottobre 2010 Eni non offrì il prezzo massimo concordato, bensì un prezzo inferiore, pari a USD 1.260 milioni, così suddiviso: 210 milioni al FGN

⁸⁵⁸ Si veda la email di Goberti del 13 ottobre 2010, in **Relazione CT Manzonetto**, all. 3.2.j.

⁸⁵⁹ Si veda in proposito la email di Goberti del 13 ottobre 2010, in **Relazione CT Manzonetto**, all. 3.2.j.

⁸⁶⁰ Si vedano sul punto la **Relazione CT Kotler**, Capitolo 6; le **Slides CT Kotler**, pp. 10-13; la **Relazione CT Quaglione**, Capitolo 10; la **Relazione CT Manzonetto**, Capitolo 3.2.

⁸⁶¹ Si veda il *Heads of Agreement* del 13 ottobre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 177.

a titolo di *Signature Bonus* e 1.050 milioni a Malabu a titolo di *consideration* per il 100% della licenza⁸⁶².

Ciò rifletteva una normale strategia negoziale: stabilito il prezzo massimo, si offrì un prezzo inferiore per garantirsi un margine negoziale⁸⁶³.

L'analisi degli atti sin qui condotta permette di concludere che **il prezzo offerto per OPL 245 non fu affatto dettato da logiche criminali, bensì da logiche puramente tecniche e commerciali.**

Segnatamente:

- la **prima ipotesi di prezzo**, pari a USD 1.200 milioni, fu il risultato della **proiezione sul 100% delle precedenti valutazioni di Eni per il 40%**, le quali, si è visto, furono a loro volta determinate da funzioni interne indipendenti in piena coerenza con le procedure interne della società e furono condivise in modo trasparente con tutte le funzioni competenti e con il Consiglio di amministrazione;
- la **seconda ipotesi di prezzo**, pari a USD 1.300 milioni, fu determinata anch'essa da **fattori di natura tecnica e commerciale**: il maggior valore geologico stimato in seguito alla condivisione da parte di Shell dei propri più precisi dati tecnici, le aspettative economiche manifestate da EVP e dai propri consulenti tecnici, la volontà di presentare una offerta migliore rispetto ad eventuali offerte concorrenti.

Ad ogni modo, è noto che Malabu rifiutò l'offerta del 30 ottobre 2010, adducendo due ragioni: *(i.)* il coinvolgimento di Shell, con cui Malabu non voleva trattare; *(ii.)* il prezzo offerto, poiché Malabu non avrebbe accettato offerte inferiori a USD 2.200 milioni e avrebbe in ogni caso voluto mantenere una quota del 15% di *first e second party*⁸⁶⁴.

La pretesa economica di Malabu non fu motivata.

Su di essa possono formularsi alcune ipotesi, sulla base di quanto emerso a dibattimento.

Secondo quanto emerso a dibattimento, all'inizio del 2010 Ednan Agaev incaricò la società di consulenza *Drake & Bart – Corporate Finance* di svolgere una valutazione economica del blocco⁸⁶⁵. Questo consulente rese agli azionisti di Malabu un *report* in data 6 marzo 2010, teso a valutare il *Fair Market Value* di OPL 245⁸⁶⁶.

⁸⁶² Si veda la terza offerta di Eni del 30 ottobre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 185.

⁸⁶³ Questa ricostruzione trova riscontro nella email di Brinded dell'11 ottobre 2010, in PM-2 58-59, ove si legge “*I think Eni should lead this and should offer \$1.25 bln take it or leave it for 36 hours – M to renounce any and all claims and to commit to deliver all the other crucial confirmations we would need from Nigerian Govt (...). M will probably then still ask for \$1.5+... Then we move to 1.3 limit for another 36 hours and thats it*”, nonché dalle dichiarazioni rese dal teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 28 “*L'unica evidenza che posso portare, e che è un mio ricordo preciso, è che con Shell la piattaforma su cui ci eravamo allineati era quella di arrivare a offrire 1.300.000.000, il perché fu offerto poi, in maniera conservativa, ricostruisco adesso, solamente 1.260.000.000 è probabilmente... è stata, più che probabilmente sicuramente, legata a una tattica negoziale che ci potesse lasciare uno spazio di manovra ulteriore*”.

⁸⁶⁴ Si veda la lettera di rifiuto di Malabu del 31 ottobre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 190.

⁸⁶⁵ Si veda sul punto l'esame dell'imputato **Ednan Agaev**, trascrizioni ud. 26 giugno 2019, p. 44.

⁸⁶⁶ Si veda il Report di Drake & Bart del 6 marzo 2010, Produzione DIB 3531-55.

In tale documento si assunsero **riserve** pari a **500 milioni di barili** e si chiarì che il metodo di calcolo più affidabile per la valutazione economica degli *asset* petroliferi – il *Discounted Cash Flow* – non era in quel caso praticabile per mancanza di dati tecnici.

La valutazione fu pertanto condotta sulla base di altri due metodi, dichiaratamente meno affidabili: il raffronto con transazioni comparabili; il raffronto con società quotate comparabili.

Il **primo metodo** condusse alla stima del *Fair Market Value* in un *range* compreso tra USD 1,7 miliardi e USD 2,5 miliardi, con un **valore centrale** pari a **USD 2,18 miliardi**.

Il **secondo metodo** condusse alla stima del *Fair Market Value* in un *range* compreso tra USD 1,8 miliardi e USD 2,5 miliardi, con un valore centrale pari a **USD 2,2 miliardi**.

È quindi possibile che proprio sulla base di tale *report* Malabu abbia preteso la cifra, ivi indicata come *Fair Market Value* del 100% del blocco, di USD 2.2 miliardi.

Alla base delle pretese economiche di Malabu potrebbe poi esservi un ulteriore aspetto, questa volta afferente agli equilibri sociali del Paese.

Come è stato riportato dal Consulente Oditah, nel 2006 la società South Atlantic Petroleum (Sapetro) aveva ceduto ad una *oil company* cinese i propri diritti sulla licenza OPL 246 per una cifra di USD 2.2 miliardi⁸⁶⁷.

Dalle comunicazioni interne di Shell acquisite a dibattimento emerge che Sapetro era una società riferibile al Generale Theophilus Danjuma, esponente delle popolazioni del Nord del Paese. E che probabilmente Malabu ed i suoi esponenti, espressione del Sud del Paese, pretendessero di ricevere dal Governo e dalle compagnie internazionali il medesimo trattamento, tenuto anche conto che il blocco OPL 245 era situato accanto a quello di Sapetro⁸⁶⁸.

Anche questi ultimi elementi confliggono con la suggestione avanzata dall'Accusa per cui Malabu volesse incassare un prezzo gonfiato per stornarne una parte a fini illeciti.

4.6. La riunione del 15 novembre 2010 al tavolo dell'Attorney General e l'accordo sul prezzo.

Nella memoria depositata dai Pubblici Ministeri la costruzione accusatoria ha infine preso forma. Eni e Shell avrebbero stretto un accordo corruttivo con Malabu e con il Governo in tre tappe, la prima delle quali viene individuata in un incontro del 15 novembre 2010 presso l'ufficio dell'Attorney General.

In questa sede, a detta dell'Accusa, le parti avrebbero pattuito l'importo della tangente⁸⁶⁹.

Si tratta, ancora una volta, di una narrazione fantasiosa che confligge radicalmente con i dati processuali raccolti⁸⁷⁰, i quali, al contrario, restituiscono la seguente realtà:

⁸⁶⁷ Si veda sul punto la **Relazione CT Oditah**, para 39.

⁸⁶⁸ Si veda sul punto, il memo *OPL245 Brief*, para 5 e 7.3.2, RDSN 592-597.

⁸⁶⁹ **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 1.4, 5.9.5.

⁸⁷⁰ Si vedano la email di Casula del 15 novembre 2010, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 194; la email di Robinson del. 15 novembre 2010, RDSN 704-705.

- Adoke Bello aveva ricevuto mandato dal Presidente di intervenire nel negoziato (e si è già visto quale fosse l'obiettivo del Presidente: l'inizio della produzione nel più breve tempo possibile⁸⁷¹);
- Eni e Shell illustrarono i temi negoziali ancora irrisolti (di natura legale, fiscale e contrattuale);
- un rappresentante del venditore intervenne spiegando il motivo del rifiuto: le aspettative economiche erano maggiori;
- Eni e Shell manifestarono le ragioni alla base della propria offerta economica, ossia le accurate valutazioni tecniche, economiche e di rischio svolte, delle quali si è detto;
- si tenne una lunga e intensa discussione tra le parti, all'esito della quale fu concordato il prezzo di 1,3 miliardi.

Gli atti del processo dimostrano che in quella occasione le parti – Eni, Shell e Malabu – raggiunsero un legittimo accordo sul prezzo, il quale peraltro era perfettamente coerente con tutte le valutazioni in precedenza svolte da Eni e Shell.

In questo quadro, il FGN, in persona dell'Attorney General, si presentava come mero (ma fondamentale, data l'autorevolezza) “mediatore” che doveva assicurarsi che il negoziato finalmente trovasse una positiva soluzione sul prezzo.

Dagli atti non emerge alcun ipotetico interesse dell' Attorney General per una determinata cifra, né che questi abbia preso le parti di alcuno dei soggetti intervenuti.

L'unico comportamento di Adoke Bello che emerge dagli atti è coerente con il mandato presidenziale che aveva dichiarato di avere ricevuto: chiudere positivamente il negoziato per consentire l'avvio della messa in produzione del blocco.

Solo a tale fine il 15 novembre 2010 convocò le parti e si assicurò che queste trovassero un accordo sul prezzo.

Tutto il resto è pura speculazione.

4.7. Conclusioni.

Anche il processo di formazione del prezzo, qui ricostruito, sgombra il capo da ogni suggestione in merito a possibili destinazioni illecite anche solo di una parte di esso.

Infatti, la definizione del corrispettivo offerto si basò su elementi tecnici (in particolare, l'analisi dei dati tecnici ottenuti dalla Data Room di Shell) e su valutazioni negoziali (le ragionevoli aspettative manifestate dalla controparte, le informazioni su possibili offerte concorrenti e i parametri finanziari di rendimento interni di Eni).

Inoltre, nella prima fase del negoziato per il 100% le parti acquirende decisero di offrire meno del prezzo massimo tra loro concordato, segno che avevano genuino interesse a tenere il prezzo più basso possibile e a non includervi somme ulteriori destinate a soggetti diversi dal venditore.

⁸⁷¹ Si veda il memo interno di Shell denominato *Shallow Water and 245*, circolato all'interno di Shell a fine agosto 2010, **Memoria PM**, allegato 154.

È, dunque, smentita dai fatti l'affermazione della Procura secondo cui l'accordo tra Eni e Shell concluso a ottobre 2010 sul prezzo da offrire a Malabu per il 100% di OPL 245 costituirebbe un *“accordo preliminare raggiunto dalle compagnie petrolifere su come chiudere l'affare corruttivo con i rispettivi apporti in denaro, con la precisazione che il prezzo finale, Z, è un pagamento la cui commisurazione sfugge alle logiche economiche e si basa su una semplice valutazione di tipo criminale”*⁸⁷².

È proprio e solo ad analisi di tipo tecnico ed economico che il personale di Eni, sin dalla fine del 2009, si dedicò per apprezzare il valore del blocco OPL 245 e fornire dei *range* di prezzo.

La commisurazione del prezzo offerto non è affatto sfuggita a logiche economiche. È la Pubblica Accusa che ha (strumentalmente) deciso di ignorare un'intera e complessa fase dei negoziati, quella relativa alle stime di valore e al prezzo, nel tentativo di non fare crollare le suggestioni prospettate.

Ma la scomparsa di questa fase dalle argomentazioni d'accusa appartiene al piano della dialettica. Sul piano dei fatti, questa importante fase è stata provata a processo e risulta addirittura rafforzata dal silenzio che le ha riservato l'accusa.

⁸⁷² **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, p. 39.

CAPITOLO 5

La figura e il ruolo di Emeka Obi.

5.1. Premessa. L'irrelevanza della figura di Obi ai fini del reato in contestazione.

Nella memoria dei Pubblici Ministeri vi è una sezione appositamente dedicata a “*La reale funzione di Obi*”, il cui primo paragrafo titola “*Le retrocessioni agli italiani*”.

La scelta della Pubblica Accusa di dare tanta importanza a questa figura non sorprende affatto: come ricordato nel corso dell'appassionata requisitoria orale, infatti, “[in] ogni tangente c'è sempre l'eterno ritorno: una parte della tangente finisce puntualmente nelle mani di chi l'ha pagat[a], e doveva succedere anche qui”⁸⁷³.

Consapevole della debolezza della prova costituitasi in punto di accordo illecito, atto contrario e tangente, l'Accusa ha puntato tutto sul cavallo più quotato, quello di ritorno. All'esito del dibattimento, quindi, la Procura è corsa dietro a questa fantasia, cercando di dimostrare – almeno – questa parte della storia.

Peccato, tuttavia, che anche l'assunto secondo cui Obi sarebbe stato il veicolo di retrocessioni ai dirigenti Eni, all'esito di una lunga e articolata istruttoria dibattimentale, è rimasto indimostrato.

Anzi, l'**unica retrocessione** espressamente contestata nel capo di imputazione è stata **vigorosamente smentita** in dibattimento.

L'accusa pittoresca e stravagante dei 50 milioni in contanti consegnati dentro due trolley, attribuita personalmente all'Ing. Casula, ha infatti incontrato una smentita tombale sotto il profilo (i) dichiarativo⁸⁷⁴, (ii) tecnico⁸⁷⁵ e (iii) documentale⁸⁷⁶. Di questo si dirà più avanti⁸⁷⁷.

⁸⁷³ Si veda la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, p. 103.

⁸⁷⁴ Si fa riferimento, come è noto, alla mancata conferma della circostanza introdotta da Armanna da parte delle fonti dirette da questi indicate. Si vedano l'esame del teste **Victor Nwafor**, trascrizioni ud. 23 gennaio 2019, p. 5, che addirittura ha escluso di aver mai conosciuto Vincenzo Armanna; del teste **Isaac Eke**, trascrizioni ud. 29 gennaio 2020, p. 8, che ha riferito di aver incontrato Vincenzo Armanna per la prima volta nel 2014; del teste **Salvatore Castilletti**, trascrizioni ud. 29 gennaio 2020, pp. 18, 19, che ha escluso di avere avuto rapporti professionali con Vincenzo Armanna. Si fa altresì riferimento alle dichiarazioni del teste **Giovanni De Berti**, trascrizioni ud. 6 novembre 2019, pp. 6, 9, rappresentante della Airfour S.p.A. (società cui si affidava Eni per il trasporto aereo) sempre presente alle operazioni di imbarco dell'Ing. Casula, che ha categoricamente escluso di averlo mai visto viaggiare con trolley delle dimensioni e della specie di quelli descritti da Armanna. Infine, sotto il profilo eminentemente tecnico, si veda l'esame del **CT Lucio Polo**, trascrizioni ud. 20 novembre 2019.

⁸⁷⁵ Si veda la **Relazione CT Polo**.

⁸⁷⁶ Si vedano i Quaderni tecnici di bordo allegati alla **Relazione CT Polo**, da cui si trae che l'aereo dell'Eni (Bombardier Challenger 604) non viaggiò dalla Nigeria al Congo con un carico compatibile con quello indicato da Armanna nel periodo da questi segnalato.

⁸⁷⁷ Si rimanda al capitolo 6, para 6.2.3.

Nonostante questa clamorosa *débâcle*, si è apprezzato molto il tentativo della Procura di ricondurre ad uno schema illecito le condotte professionali di Obi, i suoi legittimi interessi economici, nonché i suoi rapporti con chi lo aveva aiutato a trovare un investitore per l'affare OPL 245.

Nel corso del dibattimento, invero, sono emersi *(i)* tutto l'impegno profuso da Obi per imbastire – a sue spese – il processo competitivo di vendita, *(ii)* le sue pretese economiche per l'attività prestata, nonché *(iii)* i suoi contatti con Di Nardo e Bisignani, cui doveva una cosiddetta *introduction fee* per avergli segnalato un investitore per il blocco⁸⁷⁸.

Nel paragrafo dedicato alle asserite retrocessioni, dunque, non si troverà null'altro se non interpretazioni malevole di queste circostanze.

A tale lecita attività professionale dovrebbero essere ricondotti gli appunti trovati nel materiale di Obi (sulla cui precisione e attendibilità, tuttavia, si dirà più diffusamente *infra*⁸⁷⁹) datati 15 ottobre 2010 (tre giorni dopo i fatti che, invero, sono stati oggetto dell'interrogatorio di Bisignani) e quelli rinvenuti tra le carte di Richard Granier Deferre (che, in dibattimento, ha precisato come “*M1 ed M2*” stessero ad indicare due conti separati aperti da Malabu – come poi effettivamente avvenuto – e non il management delle società petrolifere⁸⁸⁰).

Con riferimento ai dirigenti Eni, si deve osservare come **non venga richiamato un solo elemento di prova, documentale o dichiarativa (fatta eccezione per le fantasiose dichiarazioni dell'imputato**

⁸⁷⁸ Si veda l'interrogatorio di **Luigi Bisignani** del 14 aprile 2014: “*Ci aspettavamo che Obi ci riconoscesse una parte dei compensi che avrebbe ricevuto da Etete. Io e Di Nardo avevamo comunque svolto un'attività e quindi ci aspettavamo un riconoscimento economico, Questo riconoscimento non poteva provenire da ENI perché ENI non paga commissioni*”.

⁸⁷⁹ Si rimanda al para 5.7.

⁸⁸⁰ Si veda l'esame del teste **Richard Granier Deferre**, trascrizioni ud. 6 marzo 2019, p. 6: nella lettura del teste, il citato schema prevedeva che la somma ricevuta da EVP sarebbe stata trasferita a Malabu, indicata con “*M*”, su due conti differenti “*M1*” e “*M2*”, che avrebbero dovuto essere aperti per l'occasione. Tale schema era stato disegnato “*per spiegare al signor Etete che sarebbe stato molto difficile per un ammontare così importante aprire dei conti per Malabu*”, in considerazione del fatto che Malabu aveva una struttura essenziale, “*senza management*”, parola pure riportata sullo schema sotto la lettera “*M*”; sul punto, si vedano le trascrizioni ud. 6 marzo 2019, p. 23. Anche l'imputato Agaev ha confermato la versione di Deferre sul significato di M1 ed M2, trascrizioni ud. 26 giugno 2019, p. 31.

Addirittura Armanna, nel corso del suo esame, ha riconosciuto che sarebbe stato un problema per Malabu ricevere un bonifico da un miliardo di dollari; si vedano le trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 70: “*Perché era una società inesistente, senza nessuna operatività, e in ogni caso anche se l'avesse potuto aprire, nel momento in cui fossero arrivati più di un miliardo di dollari, per tutto il processo di due diligence di qualsiasi banca seria, quell'accredito sarebbe avvenuto mesi dopo. Quindi non era solo un problema di aprire ufficialmente o non aprire un conto corrente, era un problema di avere la capacità di ricevere un bonifico da un miliardo, senza attraversare i processi di compliance di una Banca*”.

Ebbene, sulla base di tali dichiarazioni non appare sostenibile la tesi del Pubblico Ministero secondo cui M1 e M2 sarebbero riferibili al management di Eni e Shell, cui Malabu (M) avrebbe dovuto inoltrare le somme ricevute.

Tale lettura dello schema, inoltre, non è nemmeno coerente con la tesi accusatoria secondo cui Obi aveva ideato il meccanismo di pagamento della *consideration* sul suo conto corrente al fine di operare lui stesso le presunte retrocessioni. A ciò si aggiunga che, durante l'istruttoria dibattimentale, è diffusamente emerso come l'ipotesi del versamento dell'intero prezzo della transazione a EVP non sia stato mai formalmente chiesto ad Eni, né seriamente preso in considerazione dalla società petrolifera. Detta ipotesi era, infatti, unicamente oggetto di una previsione contenuta nel mandato conferito da Malabu a EVP, che Eni – nelle persone di Valentina Ferri e Romina Giordani – aveva avuto modo di esaminare in occasione del primo incontro con Obi tenutosi, il 19 febbraio 2010, presso la sede di San Donato Milanese. Sul punto, si veda l'esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 65, 66, che precisa come si trattasse di “*una previsione scritta in un mandato tra Malabu e EVP*” e che “*ovviamente io, come tutti in Eni, non abbiamo preso in considerazione la possibilità di aderire a questa richiesta*”, oltre che “*mai è stato chiesto da EVP o da Raiffeisen, cioè i consulenti, di pagare il prezzo non al venditore bensì a EVP*”.

Armana, naturalmente) che possa far presumere l'esistenza di un accordo tra loro, in particolare l'Ing. Casula, e Obi, allo scopo di retrocedere del denaro.

Ma si dirà di più, non vi è alcun elemento da cui desumere che Casula fosse a conoscenza degli accordi economici tra Obi, Bisignani e Di Nardo.

Ad ogni modo, ritenere che il pagamento di un *introduction fee* costituisca prova di retrocessioni e, soprattutto, di una corruzione internazionale, non risulta sostenibile.

Non sembra possibile neanche ritenerla un grave indizio, quando l'unico riscontro è dato dalle dichiarazioni di un imputato che, proprio sul punto, è stato clamorosamente smentito.

Cionondimeno, considerata l'importanza che la figura di Emeka Obi riveste nell'impianto accusatorio, il presente capitolo sarà dedicato al ruolo da questi concretamente svolto nell'ambito del negoziato, al precipuo scopo di illustrarne una volta di più la piena liceità e, comunque, l'assoluta irrilevanza rispetto alla ipotesi di corruzione internazionale per cui si procede.

5.2. Emeka Obi e i suoi primi contatti con Eni.

Come già ricostruito⁸⁸¹, i primi contatti tra Eni e Obi rispetto a OPL 245 si collocano nel dicembre 2009; momento in cui, a differenza di quanto sostenuto dalla Pubblica Accusa, Obi aveva già raggiunto accordi sul mandato in esclusiva con Malabu.

Nella sua memoria il Pubblico Ministero afferma che “*le evidenze raccolte dimostrano un rapporto tra Obi ed Eni che si consolida nell'autunno 2009*”⁸⁸², indipendentemente da OPL 245.

Sul punto, occorre fare una precisazione.

Se è vero che Obi aveva preso contatti con Eni già prima del mese di dicembre, proponendo i propri servizi di consulenza alla società petrolifera, non è altrettanto vero che i dirigenti Eni, *in primis* l'Ing. Casula, avessero con lui **consolidato** alcun tipo di rapporto in tale frangente, anzi.

Ancora una volta, risulta necessario operare una lettura attenta dei documenti.

In atti sono presenti le email inviate da Obi a Casula il 2 luglio e il 7 ottobre 2009⁸⁸³.

La circostanza che Casula non avesse dato alcun seguito al primo contatto di Obi, il quale dovette riscrivergli mesi dopo, altro non prova che lo scarso interesse di Casula, e di Eni, nell'instaurare – *a fortiori*, nel consolidare – un rapporto con Obi.

Nella sua suggestiva ricostruzione, il Pubblico Ministero si limita a richiamare l'email del 15 novembre 2009, con cui Obi inoltrò ad Armana la *brochure* della sua società Eleda Capital Partners

⁸⁸¹ Si veda *supra*, para 2.2.

⁸⁸² Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 89.

⁸⁸³ **Relazione CT Manzonetto**, allegato 3.3.2.2.u.

(“ECP”) offrendo a Eni quei servizi di consulenza strategica nel settore petrolifero già proposti – nei mesi precedenti – a Roberto Casula⁸⁸⁴.

Nell’ottica dell’Ufficio di Procura, ciò sarebbe sufficiente a dimostrare l’esistenza di un *rapporto consolidato* di Eni con Obi, tanto da giustificare la tesi d’accusa secondo cui “*Obi entra in prima persona nell’affare OPL 245 non perché aveva un rapporto con Etete, ma perché aveva un rapporto con Eni*”⁸⁸⁵.

Dai documenti sopra brevemente ripercorsi, tuttavia, appare evidente come tale ricostruzione sia niente più che una mera suggestione.

Né la sussistenza di un *rapporto consolidato* tra Eni e Obi può dirsi provata sulla scorta del fatto che la società, a dicembre, abbia inteso intraprendere le trattative con Malabu suo tramite.

Ad avviso di questa difesa, appare del tutto logico che l’atteggiamento di Eni nei confronti di Obi sia mutato allorché questi comunicò di aver ricevuto un **mandato in esclusiva** per un’operazione potenzialmente interessante, in relazione ad un blocco che la società già conosceva.

Eni decise di indagare l’opportunità di *business* **tramite Obi proprio perché questi era il mandatario** di Malabu. Nessun’altra spiegazione degli eventi appare plausibile.

Per concludere sul primo approccio tra Obi ed Eni, appare utile sgombrare il campo anche dalle suggestioni ricavabili dalle dichiarazioni di Vincenzo Armanna, che ci restituiscono – su questo, come su molti altri elementi – una lettura postuma (e posticcia) dei fatti⁸⁸⁶.

In particolare, in sede di esame Armanna ha dichiarato che Obi gli era stato presentato, nel periodo tra novembre e dicembre 2009, come consulente che poteva facilitare il rapporto con il Governo nigeriano nell’ambito del confronto tra le società petrolifere e il FGN in merito alle modifiche legislative in materia *oil and gas*.

Tale dichiarazione, evidentemente finalizzata a costruire sin dall’inizio del racconto la figura di Obi quale soggetto vicino ai pubblici ufficiali, viene tuttavia clamorosamente smentita dallo stesso imputato sempre nel corso del suo esame: “Tutti i pubblici ufficiali nigeriani [...] non avevano mai incontrato Obi in nessuna transazione”⁸⁸⁷.

Che il ruolo di Obi nel negoziato fosse giustificato dai suoi rapporti coi pubblici ufficiali è un – inconsistente – elemento d’accusa.

Ciò che invece ha trovato riscontro nel dibattito è che Obi avesse del tutto lecitamente lavorato sin dall’anno 2000 come consulente nell’ambito di operazioni straordinarie che vedevano coinvolti primari attori istituzionali, tra cui lo stesso FGN; e quindi che avesse, anche agli occhi di Eni, le

⁸⁸⁴ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 89, 90. Si veda altresì la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 42, che dà conto del coinvolgimento di Obi in operazioni nel settore petrolifero con attori di primario livello, tra gli altri, Chevron Oil Nigeria Plc, Shell, United Oil Group.

⁸⁸⁵ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 88.

⁸⁸⁶ Si veda l’esame dell’imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, pp. 27, 29.

⁸⁸⁷ Si veda l’esame dell’imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019 p. 29.

competenze e l'esperienza necessarie per gestire un'operazione complessa come la cessione del blocco 245 per conto di Malabu.

5.3. L'incarico conferito da Malabu a Ednan Agaev e Emeka Obi e la conferma documentale del mandato.

A proposito dell'incarico conferito da Malabu a Obi, in aggiunta alle considerazioni già svolte⁸⁸⁸, appare opportuno – e doveroso – ricostruire l'*iter* che ha condotto alla sua definizione.

Un *iter* articolato, che mina le fondamenta della semplicistica tesi accusatoria secondo cui tale incarico sarebbe stato “*inesistente*”⁸⁸⁹.

Tra la documentazione acquisita al fascicolo del dibattimento, si sono rinvenute le copie dei mandati che, a partire da ottobre 2009, Malabu stava negoziando con Ednan Agaev, per il tramite della *International Legal Consulting Ltd.* (“*ILC*”), e Obi, attraverso le sue due società ECP e EVP.

Da tali documenti emerge chiaramente come, in un primo momento, Malabu avesse conferito mandato a ILC perché prestasse consulenza e si occupasse della ricerca di un investitore ai fini della cessione di OPL 245⁸⁹⁰, e che, a tal fine, Agaev avesse chiesto la collaborazione di Obi.

Quest'ultimo, infatti, aveva maggiore familiarità con l'industria del petrolio in Nigeria e aveva dato prova di avere ottime doti negoziali, che Agaev aveva potuto apprezzare nell'ambito di un precedente rapporto contrattuale⁸⁹¹.

In particolare, trattasi dei seguenti documenti:

- (i) una prima bozza di *Engagement Letter and Fee Agreement* tra Malabu e ILC, del 15 ottobre 2009, con cui si confermava il mandato alla società facente capo ad Agaev per fornire servizi di consulenza (anche tenuto conto delle dispute esistenti sul blocco) e negoziazione nell'interesse del *Principal* in relazione a OPL 245, ivi compresa la ricerca di un nuovo investitore⁸⁹²;
- (ii) una seconda bozza di lettera di incarico da Malabu a ILC, del 9 dicembre 2009⁸⁹³, seguita dalla versione sottoscritta, il 10 dicembre 2009⁸⁹⁴, rispettivamente da Matthew S. Coates

⁸⁸⁸ Si veda *supra*, capitolo 2.

⁸⁸⁹ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 91.

⁸⁹⁰ Si veda anche l'esame dell'imputato **Ednan Agaev**, trascrizioni ud. 26 giugno 2019, pp. 6, 15, 16. In particolare, Agaev precisa di essere entrato in contatto con Dan Etete in relazione a OPL 245 sin dal 2008, quando, su mandato del gruppo industriale per il quale lavorava (di cui faceva parte la United Oil Company), iniziò ad interessarsi delle opportunità di acquisizione nel settore petrolifero.

⁸⁹¹ Si veda l'esame dell'imputato **Ednan Agaev**, trascrizioni ud. 26 giugno 2019, p. 18, in cui si fa riferimento al contratto con la United Oil Company, in cui Obi rivestiva il ruolo di *sub-contractor* di Agaev. A conferma del rapporto tra Obi e Agaev, si veda anche l'esame del teste **Granier Defferre**, trascrizioni ud. 6 marzo 2019, p. 13.

⁸⁹² Si veda il Documento DIB 03306.

⁸⁹³ Si veda il Documento DIB 03313.

⁸⁹⁴ Si veda il Documento DIB 03318. Ulteriore *Engagement Letter and Fee Agreement* verrà sottoscritta il 19 gennaio 2010, da Andreas T. Moustras per ILC, nella sua qualità di *director*, e da Dan Etete per Malabu, sempre quale

per ILC e da Dan Etete in qualità di *consultant/coordinator* per Malabu⁸⁹⁵, in cui si prevedeva espressamente che i servizi sarebbero stati resi su base esclusiva per la durata di due mesi;

- (iii) **un estratto di un accordo di esclusiva tra Malabu ed EVP del 15 dicembre 2009, dall’oggetto “Accordo di esclusiva in relazione all’operazione prospettata”⁸⁹⁶** (di cui si è diffusamente detto *supra*⁸⁹⁷), che andava a sostituire la citata lettera di incarico e accordo sul prezzo, datata 10 dicembre 2009, tra Malabu e ILC.

Analogamente a quanto previsto nell’incarico a ILC, questa bozza di accordo conferiva a EVP un periodo di esclusiva di due mesi, al termine dei quali il mandato avrebbe avuto effetto fino all’eventuale revoca da parte di Malabu, da comunicarsi con un mese di anticipo;

- (iv) **un accordo di esclusiva tra EVP e Malabu del 27 gennaio 2010⁸⁹⁸**, con cui si garantiva a EVP un ulteriore periodo di esclusiva di tre mesi.

Si badi che di tali intense interlocuzioni e del lavoro per la finalizzazione del mandato di EVP portato avanti nel dicembre 2009 dà atto anche la *Chrono Unprotected*, definita dallo stesso Pubblico Ministero “una miniera di informazioni preziose”⁸⁹⁹.

Tuttavia, siccome non fa gioco alla ricostruzione accusatoria, questa consistente parte della *Chrono* viene completamente omessa dalla Procura, che arriva a sostenere che EVP non avesse “uno straccio di mandato”⁹⁰⁰.

Eppure, oltre a tali evidenze, la circostanza che Obi agisse per conto di Malabu risulta chiaramente da una serie di ulteriori documenti prodotti al fascicolo del dibattimento. Tra questi, i più rilevanti (di cui si è già detto diffusamente nel capitolo 2) sono:

- (i) il *Confidentiality agreement*⁹⁰¹, in particolare nella premessa e nella clausola n. 11, che, in particolare, recita “*The parties acknowledge and agree that the Disclosing Party is ‘acting on behalf’ of Malabou*”;
- (ii) la *Process Letter*⁹⁰², illustrativa del processo competitivo di vendita di OPL 245 (il noto *Project Clear Vision*);

consultant/coordinator, Documento DIB 03338. Si precisa che ulteriori bozze di tale *Engagement Letter* verranno stilate anche successivamente; in questo caso, per Malabu si prevede però la sottoscrizione dei *directors* Munamuna e Amaran; si vedano i Documenti DIB 03344 e 03350.

⁸⁹⁵ Si veda il *Confidentiality agreement* stipulato tra Malabu e NAE nel 2007, sottoscritto da Etete nella medesima qualità di *consultant*, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 33.

⁸⁹⁶ Si veda il Documento DIB 01374.

⁸⁹⁷ Si rimanda al capitolo 2, para 2.4.

⁸⁹⁸ Si veda l’*Exclusivity Agreement in respect of proposed transaction / arrangements for the disposal of interests, business and/or assets of OPL 245*, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 50.

⁸⁹⁹ Si veda la **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, p. 54.

⁹⁰⁰ Si veda la **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, p. 46.

⁹⁰¹ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 60.

⁹⁰² Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 75.

- (iii) la lettera di conferma del mandato⁹⁰³ sottoscritta da Rasky Gbinigie, in qualità di *secretary*, e Seidougha Munamuna, quale *director* di Malabu;
- (iv) la corrispondenza di Obi⁹⁰⁴, da cui si evince la tenuta di riunioni e incontri con i rappresentanti di Malabu durante il negoziato.

Tali dati documentali hanno trovato piena conferma nelle dichiarazioni testimoniali assunte da Enrico Caligaris, Donatella Ranco, Guido Zappalà, direttamente coinvolti nel negoziato⁹⁰⁵.

Addirittura il teste d'accusa Luigi Zingales, nel richiamare la sentenza emessa dal Giudice Gloster nell'ambito della causa intentata da EVP nei confronti di Malabu dinnanzi la *Commercial Court* di Londra, ha riconosciuto come **l'assunto che dietro EVP ci fossero esponenti della società petrolifera italiana fosse una mera millanteria di Etete**, della quale, come accertato giudizialmente, non vi era alcuna prova⁹⁰⁶.

A fronte di tutte queste prove documentali e testimoniali, sostenere che Obi non avesse alcun mandato da parte di Malabu e che lavorasse, nei fatti, per Eni, appare senz'altro un'interpretazione arbitraria, del tutto sganciata dalle evidenze probatorie⁹⁰⁷.

Eppure, dice impudentemente il Pubblico Ministero in requisitoria che **“è documentalmente provato che quando Eni comincia a parlare con Obi, e anche dopo, quando conclude degli accordi vincolanti con Emeka Obi, Emeka Obi non aveva nessun mandato da parte di Malabu o da parte di Dan Etete”**⁹⁰⁸.

E ancora, nella memoria, il Pubblico Ministero sottolinea che Obi **millantasse** di aver ricevuto un mandato in esclusiva, che in realtà non aveva⁹⁰⁹.

Come dimostrato dai documenti soprarichiamati, non era affatto una vanteria di Obi l'aver raggiunto accordi con Malabu sul mandato in esclusiva già a dicembre 2009.

⁹⁰³ Si vedano la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 88, e l'esame del teste **Michele De Rosa**, trascrizioni ud. 5 dicembre 2018, p. 10.

⁹⁰⁴ Si veda, ad esempio, l'email del 1° aprile 2010, in cui Obi comunica a Raiffeisen di essere a Parigi per un *meeting* con Malabu, Nota di produzione Eni del 29 gennaio 2020, documento n. 77.

⁹⁰⁵ Si vedano l'esame dei testi **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 5; **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 61; **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 39-41.

⁹⁰⁶ Si veda l'esame del teste **Luigi Zingales**, trascrizioni ud. 31 ottobre 2018, p. 12.

⁹⁰⁷ Sul punto si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, come sempre contraddittorio: p. 79 “*se Paolo Scaroni avesse voluto tenere Obi l'avrebbe tenuto, era un problema per Descalzi tenere Obi*”; allo stesso tempo, p. 114: “[...] *la richiesta arrivava dai vertici aziendali di utilizzare Obi. [...] Per quel che mi fu detto da Roberto Casula e da Claudio Descalzi, arrivava direttamente da Paolo Scaroni*”; p. 78: con Descalzi si diceva che “*Bisignani non lo potevamo far fuori [...] ci siamo spiegati che era il futuro di Descalzi come amministratore delegato, che Obi lo potevamo far fuori*”. Tuttavia “*non c'è mai stato nessun indicatore del fatto che Bisignani avesse una legittima aspettativa nell'intermediazione di questa operazione*”.

Smentisce le dichiarazioni di Armanna anche la testimonianza di **Ernest Akinmade**, il quale, a domanda esplicita con cui il Pubblico Ministero chiedeva se Armanna gli avesse riferito che “*il ragazzo e il russo [Obi e Agaev] lavoravano per Eni*”, escludeva categoricamente tale ipotesi affermando che Armanna “*non mi ha detto niente di simile*”. Si vedano le trascrizioni ud. 20 marzo 2019, p. 44.

⁹⁰⁸ Si veda la **Requisitoria PM Spadaro**, trascrizioni ud. 2 luglio 2020, p. 42.

⁹⁰⁹ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 259.

E se quanto finora illustrato non fosse ritenuto sufficiente, si badi che la circostanza è riscontrata anche da altre prove in atti.

È il caso dell’email del 14 dicembre 2009, delle ore 12:32 (dunque, **prima** che Obi scrivesse a Eni), che Obi manda a Rex Nwakodo dello Studio Sheridans, cui chiede assistenza legale in relazione a OPL 245 precisando che “*Siamo stati contattati da Malibou Oil per assistere nella dismissione*”⁹¹⁰.

La comunicazione di Obi al consulente legale è molto articolata, ha già in mente un ben preciso schema di transazione, evidentemente frutto di pregresse interlocuzioni.

Eppure, il Pubblico Ministero tace su questi documenti, e anzi afferma che in questa fase non vi fosse alcun rapporto, alcun accordo tra Malabu e Obi.

Se è vero, come affermato proprio dal Pubblico Ministero, che ciò che emerge dai documenti “è scritto sulla pietra”⁹¹¹, ne deriva che la ricostruzione accusatoria sconfessa ostinatamente il dato documentale, trincerandosi dietro volute omissioni che ci consegnano una rappresentazione distorta della realtà storica e processuale.

Per concludere sul tema del mandato conferito da Malabu a EVP, appare opportuno svolgere alcune considerazioni finali rispetto alla sua conferma documentale.

Come è noto, Obi si era impegnato sin da principio a fornire tale conferma a Eni, e la società la sollecitò ripetutamente finché non la ottenne⁹¹². Nelle more, per cautelarsi, **Eni subordinò tutti i passaggi negoziali all’esistenza del mandato.**

Alla luce delle reiterate richieste della società petrolifera, Obi predispose una bozza di lettera da sottoporre ai rappresentanti di Malabu nella quale, per le ragioni di confidenzialità già illustrate⁹¹³, non furono però specificati tutti i termini del mandato.

La conferma sollecitata da Eni è racchiusa nella lettera dell’8 aprile 2010 indirizzata da Malabu a NAE e sottoscritta da Seidougha Munamuna e Rasky Gnibigie, rispettivamente in qualità di *director* e *company secretary* di Malabu⁹¹⁴.

Trattasi dei soggetti i cui nominativi erano indicati nei registri detenuti presso la *Corporate Affairs Commission* (“CAC”)⁹¹⁵, nonché nella *Process Letter*, documento predisposto da una banca d’affari

⁹¹⁰ Si veda la Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 1.

⁹¹¹ Il riferimento è alla **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, p. 32.

⁹¹² Si veda l’esame del teste **Donatella Ranco**, ud. 27 gennaio 2019, pp. 54 ss., in particolare, pp. 56, 57: “No, il fatto di non avere copia del mandato per noi ovviamente non eravamo soddisfatti di questo aspetto, e tanto è vero che, come le dicevo, continuavamo a chiederlo. **Noi continuavamo a chiedere l’evidenza dell’esistenza del mandato**, e lo chiedemmo in maniera formale [...]”; ancora, p. 59 “[...] noi abbiamo continuato a chiedere conferma... prima di ottenerne copia di questo mandato, e poi a chiedere conferma che esistesse il mandato, quindi confermo il mandato lo avevamo visto, non abbiamo preso impegni con questo signore, con EVP, e anzi **abbiamo continuato a chiedere di avere conferma dell’esistenza del mandato, visto che non ci veniva lasciato in mano**. Quindi noi da quella riunione, a quando ottenemmo visione della lettera che confermava il mandato non prendemmo nessun impegno”. Si veda anche la Nota di produzione Eni su Armanna 29 gennaio 2020, documento n. 24.

⁹¹³ Si veda *supra*, capitolo 2, para 2.4.

⁹¹⁴ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 88.

⁹¹⁵ Si veda, a titolo esemplificativo, la documentazione societaria di Malabu estratta dalla CAC di Abuja, in DIB 001145.

di *standing internazionale* di indubbia caratura e affidabilità (che dava peraltro espressamente atto dell'esistenza del mandato in esclusiva)⁹¹⁶; dal punto di vista della società italiana, il fatto che la lettera di conferma fosse firmata da tali soggetti era certamente di conforto. Non vi era dunque alcun motivo per dubitare della effettività del mandato conferito da Malabu a EVP.

5.4 EVP e i suoi *advisor*.

Come si è già avuto modo di evidenziare nel capitolo 2, ai fini della vendita di OPL 245 EVP organizzò un articolato processo di vendita competitivo, che rese necessario il coinvolgimento di numerosi consulenti dalle diverse competenze.

Nell'ambito del negoziato, la società petrolifera non si interfacciò solo con quella che è stata definita una "*one man company*"⁹¹⁷; sia consentita, quindi, una digressione sul *panel* di *advisor* finanziari, legali e tecnici altamente qualificati all'uopo ingaggiati dalla società di Obi, e sul ruolo da costoro concretamente svolto.

Nel far ciò, non si può che iniziare menzionando **Raiffeisen Investment AG**, consulente finanziario che ebbe un ruolo centrale nell'operazione OPL 245 in quanto strutturò il *Project Clear Vision* per conto di EVP⁹¹⁸.

Il primo approccio con Raiffeisen avvenne nel mese di febbraio 2010, quando Obi informò Martin Schwedler di aver ricevuto un mandato in esclusiva in relazione alla cessione di una significativa partecipazione in uno dei più grandi e profittevoli blocchi petroliferi in Nigeria, ragione per cui, al fine di gestire il negoziato, EVP era fortemente interessata ad avvalersi dei servizi di una banca d'investimento, qual era appunto Raiffeisen⁹¹⁹.

Data la rilevanza e la complessità dell'operazione, al consulente finanziario Obi affiancò i consulenti legali. Come dimostrato dalle numerose email in atti, EVP si fece assistere dagli studi internazionali **Sherman & Sterling** e **Dewey & LeBoeuf LLP**, dallo studio inglese **Sheridans** e da quello nigeriano **Templars**, incaricati della predisposizione dei documenti negoziali e dell'approfondimento delle questioni giuridiche rilevanti⁹²⁰.

⁹¹⁶ In questi termini la *Process Letter*, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 76. Sul punto si vedano anche l'esame dei testi **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 54, 55, 59, 75; **Michele De Rosa**, trascrizioni ud. 5 dicembre 2018 pp. 19, 20.

⁹¹⁷ Si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 45.

⁹¹⁸ Sul punto, si vedano l'esame dei testi **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 12; **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 41; **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 54, 59, 68.

⁹¹⁹ Si veda la citata email di Obi dell'11 febbraio 2010, Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 6.

⁹²⁰ Sul primo contatto con lo Studio Dewey & LeBoeuf, si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 79, con cui Raiffeisen, nella persona di Sandra Rath, inviava l'agenda per il *kick off meeting* che si sarebbe tenuto il successivo 6 aprile. Si veda, inoltre, l'email del 2 aprile 2010, di Marco Bollini a Roberto Casula, in cui si dà atto della verifica fatta da Eni sull'effettivo coinvolgimento di tale *advisor* legale da parte del venditore, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 81. Sempre con riferimento a Dewey & LeBoeuf, si veda l'accettazione dell'incarico di cui alla email del 29 aprile 2010, Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 31. E ancora, con riguardo agli ulteriori studi legali coinvolti, si veda la Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 52, relativo allo Studio Templars.

Infine, per la gestione dei profili eminentemente tecnici, Obi incaricò le società **Bayphase Ltd. e McDaniel International Inc.**, che operarono una valutazione del giacimento⁹²¹.

Come rilevato dal CT David Kotler, “*la squadra di consulenti esperti nominati da EVP ha fornito credibilità al processo di vendita e alle informazioni comunicate ai potenziali acquirenti, cosa che Malabu non avrebbe potuto fare da sola. Nel complesso, il processo di vendita condotto dalla squadra di consulenti era ben strutturato e coerente con un tipico processo di vendita nel settore upstream*”⁹²².

Il supporto di professionisti di tale spessore rappresentava evidentemente un costo significativo per EVP, come attestato dalle numerose fatture che quest’ultima dovette saldare nel corso del negoziato⁹²³. Dette spese vennero integralmente sostenute dalla società di Obi, tenuto conto che Malabu non corrispose alcun anticipo all’inizio né tantomeno durante i lunghi mesi di trattativa; e anzi, come noto, Malabu non corrisponderà le *fees* dovute a Obi nemmeno in un momento successivo, al termine dell’incarico, tanto che EVP dovrà agire giudizialmente dinnanzi alla *Commercial Court* di Londra al fine di vedersi riconosciuto il compenso per il suo operato. Compenso che, come noto, fu quantificato giudizialmente in 110,5 milioni di dollari, oltre gli interessi⁹²⁴.

Che il supporto degli *advisor* di EVP fosse concreto è attestato dallo svolgimento stesso del negoziato: con essi si interfacciarono infatti a più riprese i dirigenti Eni, tra i quali – come emerso dai relativi esami testimoniali – Guido Zappalà⁹²⁵ e Donatella Ranco⁹²⁶, per l’area negoziale, ed Enrico Caligaris⁹²⁷, per l’area legale.

⁹²¹ Si veda il testo della *Process letter*, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 76. Sull’incarico conferito a Mc Daniel International, si veda la Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documenti nn. 22, 23.

Sul coinvolgimento di Bayphase, invece, si veda a titolo esemplificativo l’email dell’8 aprile 2010, tra Obi e Ivan Djokic di Bayphase, e il successivo scambio tra Stefan Wanjek di RIAG e Obi, in cui il primo ne evidenzia la comprovata esperienza nelle valutazioni di blocchi *offshore*, Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 28; si veda inoltre l’incarico a Bayphase, autorizzato da Obi il 21 aprile 2010, Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 30; e ancora, si veda l’email del 30 aprile 2010, con cui Ivan Djokic chiede a Obi ulteriori dati sul blocco necessari per lo svolgimento della propria valutazione, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 108.

⁹²² Si veda la **Relazione CT Kotler**, para 4.2. Sul punto, si veda altresì l’esame del **CT David Kotler**, trascrizioni ud. 10 aprile 2019, pp. 22, 25.

⁹²³ Sul punto, si veda, in particolare, Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documenti nn. 30, 32, 34, 35, 36, 37, 40 e 57.

⁹²⁴ Ai fini del mero dato storico dell’intervenuta sentenza, si veda il provvedimento della *High Court of Justice – London* del 17 luglio 2013 (Giudice Gloster), con cui viene riconosciuto il lavoro svolto da Obi e condannata Malabu al pagamento in suo favore di 110,5 milioni di dollari (oltre gli interessi).

⁹²⁵ Si veda l’esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, p. 12: “[...] *Ho conosciuto i consulenti di EVP, perché poi EVP in qualche maniera interponendosi o comunque negoziando per conto di Malabu, si è avvalsa, a varie riprese, di consulenti, che poi sono anche, se non ricordo male, cambiati nel corso del 2010, in particolare della banca d’affari Raiffeisen, che poi ha gestito il processo di gara a cui noi abbiamo partecipato*”.

⁹²⁶ Conferma che la presenza dei consulenti di EVP abbia dato “*un comfort ulteriore al processo*” il teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 60.

⁹²⁷ Si veda l’esame del teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 41.

La struttura che fu coinvolta nel negoziato aveva dunque piena contezza del ruolo di EVP e dei suoi consulenti, con i quali si era lavorato intensamente e con ritmi serrati, specie nell'autunno del 2010, per strutturare i termini degli accordi contrattuali funzionali alla presentazione dell'offerta⁹²⁸.

Sempre guardando al ruolo svolto dai consulenti di EVP, come già accennato, sono ampiamente documentati i **contatti avviati con numerosi altri investitori**, nel segno di un processo di vendita genuinamente competitivo che portasse alla presentazione della miglior offerta per Malabu.

In questo senso si era anzitutto prodigata Raiffeisen, individuando un elenco di *bidders* potenzialmente interessati all'OPL 245 sin dal marzo 2010⁹²⁹.

Che Eni non gareggiasse da sola nella competizione per aggiudicarsi il blocco è circostanza emersa da diverse fonti: una buona sintesi è quella offerta dal consulente David Kotler, il quale ha riferito in prima battuta che *“Eni era preoccupata in relazione alla concorrenza delle società petrolifere cinesi”*⁹³⁰. Tale preoccupazione rispetto all'interessamento di altri *bidders* e, in particolare, delle società cinesi, è attestata anche dalla corrispondenza interna ad Eni; può farsi l'esempio di una email con cui Armana comunicò ai suoi colleghi, tra cui Casula: *“rumors riportano la presenza di una delegazione cinese in Nigeria che ha sta incontrando i principali attori coinvolti nella vicenda”*⁹³¹.

In aggiunta alle società cinesi, il consulente Kotler ha precisato di aver rilevato, nella sua analisi, contatti tra i consulenti di EVP e numerose altre società petrolifere tra cui ONGC Videsh, Statoil, Petrobras, Chevron, Sinopec, Inpex, CNPC, CNOOC⁹³².

Ma la platea degli investitori con cui i consulenti di EVP interloquivano era ancora più ampia; volendo fare ancora una volta un concreto esempio, possono citarsi gli scambi intervenuti tra Bayphase e Conocophilips nel mese di giugno 2010⁹³³.

⁹²⁸ Sul punto, si veda l'esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 12 e 15-16. In particolare, si riporta il seguente passaggio, p. 16: *“[...] Siamo stati, a varie riprese, interfaccia di Obi, a seconda di qual era il tema trattato, sia io che Donatella, che una volta forse anche Marco Bollini, se non ricordo male, e poi sicuramente Casula e Armana. Quindi parlava un po' con tutti, poi a seconda del tema approfondiva con l'uno piuttosto che con l'altro”*; e ancora, pp. 39-41, in particolare: *“Durante tutto il negoziato abbiamo avuto la ... negoziato con EVP, e quindi con il signor Obi, abbiamo avuto a varie riprese non la percezione ma proprio la conoscenza, perché lui ce le diceva queste cose, che arrivati a certi punti lui poi si confrontava con il suo principal, ha sempre parlato di principal”*.

⁹²⁹ Si veda l'email del 26 marzo 2010, da Stefan Wanjek a Obi, in cui il primo allega un documento recante una lista di potenziali investitori, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 69. Si veda anche l'esame del teste **Giorgio Vicini**, trascrizioni ud. 20 novembre 2019, p. 54.

⁹³⁰ Si veda l'esame del **CT David Kotler**, trascrizioni ud. 10 aprile 2019, p. 22.

⁹³¹ Si veda l'email del 25 ottobre 2010, in PM-3 00217. Si veda altresì l'esame del teste **Ernest Akinmade**, che cita quali soggetti interessati al blocco società cinesi, coreane, inglesi e, più in dettaglio, menzionando Sinopec, Knoc e Gazprom, trascrizioni ud. 20 marzo 2019, pp. 21, 26, 29, nonché l'email di Akinmade del 30 giugno 2010, Documento n. 7, prodotto all'ud. 20 marzo 2019. Sempre sul punto, si veda anche l'esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 73, 92.

Della presenza di altri acquirenti si dà conto anche nelle conversazioni email tra i rappresentanti di Shell: si veda l'esame del teste **Ian Craig**, trascrizioni ud. 11 settembre 2019, p. 12: *“eravamo venuti a sapere che c'era un soggetto che sarebbe stato interessato. È sempre difficile stabilire quanto tale interesse fosse reale e quanto fosse invece frutto di un'attività di marketing, ma diciamo che calcolando le varie possibilità sapevamo che quantomeno c'era una società petrolifera internazionale interessata, che era la Total”*; ancora in merito, si veda l'email di Peter Robinson dell'8 ottobre 2010, in RDSN 634.

⁹³² Si veda l'esame del **CT David Kotler**, trascrizioni ud. 10 aprile 2019, p. 36.

⁹³³ Si veda la Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 41.

Il dato è ulteriormente comprovato dai *report* e dalle email inviati da Bayphase a Obi e a Raiffeisen, che fornivano una costante panoramica dello “*status on marketing*” (i.e. lo stato delle ricerche e dei contatti con i potenziali investitori)⁹³⁴, pure in atti.

Consapevole dell'importanza di assicurare la buona riuscita dell'operazione, **Obi era particolarmente attento alle interlocuzioni con i diversi attori sul mercato**. Ne è la riprova la corrispondenza scambiata tra lui e i suoi consulenti di Bayphase e Raiffeisen, in cui Obi illustra uno schema per attrarre gli investitori ed evidenzia un punto problematico dei primi contatti con essi, ossia il fatto che le informazioni di pubblico dominio su OPL 245 fossero molto diverse dalla realtà, per cui sarebbe stato opportuno organizzare degli incontri *one-to-one* con ciascun investitore al fine di illustrare e chiarire i dettagli delle vicende riguardanti il blocco⁹³⁵.

Come già accennato, molti di tali contatti andarono ben oltre uno stadio meramente preliminare; alcuni investitori, infatti, arrivarono a stipulare dei *confidentiality agreements* per approfondire l'opportunità di investimento, e fu loro presentato in dettaglio il processo di vendita⁹³⁶.

Quella appena sinteticamente ripercorsa è una mole imponente di documenti, in larga parte tratti dalla nota *valigetta Obi*, che sono stati totalmente pretermessi nei ragionamenti probatori della Pubblica Accusa.

Così come del resto è stata del tutto ignorata quella imponente parte della trattativa per la cessione di OPL 245 che vide protagonisti diversi attori, tutti impegnati a operare secondo logiche esclusivamente negoziali, del tutto lecite.

⁹³⁴ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 136, 139, 160, 166, e Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 58, nonché i suggerimenti del consulente Geoff Eyre di Bayphase circa le società da coinvolgere, Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 45. Sempre sul punto, si veda l'email del 30 aprile 2010, con cui Raiffeisen inoltra a Obi la lista delle società che hanno cooperato con Shell in passato, Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 109.

⁹³⁵ Si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documento n. 140.

⁹³⁶ Si veda l'email del 7 giugno 2010 di Geoff Eyre a Obi, Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 38.

Con specifico riferimento a **Petrobras**, si vedano l'email del 6 luglio 2010, con cui Daniel Zaine di Petrobras chiede a Geoff Eyre di poter avere bozza del NDA, al fine di valutare l'opportunità di investimento, e l'email del giorno successivo inviata da Stefan Wanjek, con allegato l'accordo di riservatezza, Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 43.

Sempre nel mese di luglio 2010, veniva inviata da Raiffeisen a **Petrobras** e **Statoil** una lettera di presentazione del processo di vendita in essere, in cui venivano riepilogati – in ordine cronologico – gli eventi chiave relativi alla licenza e veniva fornita una rassicurazione rispetto ai contenziosi avviati da Shell aventi ad oggetto la proprietà del blocco, circostanza che configurava un deterrente per le *IOC competitor*; si veda la Nota di produzione Eni 29 gennaio 2020, documenti nn. 154, 155, e Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 50.

Si mostrava altresì interessata all'operazione **Lukoil**, come si evince dall'aggiornamento email del 26 luglio 2010 inviato da Geoff Eyre a Stefan Wanjek, Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 49.

Chiedeva poi di poter ricevere il NDA al fine di proseguire nell'esame dell'opportunità di investimento anche **ONGC Videsh**, come attestato dallo scambio intervenuto tra i consulenti di EVP e Subrato Das il 12 luglio 2010, Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 44; sulla negoziazione dei termini del NDA con la società da ultimo citata, si veda la Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documenti nn. 48, 54.

Infine, c'è evidenza che anche **KNOC** volesse approfondire l'iniziativa mediante accesso ai dati, come si evince dagli scambi in cui Babatunde Osho chiede di poter ricevere l'NDA da sottoscrivere a tale scopo, Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documenti nn. 55, 56.

È dunque doveroso compito della difesa riportare alla luce quelle prove sommerse che il Pubblico Ministero ha intenzionalmente trascurato, al fine di fornire una ricostruzione dei fatti che rifletta in modo quanto più completo possibile il compendio probatorio.

5.5. Le riflessioni in seno a Eni rispetto a possibili violazioni del *Confidentiality agreement*.

Rispetto ai rapporti di Eni con Obi, un tema di assoluta rilevanza riguarda le possibili violazioni del *Confidentiality agreement* che si prospettarono allorché, dopo il rifiuto dell'offerta del 30 ottobre 2010, Obi fu estromesso dalla negoziazione.

In più occasioni nel corso del dibattimento la Pubblica Accusa ha cercato di fare emergere un'apparente contraddizione relativa al modo con cui Eni, in due specifiche occasioni, si rapportò al *Confidentiality agreement* del febbraio 2010:

(i.) ad agosto 2010, Eni chiese a Obi-EVP l'autorizzazione a poter contattare Shell e a poter ottenere da Shell informazioni sul blocco, specificando che tale autorizzazione era richiesta ai sensi del *Confidentiality agreement*;

(ii.) a novembre 2010, invece, dopo il rifiuto dell'offerta di ottobre, Eni riprese i contatti con Malabu (e ha avviato quelli con il FGN) senza preventiva interlocuzione con Obi-EVP⁹³⁷.

A ben vedere, non vi è alcuna contraddizione nella condotta di Eni. Le due situazioni (agosto 2010 e novembre 2010) erano tra loro molto diverse ed infatti trovavano disciplina in differenti disposizioni del *Confidentiality agreement*.

La prima situazione consisteva in una eventuale **comunicazione** tra la *Receiving Party* (Nae/Eni) ed **un terzo** (Shell)⁹³⁸. In quanto tale, essa era regolata dalla **clausola n. 8** del *Confidentiality agreement*, che imponeva l'obbligo di ottenere il previo consenso dell'altra parte, salve alcune limitate eccezioni a favore della sola *Disclosing Party* (EVP). La durata di questo obbligo era stabilita dalla clausola n. 16: alternativamente, un anno dalla stipula dell'accordo ovvero fino al perfezionamento dell'operazione.

Pertanto, nell'agosto 2010, quando emerse l'esigenza per Eni di contattare Shell (un terzo), Eni correttamente avisò e richiese il previo consenso scritto di EVP, a norma del *Confidentiality agreement*.

La seconda situazione, invece, consisteva in una eventuale **comunicazione** tra la *Receiving Party* (Nae/Eni) ed **il titolare dell'asset** (Malabu). Essa era disciplinata dalla **clausola n. 11**, la nota clausola *anti-circumvention*, che impediva alla *Receiving Party* di comunicare con Malabu, senza il previo consenso di EVP. Il termine di questo obbligo era chiaramente stabilito dalla clausola n. 11 stessa: **la scadenza o la risoluzione del mandato di EVP**.

⁹³⁷ Di questa (a suo dire) contraddizione il Pubblico Ministero ha chiesto direttamente conto al teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 78, 79; il tema si è posto in modo più generale con il teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 6, 7, 8 e con il teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 21, 22.

⁹³⁸ In tal modo va in effetti qualificata Shell in quel momento della trattativa (agosto 2010), che aveva ad oggetto il 40% del blocco e che vedeva solamente due parti: Eni, da un lato, e Malabu, rappresentata da EVP, dall'altro lato.

Come si è visto, a novembre 2010 il mandato di EVP doveva intendersi spirato (così aveva inteso Eni, senza sul punto ricevere, neanche in seguito, evidenze di segno diverso). Pertanto, a novembre 2010 correttamente Eni non aveva chiesto a Obi, ormai congedato, il previo consenso per interloquire con Malabu.

Come ricostruito in dibattimento dai testi Ranco, Zappalà e Caligaris⁹³⁹, queste furono le riflessioni svolte già al tempo dei fatti dal *team* di Eni per il fatto di ricominciare il negoziato direttamente con Malabu e, soprattutto, di utilizzare le bozze contrattuali poco prima negoziate con EVP.

Ed è proprio per questa ragione che, nel timore delle pretese che Obi avrebbe potuto azionare, al momento della sua uscita dal negoziato i dirigenti Eni convennero che sarebbe stato **strategicamente saggio mantenere un atteggiamento di apertura** rispetto ai suoi tentativi di contatto, onde evitare una frattura che generasse ostilità.

È sotto questa lente, incredibilmente trascurata dalla Pubblica Accusa, che devono essere letti i contatti tra Obi e gli uomini di Eni dopo il rifiuto dell'offerta del 30 ottobre 2010.

5.6. I contatti tra Obi e gli uomini di Eni dopo ottobre 2010.

Una delle accuse mosse all'Ing. Casula è quella di essersi riaccolato costantemente con Obi nel corso della trattativa, fino ad epoca prossima alla stipulazione del *Resolution Agreement*.

L'imputazione evidentemente non può fare riferimento alla prima fase del negoziato, in cui proprio Obi e i suoi consulenti avevano strutturato e gestito il processo di vendita.

Anche in questo caso l'accusa trova il suo unico terreno fertile nelle dichiarazioni di Armanna, il quale ha affermato che Casula e Obi avessero “*una frequentazione continua*” e che si vedessero “*spesso a casa dello stesso Roberto Casula*”⁹⁴⁰; dichiarazioni, queste, che forniscono una immagine quantomeno distorta di un rapporto che era di natura prettamente professionale (come attestato anche dalle numerosissime email scambiate, di contenuto esclusivamente negoziale, che trovano la loro collocazione naturale nell'ambito della trattativa per la cessione di OPL 245).

La dichiarazione di Armanna potrebbe tuttavia apparire suggestiva rispetto a quei contatti successivi all'uscita di EVP dal tavolo del negoziato, il cui parziale “riscontro” è costituito unicamente dal materiale di provenienza Obi (*i.e.* gli SMS e le cronologie rinvenute nella cd. *valigetta*, della cui attendibilità, come si vedrà meglio al paragrafo che segue, pare lecito dubitare).

Pur suggestivi in ottica accusatoria, però, **se collocati nel giusto contesto, tali contatti** – sempre ammesso che **(i)** ci siano stati e **(ii)** si siano verificati per come descritti nel materiale citato – **appaiono del tutto irrilevanti** ai fini dell'integrazione del reato di corruzione internazionale.

⁹³⁹ Si vedano l'esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 61, 79, 80, 81, 82; l'esame del teste **Guido Zappalà**, trascrizioni ud. 20 febbraio 2019, pp. 19, 20; l'esame del teste **Enrico Caligaris**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 5, 6.

⁹⁴⁰ Si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, pp. 48-55.

In alcun modo provano, infatti, la permanenza di Obi all'interno del negoziato quale mediatore di rapporti, né tantomeno quale veicolo di tangenti ai pubblici ufficiali nigeriani e latore di retrocessioni ai dirigenti Eni.

Sulla scorta delle considerazioni sinora svolte, e guardando alla vicenda senza retrospensieri, appare infatti logico che Obi insistesse nel contattare il dott. Descalzi e l'Ing. Casula all'indomani della sua fuoriuscita dalla trattativa.

Invero, la negoziazione al tavolo del FGN si giovava dei documenti negoziali elaborati, dopo mesi di lavoro, soprattutto grazie alla intermediazione di EVP e dei suoi consulenti. Era dunque più che normale che Obi cercasse di rimanere in corsa, non fosse altro perché pretendeva – e continuerà a pretendere, finché non lo otterrà giudizialmente – il riconoscimento economico per il suo operato che, una volta fuori dalle trattative, aveva visto sfumare all'improvviso (anche considerato che l'irruente Etete non era incline a pagare nessuno).

Ed era anche per questo che Eni, quanto meno nella prima fase, ritenne opportuno non tenere un atteggiamento di totale chiusura rispetto ai tentativi di contatto di Obi, onde evitare una frattura che avrebbe potuto generare un contenzioso e ostacolare, quindi, la prosecuzione del negoziato. Di certo non perché vi fossero intese corruttive di alcun genere.

Di ciò si ha la piena dimostrazione se si guarda al primo di tali incontri, quello tenutosi la sera del 29 novembre 2010 a Milano, tra Dan Etete, Emeka Obi, Ednan Agaev e Roberto Casula, che pure è stato oggetto di attenzione da parte del Pubblico Ministero sia durante l'istruttoria sia in sede di requisitoria⁹⁴¹.

A differenza della stragrande maggioranza degli incontri riportati nel materiale probatorio di provenienza Obi, l'esistenza di questo specifico *meeting* ha trovato riscontro nell'esame di Agaev, il quale, sul tema delle commissioni, ha riferito che **Casula** *“ha detto che lui non aveva niente a che vedere con questa cosa [...] ha detto che questa cosa non lo riguardava in nessun modo perché la questione è tra Malabu e Obi”*⁹⁴².

Casula manifestò chiaramente il proprio – e, quindi, di Eni – disinteresse e totale assenza di voce in capitolo rispetto al tema commissioni di Obi.

Ebbene, dal racconto che ne fa Agaev, tale incontro non può in alcun modo essere collocato all'interno della trattativa per l'acquisto di OPL 245 né di eventuali, asseriti accordi collaterali.

L'incontro fu voluto da Obi, che si stava muovendo, forse in modo scomposto, per assicurarsi il pagamento delle proprie commissioni: e per far ciò Obi non aveva altro strumento che accreditarsi di fronte a Malabu chiedendo conferme alla controparte negoziale del lavoro di mediazione svolto.

L'incontro non fu pertanto foriero di accordi di alcun genere, né leciti né illeciti, tantomeno con riguardo a ipotetiche tangenti ai membri del Governo nigeriano tramite Obi per l'acquisizione di OPL 245 e/o retrocessioni di denaro tramite Obi al *management* di Eni.

⁹⁴¹ Si veda la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, pp. 28, 86.

⁹⁴² Si veda l'esame dell'imputato **Ednan Agaev**, trascrizioni ud. 26 giugno 2019, p. 60.

Sempre in sede di esame, Agaev ha raccontato inoltre che, il giorno successivo a tale incontro, ebbe modo di assistere a una telefonata tra Etete e l’A.G. avente ad oggetto, tra le altre cose, le *fees* di Obi; telefonata in cui l’A.G., rilevata la situazione di stallo, avrebbe detto a Etete “*che se lui aveva preso gli impegni avrebbe dovuto pagare*”⁹⁴³.

Dunque, l’Ing. Casula chiarì, alla presenza di Obi e Etete, che il pagamento delle commissioni di EVP non era compito suo né di Eni.

Tanto che, quando di commissioni Etete parlò, lo fece *in camera caritatis* con l’*Attorney General*, alla presenza del solo Agaev, non di certo dei dirigenti Eni.

Ciononostante, in requisitoria si è assistito a una clamorosa imprecisione del Pubblico Ministero, o forse ad un suggestivo accostamento: invero, per sostenere che “*Casula sa che l’Attorney General si sta prodigando per fare avere dei soldi, decine di milioni, al broker Obi*” l’Accusa fa riferimento, da un lato, a “*quel meeting notturno a Milano*” in cui l’Ing. Casula chiarì in modo netto quale fosse la posizione di Eni sulle *fees* di Obi; dall’altro, alla telefonata tra l’A.G. e Etete che si tenne l’indomani, cui l’Ing. Casula non era presente.

Si tratta all’evidenza di una ricostruzione distorta, una ricostruzione sconfessata dalle prove: **Casula non è neanche al corrente della telefonata tra Etete e l’A.G.**, men che meno del suo contenuto.

Procedendo oltre, la precisa individuazione del contesto è importante anche per interpretare quel documento che il Pubblico Ministero ha definito “*eccentrico*”⁹⁴⁴, perché non sembra trovare collocazione razionale nel negoziato.

Si fa riferimento alla lettera del 17 gennaio 2011 in cui si legge che “*Energy Venture Partners è una società che opera legalmente solo per AGIP*”, che in calce reca una sigla attribuibile, secondo la Pubblica Accusa e la Parte Civile, all’Ing. Casula⁹⁴⁵.

Nella prospettiva accusatoria, questa lettera sarebbe la riprova che Obi era un uomo di Eni.

L’enfatizzazione di tale missiva appare però di difficile comprensione, tenuto conto che:

- (i) la lettera è redatta su carta bianca, per cui non ne è chiara l’origine;
- (ii) anche a voler ammettere che sia siglata dall’Ing. Casula (e non ve ne è alcuna certezza), risulta siglata unicamente per ricevuta, circostanza che non implica in alcun modo una sua accettazione. Com’è noto, rimarrà infatti lettera morta; e, soprattutto,
- (iii) il tenore della lettera si pone in contrasto con la copiosa documentazione contrattuale agli atti, da cui si evince chiaramente che EVP operasse in nome e per conto di Malabu. A tale ultimo proposito, si rammenta che **la lettera è stata ritrovata tra i documenti prodotti da Malabu nel corso della causa inglese**, evidentemente al fine di sostenere la propria tesi.

⁹⁴³ Si veda l’esame dell’imputato **Ednan Agaev**, trascrizioni ud. 26 giugno 2019, p. 62.

⁹⁴⁴ Si veda la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, p. 38. Cfr. anche la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 73.

⁹⁴⁵ Si vedano la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 73, e la **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, p. 17.

Quel che davvero rileva – a parte le supposizioni e le deboli inferenze della Procura – è che, a partire da novembre 2010, **Obi non ebbe più alcun ruolo nello sviluppo del negoziato**: non fu più coinvolto nella trattativa da parte di Malabu o di altri, non partecipò ad incontri negoziali, non inviò comunicazioni negoziali ad Eni. Se Eni decise di proseguire nella trattativa anche senza avere Obi quale interlocutore, evidentemente non vi era alcun accordo illecito con lui, alcun legame indissolubile.

I contatti successivi tra Obi e Casula e Descalzi, quindi, non ebbero in concreto alcuna funzione negoziale. La *ratio* dell’atteggiamento di apertura che i dirigenti Eni tennero rispetto a Obi in questa seconda fase, come detto, fu quella di scongiurare possibili azioni legali per la ritenuta violazione del *Confidentiality agreement*.

Tenuto conto che tali contatti risultano quasi esclusivamente dal materiale di provenienza Obi, della cui attendibilità pare lecito dubitare, verranno svolte ora alcune considerazioni proprio in ordine alla (non) genuinità e (in)attendibilità di tale materiale “probatorio”.

5.7. Considerazioni sulla (non) genuinità e (in)attendibilità del materiale “probatorio” proveniente da Obi.

In sede di replica, il Pubblico Ministero ha affermato che “*sembra che la Difesa non ritenga di non volersi misurare*” con “*tutto ciò che è il materiale, gli SMS di Obi, le varie cronologie di Obi*”⁹⁴⁶.

Tale affermazione non può essere condivisa, considerato che nelle conclusioni orali questa difesa si è lungamente soffermata su tale materiale, evidenziandone i limiti in termini, soprattutto, di attendibilità. Piuttosto, sembra che sia la Pubblica Accusa ad essersi sottratta al contraddittorio sulle censure mosse.

Ciò premesso, appare utile porre l’attenzione sulla natura e sul contenuto di tali documenti, nell’ottica di agevolare il Tribunale nel vaglio della loro effettiva portata probatoria.

Innanzitutto, nell’analizzarli occorre tenere a mente che si tratta del **materiale originariamente predisposto allo scopo di delineare la difesa di Obi nell’ambito della causa civile** da lui promossa nei confronti di Malabu innanzi la *Commercial Court di Londra*.

La logica sottostante, quindi, è evidentemente una logica di parte, e ciò impone massima cautela nella valutazione dell’attendibilità del relativo contenuto.

Con riferimento agli SMS⁹⁴⁷, si rammenta che la Pubblica Accusa li ha utilizzati nel corso dell’intero dibattimento, così come nelle proprie conclusioni orali e scritte, quale prova che i fatti e gli avvenimenti in essi riportati fossero effettivamente accaduti nella realtà storica.

⁹⁴⁶ **Repliche PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 3 febbraio 2021, p. 11.

⁹⁴⁷ Che la tabella in questione sia stata predisposta da Obi al fine di sostenere la propria pretesa attorea nell’ambito della causa civile incardinata da EVP presso la *Commercial Court* di Londra è pacificamente attestato dal titolo del documento, “*Document disclosed by EVP in civil litigation (trial bundle H20-162B)*”, in DIB 01317.

Tali SMS non risultano però esser stati estratti mediante copia forense, procedura che avrebbe fornito garanzia di conservazione e non modificabilità dei dati e avrebbe, inoltre, assicurato la genuinità dei medesimi attestando l'esatta corrispondenza tra la copia e l'originale.

Quanto acquisito al fascicolo del dibattimento è, invece, una tabella "artigianale" entro cui – per quanto ci è dato sapere – Obi ha riportato, **a sua discrezione, una serie di messaggi di testo**, indicando per ciascuno di essi il contenuto, la data, il nominativo del mittente/destinatario, e se si trattasse di messaggio in entrata o in uscita.

Ciò posto, a parere di questa difesa non vi è alcuna garanzia di genuinità della effettiva esistenza di tali messaggi e della corrispondenza a verità del loro contenuto.

Anche a voler ammettere che i riferimenti e il testo degli SMS siano stati fedelmente riportati da Obi, non può escludersi che (nell'ottica di supportare più efficacemente le proprie argomentazioni in giudizio) alcuni messaggi siano stati estrapolati, selezionati da conversazioni più ampie – e, quindi, decontestualizzati – oppure aggiunti, rielaborati o parzialmente modificati.

E anzi, sarebbe ben comprensibile che Obi, nel libero esercizio del proprio diritto di difesa, abbia operato una selezione delle conversazioni via SMS da portare all'attenzione del Giudice inglese, conversazioni poi riversate nel fascicolo del presente procedimento in quanto frutto di attività rogatoriale.

Analoghe considerazioni, con i dovuti *distinguo*, valgono per la *Chrono unprotected*⁹⁴⁸.

Come è noto, si tratta di un documento in formato *excel*, per sua natura modificabile, frutto di una rielaborazione postuma che **si presume** essere di Obi, non essendo possibile affermare con certezza chi sia l'autore del documento.

Anche in questo caso, lo scopo del documento è quello di articolare la difesa di EVP nel giudizio inglese, con tutte le conseguenze in punto di valutazione della prova di cui si è detto.

Rispetto agli SMS, tale file *excel* presenta poi un ulteriore profilo di criticità, trattandosi di un documento che, **oltre a fatti, reca anche valutazioni e riferimenti ad atti processuali**, come gli *affidavit* e le difese di controparte.

In proposito, appare utile rammentare l'ordinanza emessa da questo Tribunale all'udienza del 26 settembre 2018, con cui si è chiarito – *inter alia* – che *“la materia della acquisizione e utilizzazione nell'ambito del dibattimento penale di atti giudiziari formati nell'ambito di distinti procedimenti trova la sua disciplina normativa [...] negli artt. 238 c.p.p. e 78 disp. att. c.p.p., che opera espresso riferimento ai verbali di prove assunte nell'ambito di distinti procedimenti penali, italiani o stranieri, con le garanzie proprie del contraddittorio, ovvero a verbali di prove assunte in un giudizio civile con sentenza che abbia acquisito autorità di cosa giudicata, in quest'ultimo caso senza alcun riferimento*

⁹⁴⁸ Si veda il Documento acquisito all'ud. 20 novembre 2019.

*a giudizi di natura civile celebratisi all'estero dinnanzi ad autorità straniere, la cui acquisizione deve pertanto ritenersi a contrario esclusa dal codificatore*⁹⁴⁹.

Ne deriva che dare risalto probatorio a riferimenti espressi al contenuto e alle argomentazioni di atti giudiziari formati nell'ambito del giudizio civile inglese, per come riportati nella *Chrono*, si risolverebbe in un manifesto aggiramento del principio sopra espresso.

Questa difesa non intende però limitarsi a porre una questione processuale né, tantomeno, di mero principio.

In aggiunta alle considerazioni che precedono, si ritiene, infatti, doveroso evidenziare che il contenuto di molti SMS e di numerosi passaggi della *Chrono* non ha trovato alcun riscontro nel corso dell'istruttoria dibattimentale.

Al contrario, in alcuni casi questo materiale è parso **intrinsecamente contraddittorio o comunque inconciliabile con ulteriori evidenze documentali** acquisite al fascicolo.

Con specifico riferimento alla posizione dell'Ing. Casula, questa difesa ha prodotto una serie di documenti utili a tale fine⁹⁵⁰: di seguito si riporta qualche esempio di tali insanabili e manifeste contraddizioni, che dimostrano una volta di più come i documenti di provenienza Obi non possano essere ritenuti genuini.

Dalla *Chrono Unprotected* sembrerebbe che venerdì 10 dicembre 2010 Obi abbia incontrato l'Ing. Casula per una sorta di *business lunch* a Milano, in zona Scala.

In questo incontro, sempre stando alla cronologia, si sarebbe parlato delle negoziazioni, dell'ingiunzione di Sani Abacha, del fatto che Etete non voleva che il prezzo venisse indicato nello SPA ma in un documento separato; insomma temi – peraltro del tutto leciti – che in astratto possono apparirci anche credibili, visto il momento entro cui questo presunto *meeting* si colloca.

Tuttavia, l'incontro trova una duplice smentita.

Lo stesso venerdì 10 dicembre 2010, infatti, c'è uno scambio di email tra Peter Robinson e l'Ing. Casula, che inizia con una email delle ore 10:05 in cui Robinson scrive: “*Roberto, is there a time today that suits you for short catch up call? Peter*”⁹⁵¹.

Qualche minuto dopo, alle ore 10:13, l'Ing. Casula risponde “*No problem. I am in congo I call u in the afternoon*”⁹⁵².

Dunque, da un lato abbiamo un passaggio della *Chrono Unprotected*, documento da approcciare con estrema cautela, che il 10 dicembre vorrebbe l'Ing. Casula a pranzo a Milano con Obi; dall'altro,

⁹⁴⁹ Si veda l'ordinanza emessa all'ud. 26 settembre 2018, p. 3. Il provvedimento prosegue aggiungendo che “*anche a ritenere diversamente, peraltro, osterebbe all'utilizzabilità nei confronti degli imputati quanto disposto dal comma 2bis dell'art. 238 c.p.p., non risultando in alcun modo la loro partecipazione ai procedimenti de quibus*”.

⁹⁵⁰ Si fa riferimento alla Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documenti nn. 61 ss.

⁹⁵¹ Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 62.

⁹⁵² Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documento n. 62.

abbiamo una email tra l'Ing. Casula e Peter Robinson, da cui si evince che l'Ing. Casula alle 10 del mattino del 10 dicembre 2010 si trovava in Congo.

È evidente che una delle due informazioni non è corrispondente a realtà, così come è evidente che non c'è alcun motivo di dubitare della autenticità della email di Roberto Casula.

A ciò si aggiunga una ulteriore smentita, proveniente dallo stesso materiale di Obi.

Vi è un SMS del 10 dicembre, ore 20:26, che sembrerebbe essere un messaggio di Obi a Roland Ewubare, in cui si legge: "*Bros. I'm in London so please give me a call when done with your meetings. Thanks*"⁹⁵³.

Pertanto, Obi il 10 dicembre si sarebbe trovato a Londra.

Una facile obiezione rispetto a tale dato è che non appare del tutto inverosimile che Obi si trovasse a Milano per pranzo e a Londra per cena. Eppure, stando agli SMS scambiati con Martin Schwedler di Raiffeisen, sembra che Obi fosse a Londra anche nei giorni precedenti, sin dall'8 dicembre 2010⁹⁵⁴.

La frontale incompatibilità di quanto riportato nella *Chrono* con l'email dell'Ing. Casula citata, in uno con la contraddittorietà intrinseca del materiale di Obi, impone una riflessione.

Riflessione ancor più dovuta ove si consideri che non si tratta di un caso isolato.

Portandosi al 27 gennaio 2011, infatti, Obi registra nella *Chrono* una cena a Parigi con Agaev, Copleston e Colegate; nella stessa data, Obi riporta però anche un *evening coffee* con l'Ing. Casula, a San Donato Milanese, pressoché alla stessa ora.

Può poi farsi, ancora, l'esempio del presunto incontro tra Obi e l'Ing. Casula del 24 gennaio 2011 che, stando agli SMS⁹⁵⁵, si sarebbe tenuto ad Abuja intorno alle ore 18:30; dalla documentazione prodotta da questa difesa, tuttavia, risulta che il 24 gennaio 2011 l'Ing. Casula non fosse ad Abuja in Nigeria, bensì a Luanda in Angola⁹⁵⁶.

Sulla base di tali manifeste incongruenze, è doveroso chiedersi come questi documenti possano essere ritenuti probanti di quanto in essi tracciato, come possano essere utilizzati a riscontro delle (già) traballanti dichiarazioni dell'imputato Armana, se essi stessi sono manifestamente contraddittori o, comunque, in contrasto con altre evidenze.

Che ci sia un disallineamento tra la verità storica e quella di parte narrata da Obi sembra non potersi revocare in dubbio. Eppure, sono questi i documenti da cui la Procura trae gran parte degli elementi d'accusa, a volte operandone una lettura parziale e capziosa.

Così come capziosa è la lettura che di tali SMS fa la Parte Civile, allorché, con riferimento a uno scambio del 3 febbraio 2011, arriva ad affermare che "*Casula sembra fingere di non comprendere*

⁹⁵³ Si veda l'SMS 1269, in DIB 01334.

⁹⁵⁴ Si vedano gli SMS 1259, 1260 in DIB 01334.

⁹⁵⁵ Si vedano gli SMS n. 1457, 1458, 1459 in DIB 01337.

⁹⁵⁶ Si veda la Nota di produzione Eni su Obi/EVP 29 gennaio 2020, documenti nn. 74, 75.

chi gli stia inviando l'sms che precede, forse perché Obi gli sta scrivendo qualcosa di compromettente”.

L'argomentazione appare del tutto priva di pregio: se fosse vero che Casula percepì “*qualcosa di compromettente*” nel messaggio inviatogli da Obi, avrebbe realisticamente lasciato cadere la conversazione, piuttosto che rispondere “*Non capisco il tuo sms e chi sta scrivendo*”. Ad una lettura scevra da pregiudizi, la risposta di Casula (sempre ammesso che lo scambio sia realmente avvenuto) denota semmai la sua comprensibile necessità di avere chiarimenti⁹⁵⁷.

In ogni caso, anche a voler ammettere che i contatti tra Obi, Descalzi e Casula ci siano stati, come detto in apertura deve esserne esclusa la rilevanza ai fini del reato per cui si procede.

Non vi è infatti nulla, in tale materiale, che porti a ritenere sussistente un accordo corruttivo, di cui i dirigenti Eni e, dunque, l'Ing. Casula, avessero contezza.

Di converso, vi sono elementi solidi per ritenere che l'Ing. Casula fosse ben consapevole che l'estromissione di Obi rappresentava un punto di delicatezza e che una sua eventuale azione legale per violazione del *Confidentiality agreement* avrebbe potuto ostacolare il sereno svolgimento del negoziato.

Come visto, non è un mistero che le competenti funzioni di Eni si siano poste il tema della possibile violazione contrattuale e, valutati pro e contro, abbiano convenuto di procedere nel negoziato a conduzione FGN, che pareva essere l'unica via per la buona riuscita dell'operazione.

Alla luce delle considerazioni sopra svolte, possono trarsi le seguenti conclusioni.

I documenti utilizzati dalla Pubblica Accusa per sostenere le proprie tesi sono per loro natura inattendibili, intrinsecamente contraddittori e sconfessati da altre evidenze.

In ogni caso, i tentativi di Obi di rimanere in corsa, la sua iperattività anche dopo l'uscita dal negoziato e i suoi (presunti) contatti e incontri con l'Ing. Casula troverebbero una giustificazione del tutto lecita, ben lontana dall'accusa che viene mossa in questo processo.

⁹⁵⁷ Si vedano la **Memoria PC**, 10 febbraio 2021, pp. 17, 21, 22 e gli SMS nn. 1480, 1481 in DIB 01338.

CAPITOLO 6

La figura e le dichiarazioni di Vincenzo Armanna.

6.1. Premessa. La radicale inattendibilità di Vincenzo Armanna.

L'Ing. Casula è stato il bersaglio, o comunque il protagonista, di molte delle dichiarazioni rese dall'imputato Armanna. La manifesta e insanabile contraddittorietà di tali dichiarazioni è emersa in più punti della presente memoria⁹⁵⁸.

Arrivati a questo punto, occorre fare una distinzione tra quelle che sono state le informazioni che Armanna ha riferito in relazione ad alcuni dei passaggi del negoziato, già analizzate di volta in volta nella precedente trattazione, e le dichiarazioni che riguardano, invece, momenti che non si inseriscono nel fisiologico svolgimento dell'operazione OPL 245.

È solo con riferimento alle prime che il racconto di Armanna ha trovato in parte un riscontro.

Del resto, anche il Pubblico Ministero in requisitoria ha ricordato come l'imputato abbia “*seguito il corso degli avvenimenti dall'inizio*”⁹⁵⁹, avendo rivestito il ruolo di *project leader* per l'intera durata dell'operazione: del tutto ordinario, dunque, che Armanna riferisca circostanze di pubblico dominio oppure dati fattuali, del tutto leciti, che poi hanno trovato conferma nei documenti e nelle testimonianze acquisite in atti.

Ciò che si ritiene straordinaria, invece, è l'abilità con cui l'imputato ha costruito, attorno a fatti a lui noti in ragione della sua attività in Eni, dichiarazioni etero-accusatorie che non hanno trovato alcun riscontro nel corso dell'istruttoria dibattimentale.

È così che, ad esempio, raccontando della cena avvenuta – veramente avvenuta – il 17 settembre 2010 a casa di Roberto Casula, Armanna riferisce di conversazioni in realtà mai intercorse.

Una tecnica ben nota ai falsi collaboratori di giustizia.

Stupisce, quindi, la singolare tenacia dei Pubblici Ministeri nel tentativo di valorizzare questa fonte di (non)prova.

Costruita così una parvenza di credibilità, l'imputato ha fatto però il passo più lungo della gamba, cadendo nel burrone del falso grossolano, come lo definisce lo stesso Pubblico Ministero⁹⁶⁰.

A ben vedere, la debolezza delle dichiarazioni di Armanna non deriva solo dal suo ruolo nella vicenda Petrol Service, come sostenuto dalla Procura della Repubblica⁹⁶¹, ma anche dalla clamorosa smentita documentale e testimoniale (persino da parte delle sue stesse fonti dirette) cui sono andate incontro

⁹⁵⁸ Si vedano la Nota di produzione Eni su Armanna del 29 gennaio 2020 e i relativi documenti allegati.

⁹⁵⁹ Si veda la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, p. 79.

⁹⁶⁰ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 202.

⁹⁶¹ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 202: “*il limite di attendibilità di Armanna riguarda il suo ruolo nella vicenda Petrol Service [...] ma questa reticenza [...] non tocca tutto il resto delle dichiarazioni che sono, come abbiamo visto perfettamente riscontrate e mai smentite*”.

tutte le altre dichiarazioni etero-accusatorie da lui costruite ad arte nel corso del procedimento (si vedano, ad esempio, quelle relative alla conoscenza da parte di Eni della corruzione dei politici, ovvero al giro dei soldi successivo al pagamento da parte delle società petrolifere sul conto del FGN).

È fuorviante, dunque, l'affermazione del Pubblico Ministero secondo cui *“una serie di circostanze che Armanna ha rivelato per primo sono state poi acquisite per altra via, essenzialmente documentale, e di conseguenza non è esagerato dire che gran parte del suo racconto è non solo vero ma è pacificamente vero”*⁹⁶².

Nei paragrafi che seguono si confuteranno le argomentazioni spese dalla Pubblica Accusa nelle conclusioni scritte e orali con specifico riferimento alla figura di Armanna, soffermandosi più nel dettaglio su quelle dichiarazioni del coimputato che non sono state finora analizzate, in quanto relative a momenti della storia che non fanno parte del negoziato OPL 245.

6.2. Le dichiarazioni di Armanna.

Premesso quanto sopra, appare opportuno muovere dal paragrafo che la memoria della Pubblica Accusa dedica alle dichiarazioni di Armanna⁹⁶³.

Da tale disamina risulterà evidente come nessuna delle affermazioni dell'imputato che la Procura ha qualificato come *“pacificamente vere”* riguardi l'ipotesi corruttiva contestata:

- *“È vero che Eni aveva un altro intermediario, oltre a Obi, nella persona di Femi Akinmade, ex dirigente nigeriano di Eni”*.

Eni non aveva nessun intermediario⁹⁶⁴.

Obi si era proposto sia ad Eni, come consulente per operazioni di business, che a Malabu per l'operazione OPL 245, insieme ad Agaev; nel dicembre 2009 aveva ottenuto da quest'ultima un mandato.

Akinmade era un ex dipendente che lavorava ancora saltuariamente per Eni in qualità di *consultant*, come emerge dalle email e dai contratti in atti; e che, nel corso del negoziato, aveva prestato i suoi servizi anche a Malabu.

- *“È vero che era stato previsto che ci fosse un sovrapprezzo (excess price) che doveva ritornare a Obi per essere spartito”*.

È emerso documentalmente che Obi avesse previsto di ricevere l'intero prezzo della transazione per poter trattenere la parte relativa alle proprie commissioni, prima di trasferire il resto al venditore (di cui, evidentemente e non a torto, si fidava poco).

⁹⁶² Si veda la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, p. 80.

⁹⁶³ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, para 6.3, pp. 193 ss.

⁹⁶⁴ Si veda *supra*, capitolo 2, para 2.2.

Non è emerso, invece, che Obi abbia mai formalmente sottoposto a Eni questo meccanismo di pagamento, né che la società petrolifera l'abbia preso in seria considerazione, e men che meno che il sovrapprezzo dovesse essere “*spartito*”⁹⁶⁵.

- “È vero che in Eni c'era la preoccupazione legata alla mancanza di un mandato da Etete a Obi. È vero che la gestione dei rapporti con Obi creava ‘disagio’ al team di negoziazione capeggiato dalla Ranco”.

È vero che Eni voleva essere certa che Obi avesse un mandato da Malabu, tanto che subordinò ciascun passaggio negoziale a questa condizione⁹⁶⁶.

Anche se trattare con un rappresentante del venditore non era usuale per la Ranco, comunque non si trattava di un *unicum*, avendo la stessa riferito che in altri casi “è capitato che alcune banche d'affari prevedessero in una fase iniziale l'obbligo a parlare solo con loro”⁹⁶⁷.

- “È vero che l'esclusiva a Obi era inusuale e i dirigenti Eni, in primis Armanna, erano contrari perché in tal modo si conferiva al mediatore un potere enorme”.

È vero che nell'ambito delle normali dinamiche negoziali Eni, tra l'altro proprio l'Ing. Casula, propose di eliminare la clausola 11 del *Confidentiality Agreement*⁹⁶⁸.

Tuttavia, in considerazione del fatto che il presupposto dell'accordo era un mandato in esclusiva da parte di Malabu, Eni decise di cedere sul punto⁹⁶⁹.

- “È vero che, come ha ben spiegato Armanna: “dal nostro punto di vista era insormontabile la difficoltà di negoziare dando noi i soldi a lui [Etete] per pagare qualcosa che avrebbe venduto a noi”.

Il contesto in cui Armanna ha reso queste dichiarazioni è quello degli interrogativi sorti in Eni sul ruolo di Etete all'interno di Malabu. Ruolo che, come noto, non verrà mai definitivamente chiarito.

Il commento di Donatella Ranco alla bozza di SPA del novembre 2010, riportato dal Pubblico Ministero in memoria, riguarda invece la richiesta di Shell di precisare nell'accordo formale che Malabu non era materialmente in possesso del cd. *title deed*⁹⁷⁰.

Come visto *supra*, dunque, ci si interrogava sulla necessità di tale precisazione, che avrebbe richiesto di specificare anche la differenza tra *licence* (il documento incorporante il titolo della licenza) e *award* (l'assegnazione di diritti su una licenza). Nessuno, infatti, aveva mai messo in dubbio che Malabu fosse titolare dei diritti.

⁹⁶⁵ Detta ipotesi era unicamente oggetto di una previsione contenuta nel mandato conferito da Malabu a EVP. Sul punto riferisce chiaramente la teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, pp. 65, 66, che precisa come si trattasse di “una previsione scritta in un mandato tra Malabu e EVP” e che “ovviamente io, come tutti in Eni, non abbiamo preso in considerazione la possibilità di aderire a questa richiesta”, oltre che “mai è stato chiesto da EVP o da Raiffeisen, cioè i consulenti, di pagare il prezzo non al venditore bensì a EVP”.

⁹⁶⁶ Si veda *supra*, capitolo 2, para 2.4, e capitolo 5, para 5.3.

⁹⁶⁷ Si veda l'esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 57.

⁹⁶⁸ Si veda l'email del 17 febbraio 2010, cui è allegata la bozza in modalità revisione del *Confidentiality Agreement*, Nota di produzione Eni del 29 gennaio 2020, documento n. 58. Si veda *supra*, capitolo 2, para 2.4.

⁹⁶⁹ Si veda l'esame del teste **Donatella Ranco**, trascrizioni ud. 27 febbraio 2019, p. 62.

⁹⁷⁰ Si veda la corrispondenza del 22 novembre 2010, Produzione PM per l'udienza del 27 febbraio 20219, pp. 48-50. Si veda *supra*, para 2.18.

- “È vero che Descalzi avesse rapporti di lunga data con l’ambiente nigeriano”.
Sembra che vi fosse una conoscenza pregressa tra Descalzi e il solo Jonathan Goodluck.
In ogni caso, non vi è alcun elemento che porta a ritenere che tale conoscenza sia stata strumentalizzata da Descalzi, né che abbia effettivamente influito sull’andamento e la buona riuscita del negoziato OPL 245.
- “È vero che c’è stato un incontro tra Descalzi e Jonathan nella prima parte dell’anno 2010, probabilmente a maggio, in cui si parlò di intermediazioni”.
Non è emerso alcun riscontro alle dichiarazioni di Armana sul presunto *meeting* di maggio.
L’email di Shell citata dal Pubblico Ministero fa riferimento a un programma in tal senso che, tuttavia, non è stato poi rispettato, tanto che l’incontro verrà più volte posticipato, per poi tenersi solo il 13 agosto 2010⁹⁷¹.
- “È vero che Descalzi aveva un atteggiamento di sudditanza nei confronti di Bisignani – per l’ascendente che Bisignani aveva sul suo capo Scaroni – e di conseguenza che c’era una corsia privilegiata per Obi”.
È vero che c’era una conoscenza tra i predetti soggetti, ma l’atteggiamento di sudditanza è un’inutile esasperazione del Pubblico Ministero.
- “È vero che ci fu una cena a casa di Casula, presenti Armana, Casula, Pagano e Robinson, Copleston e Burmeister di Shell prima dell’offerta del 30 ottobre 2010 e che in quella sede si decise di aumentare il contributo cash di Shell”.
La cena è documentata dall’email in atti, con cui Casula riepiloga dettagliatamente a Descalzi i temi affrontati con Shell, tutti riconducibili a lecite dinamiche negoziali⁹⁷². Il contributo di Shell, frutto di specifiche valutazioni economiche, non venne definito in quella sede, tanto che lo stesso Roberto Casula riferì che “la finalizzazione del prezzo [sarebbe stata rinviata] alle verifiche in corso”.
- “È vero che Alhaji Abubaker Aliyu nel corso delle riunioni di novembre al Ministero della Giustizia mostrava un ascendente sull’Attorney General Adoke, lo controllava con lo sguardo, annuiva, spesso usciva insieme all’Attorney General dalla sala riunioni per chiamare ‘il Principal’ (Etete)”.
La presenza di Abubakar alle riunioni di novembre presso gli uffici dell’Attorney General in qualità di rappresentante di Malabu è documentata dai report redatti da Caligaris, Zappalà e Casula all’esito degli incontri. Non c’era infatti alcun timore nel darne atto, alcun interesse a nascondere la verità, perché nulla di illecito avvenne in quelle occasioni.
Il presunto ascendente cui fa riferimento la Pubblica Accusa, a ben vedere, non sarebbe stato altro che la ricerca di consenso da parte dell’Attorney General nei confronti dei rappresentanti del venditore rispetto alle condizioni dell’accordo.

⁹⁷¹ Si veda la Nota di produzione Eni su Armana del 29 gennaio 2020, documenti nn. 38-43.

⁹⁷² Si veda la Nota di produzione Eni del 29 gennaio 2020, documento n. 163.

Di tutte le dichiarazioni che Armanna ha reso durante il corso del procedimento (in ben tredici occasioni: sette in indagini, una in udienza preliminare e cinque in dibattimento), la Pubblica Accusa ha ritenuto riscontrate solo quelle appena analizzate.

A ben vedere, tuttavia, dai commenti sopra svolti, emerge come i pretesi riscontri individuati dalla Procura siano di debole conforto alla tesi accusatoria.

Infine, si osserva come la maggior parte di tali dichiarazioni riguardino la figura di Obi, cui ancora una volta la Procura si è trovata costretta ad attribuire importanza, in assenza di altre prove robuste del reato contestato agli imputati⁹⁷³.

6.2.1. L'incontro a casa di Dan Etete.

Diverse sono le accuse che sono state mosse all'Ing. Casula sulla (sola) base delle dichiarazioni di Armanna.

In questa sede appare opportuno esaminare uno specifico episodio, non oggetto della precedente trattazione in quanto estraneo alle dinamiche negoziali.

Si fa riferimento all'incontro che Casula, d'accordo con Obi, avrebbe organizzato a casa di Dan Etete a Lagos sul finire di dicembre 2009, chiedendo ad Armanna di presenziarvi per legittimare Obi agli occhi di Etete e agevolarlo così nell'ottenere le somme destinate alle retrocessioni per Eni.

In tale occasione, sempre secondo la versione del coimputato fatta propria dalla Pubblica Accusa, Etete avrebbe accusato Armanna, e più in generale Eni, di volergli sottrarre 200 milioni tramite Obi⁹⁷⁴.

Nella memoria depositata dalla Pubblica Accusa, pienamente aderente al narrato del coimputato, si legge che *“l’iniziativa di tale incontro fu concordata da Obi con Casula che decise di mandare Armanna”*⁹⁷⁵.

Ebbene, è doveroso evidenziare che di tale circostanza **non esiste alcun riscontro**, né tra i documenti prodotti al fascicolo, né nelle numerose dichiarazioni testimoniali assunte.

Nessun elemento che supporti l'inattendibile voce di Armanna.

Al contrario, dalle prove in atti emerge tutt'altro.

È infatti documentato che, nel dicembre 2011, lo studio legale McGuireWoods inoltrò a Eni gli atti della causa inglese intentata da EVP nei confronti di Malabu, tra cui la *Malabu Defence*. In quest'ultimo atto, venivano descritte anche le conversazioni che – secondo la difesa di Malabu – sarebbero intervenute nell'incontro a Lagos in relazione alle *fees* di Obi.

⁹⁷³ Si veda *supra*, capitolo 5, para 5.1.

⁹⁷⁴ Si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, pp. 37, 86.

⁹⁷⁵ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 93.

Ebbene, con due email inviate in rapida successione, alle ore 09:28 e alle ore 09:38 del 4 dicembre 2011, **Armanna rispose istintivamente a Casula di non aver mai parlato con Etete delle commissioni di Obi**, tentando di giustificarsi, con un tono di evidente imbarazzo⁹⁷⁶.

Più in dettaglio, Armanna scrisse al suo superiore di essersi limitato a dire: “- *Siamo interessati, - Potremmo lavorare con shell ma senza la loro approvazione non andiamo avanti – In ogni caso ci serve evidenza Della titolarità di malabu del blocco – E conferma del mandato ad evp se dobbiamo partecipare al tender. **Mai ho detto che ci rappresentasse, ne mai ho parlato Di fees! Credo sia un modo per ottenere una dichiarazione con questi contenuti, è incredibilmente scorretto***”⁹⁷⁷.

La reazione impulsiva di Armanna, ad avviso della scrivente difesa, non può che essere dettata dal panico.

In sintesi, delle due l’una.

O le circostanze che Armanna nega nelle email (ossia i discorsi tra lui ed Etete relativi alle *fees* di Obi, riportati nella *Malabu defence* della causa inglese) non si sono mai verificate, e sono state inventate da Malabu prima, per non pagare Obi, e fatte proprie da Armanna poi, per accusare Eni; oppure sono effettivamente avvenute, ma Casula non ne era mai stato messo a conoscenza.

Tertium non datur, salvo voler ricorrere alla strada della speculazione e del sospetto.

Non si comprende, altrimenti, perché Armanna avrebbe dovuto discolparsi da tali accuse con il suo collega, asseritamente complice, se non – addirittura – istigatore.

Alla luce di queste considerazioni, si deve ritenere assai più plausibile che Armanna, “*unico manager di Eni presente in Nigeria nel periodo natalizio*”⁹⁷⁸, abbia assunto **un’iniziativa personale e, in qualità di project leader, si sia presentato da Etete insieme ad Obi**. Lui solo sa per quale motivo.

6.2.2. La conoscenza della corruzione dei politici.

È lo stesso Pubblico Ministero a riconoscere che alcuni punti delle dichiarazioni di Armanna non sono pacifici⁹⁷⁹. Questa difesa riterrebbe più preciso dire che **non hanno trovato alcun riscontro** nel corso di tutto il procedimento.

In particolare, si tratta delle affermazioni fatte dall’imputato sulla conoscenza da parte di Eni della corruzione dei politici, cui viene dedicato un apposito paragrafo⁹⁸⁰.

Questa, lo si precisa, è l’unica sezione della corposa memoria dell’Ufficio di Procura che espressamente affronta il tema della partecipazione consapevole degli imputati al presunto programma criminoso.

⁹⁷⁶ Si veda la Nota di produzione Eni su Armanna del 29 gennaio 2020, documenti nn. 19 e 20.

⁹⁷⁷ Si vedano l’email del 3 dicembre 2011 dello studio McGuireWoods, e le due email del 4 dicembre 2011 di Armanna, Nota di produzione Eni su Armanna del 29 gennaio 2020, documenti nn. 17, 19, 20.

⁹⁷⁸ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 93.

⁹⁷⁹ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 196.

⁹⁸⁰ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, pp. 196 ss.

Oltre a quanto si analizzerà di seguito, dunque, non vi sono sul punto ulteriori argomentazioni della Pubblica Accusa.

Mentre le vistose sottolineature del testo sembrano soccorrere chi scrive nel dare rilevanza ed efficacia a un paragrafo in realtà privo di sostanza, la collocazione di questa tematica nel capitolo sul ruolo di Armanna lascia trasparire la debolezza della “prova” raggiunta dalla Procura sulla sussistenza dell’elemento soggettivo del reato contestato.

Venendo al merito delle argomentazioni, la Pubblica Accusa ritiene che le dichiarazioni etero-accusatorie di Armanna relative al fattore psicologico abbiano quattro riscontri esterni. Analizziamoli uno per uno:

1. *“tutti sapevano che il denaro sarebbe andato ad Etete”.*

Più che un riscontro, sembra un riferimento autoreferenziale.

Ciò che è emerso all’esito dell’istruttoria dibattimentale è invece che Etete risultava documentalmente *consultant* di Malabu, e che il conflitto di interessi ipotizzabile nel caso in cui Etete, in qualità di Ministro del Petrolio, si fosse autoassegnato la licenza nel 1998, non era mai stato sollevato in Nigeria nel corso di oltre dodici anni, nonostante le voci del pubblico lo individuassero come beneficiario ultimo della società.

Del resto, i documenti societari reperiti nel corso delle *due diligence* svolte da entrambe le compagnie petrolifere non confermavano affatto tali *rumors*.

Proprio i documenti societari diventarono, come noto, oggetto di un contenzioso azionato a fine 2010 da Sani Abacha: questo fu il motivo per cui Eni ebbe tante perplessità nel concludere l’accordo direttamente con Malabu; non, quindi, perché avesse contezza che Etete volesse spartire soldi con i politici.

2. *“nei documenti di Shell che descrivono le interazioni tra le due società per stabilire quanto pagare si fa più volte riferimento alle ‘aspettative circa i profitti che Malabu riceverà e i contributi politici che ne deriveranno di conseguenza’ ovvero al ‘pagamento a Etete che sarà accettabile per tutti i players ad Abuja’.*

A dispetto di quanto vorrebbe far credere il Pubblico Ministero, dalla citata corrispondenza interna di Shell – che, fino all’inizio di questo procedimento, non era nella disponibilità del nostro assistito – non è possibile ricavare che tali considerazioni siano state sottoposte all’attenzione dei rappresentanti di Eni.

Pertanto, non può rappresentare altro che l’evidenza di uno scambio di opinioni tra i relativi interlocutori (sul cui significato, in ogni caso, la difesa Shell ha dato ogni chiarimento utile).

3. *“di tipo logico. Attraverso Obi, e anche direttamente nel corso di un incontro diretto avvenuto dopo il meeting notturno con Etete a Milano, Casula seppe che l’Attorney General si stava mettendo in mezzo per fare avere dei soldi (decine di milioni) al broker Obi”.*

Come visto nel dettaglio *supra*⁹⁸¹, il Pubblico Ministero in questo caso opera una evidente forzatura: Casula non era presente quando, il mattino dopo il breve e turbolento incontro con Dan Etete, quest'ultimo chiamò l'A.G. alla presenza di Agaev.

4. “*anch'esso di tipo logico (ma solo in parte) è che Emeka Obi che – per tabulas – si è incontrato nelle più varie situazioni (e orari) con Casula e Descalzi per più di un anno per parlare di OPL 245 non faceva mistero dei suoi rapporti con l'ambiente politico nigeriano [...]*”.

I rapporti di Obi con l'ambiente politico – a parere di questa difesa – non sono stati provati, per come intesi dal Pubblico Ministero.

Della valenza probatoria degli SMS in atti si è già detto⁹⁸². Pertanto, in questa sede ci si limita a rilevare come dagli stessi messaggi risulti che (i.) non vi fosse alcuno stretto rapporto tra Obi e Gusau, cui questi si presentò per la prima volta nel corso delle trattative, e (ii.) non vi fossero particolari rapporti con il Ministro del Petrolio, atteso che il presunto atteggiamento confidenziale che la Procura trae dal termine “*aunty*” è sconfessato dal comune uso del termine in Nigeria nel rivolgersi a persone più grandi⁹⁸³.

Nessuno dei contatti richiamati nella memoria della Procura, ad ogni modo, risulta essere stato foriero di intese corruttive (tanto che, secondo l'Accusa, l'accordo si sarebbe raggiunto una volta che Obi uscì dalla trattativa).

In conclusione, anche sotto questo profilo – sicuramente più rilevante, ai fini dell'accertamento del reato contestato, rispetto al ruolo di Obi nella negoziazione –, le dichiarazioni di Armanna sono rimaste prive di riscontro, se non addirittura smentite dal compendio probatorio in atti.

6.2.3. Il giro dei soldi.

Un altro punto debole delle dichiarazioni di Armanna – individuato come tale anche dal Pubblico Ministero – è quello relativo ai flussi di denaro successivi al pagamento effettuato da NAE e SNEPCO sul conto del Governo.

Eppure, nonostante l'insanabile indeterminatezza e contraddittorietà delle affermazioni etero-accusatorie dell'imputato in relazione a questo segmento della (sua) storia, nelle repliche orali la Pubblica Accusa vi ha fatto nuovamente cenno.

In particolare, per la Procura, i motivi di *compliance* che impedirono il trasferimento dei soldi dal conto dell'FGN a quello di Petrol Service avrebbero dovuto preoccupare i dirigenti Eni che, secondo

⁹⁸¹ Si veda il capitolo 5, para 5.6.

⁹⁸² Si veda il capitolo 5, para 5.7.

⁹⁸³ Si veda il sito <http://www.bbc.com/travel/story/20210124-nigeria-the-country-that-loves-to-overachieve>, in cui si legge: “*Nigerians often introduce themselves using their professional titles, even in informal settings. They will also happily reprimand those who do not greet them appropriately. Under no circumstances should you call an elder only by their first name. You will be reminded that you are not their “age mate” and must call them “Aunty” or “Uncle”, if you know them*”.

la diligenza richiesta anche al più piccolo degli imprenditori, si sarebbero dovuti avvedere della corruzione consumatasi⁹⁸⁴.

Prima di entrare nel dettaglio delle assurde dichiarazioni rese da Armanna sul “giro dei soldi” successivo al pagamento delle società acquirenti sul conto del Governo, quindi, appare opportuno premettere due circostanze in merito alla vicenda di Petrol Service:

- i.* come emerso documentalmente, i motivi di *compliance* alla base del rifiuto riguardavano i **problemi reputazionali di Etete** (soggetto che l’istituto di credito riteneva poter essere il beneficiario ultimo della transazione), non notizie di atti corruttivi commessi in relazione all’operazione OPL 245;
- ii.* non vi è alcuna prova che questa informazione sia arrivata a Casula (e anche i riferimenti che il Pubblico Ministero fa in memoria all’esperienza di Giorgio Vicini⁹⁸⁵, non cambiano tale considerazione).

Invece, che **la vicenda Petrol Service fosse ben nota ad Armanna** emerge dai numerosi scambi di corrispondenza tra lui e Falcioni. E si badi che Armanna, in tale frangente, non utilizzò il suo indirizzo email professionale con dominio @eni.com, bensì quello privato **V.Armanna@gmail.com**⁹⁸⁶.

Sia consentito rilevare che nelle “dichiarazioni spontanee” scritte presentate da Armanna all’udienza del 29 gennaio 2020 si legge, in manifesto contrasto con l’evidenza documentale, che “*non parliamo mai con Falcioni dell’OPL 245 anche perché non sapevamo che lo stesso Falcioni fosse coinvolto*”⁹⁸⁷. **Una dichiarazione, questa, che trasuda falsità.**

Ne è ben consapevole il Pubblico Ministero il quale, nel commentare le comunicazioni email suindicate, ha espressamente rilevato che “*Armanna e Falcioni, dunque, sono dalla stessa parte*”⁹⁸⁸.

Ma Armanna, come si è visto, non agisce nella sua qualità di manager Eni in questo contesto: usa un indirizzo email privato, **si muove nell’ombra, all’oscuro della società, all’oscuro dei suoi colleghi**. Non vi è infatti alcuna prova che tale corrispondenza sia mai stata inoltrata o comunque condivisa con l’Ing. Casula o gli altri dirigenti Eni; alcuna prova, dunque, del loro presunto coinvolgimento.

Rispetto alla vicenda Petrol Service, vi è quindi solo la prova di un **collegamento diretto tra Armanna e Falcioni, non anche tra Eni e Falcioni**.

Sul ruolo che Armanna ebbe in tale contesto, questa difesa condivide appieno un’affermazione che fa la Pubblica Accusa in memoria, “*La chiarezza di tali documenti non può essere messa in discussione dalle improbabili spiegazioni date da Armanna in dibattimento circa la sua volontà di sabotare l’operazione*”⁹⁸⁹.

⁹⁸⁴ Si veda la **Repliche PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 3 febbraio 2021, p. 7.

⁹⁸⁵ Si veda **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 199. Cfr. anche pp. 146, 147.

⁹⁸⁶ Si veda la Nota di produzione Eni su Armanna del 29 gennaio 2020, documenti nn. 54-57.

⁹⁸⁷ Si veda la **Memoria Armanna**, 29 gennaio 2020.

⁹⁸⁸ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 137.

⁹⁸⁹ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 138.

Di tale preteso sabotaggio, che avrebbe avuto ad oggetto il trasferimento della *consideration* dal conto del FGN al conto di Petrol Service presso BSI, sarebbero stati a conoscenza – a detta di Armanna – sia Victor Nwafor, il quale si adoperò per l’invio della presunta email anonima alla banca (di cui, inutile dirlo, non vi è alcuna traccia), sia Salvatore Castilletti⁹⁹⁰.

Su Victor, personaggio centrale nel racconto del coimputato, pare superfluo dilungarsi.

Ci si limita a rammentare che, all’udienza del 23 gennaio 2019, è stato sentito il teste Victor Nwafor, identificato dall’EFCC come **l’unico** Victor Nwafor che avesse lavorato nello *State Security Service*. La circostanza non è banale ai fini della corretta individuazione del teste, tenuto conto che Vincenzo Armanna, nelle dichiarazioni rese in indagine e poi confermate a dibattimento⁹⁹¹, ha riferito proprio che Victor fosse il capo dei servizi di sicurezza del Presidente.

Ebbene, Victor Nwafor in aula ha confermato sì di esser stato membro dello *State Security Service* e di aver lavorato presso la *Presidential Villa* nel periodo di interesse; tuttavia, ad espressa domanda del Pubblico Ministero, **ha escluso di aver mai conosciuto Vincenzo Armanna**⁹⁹².

Ecco la prima, clamorosa, mancata conferma del narrato di Armanna da parte della fonte diretta.

Ma la storia di Victor non si arresta qui, perché – com’è noto – all’udienza del 29 gennaio 2020 è stato sentito il secondo “Victor”, che risponde al nome di Isaac Eke. La sua audizione è stata chiesta dal Pubblico Ministero e della parte civile ai sensi dell’art. 195 c.p.p., sul presupposto che questi fosse la “vera” fonte diretta delle circostanze riferite in esame dall’imputato Armanna.

A parte l’assoluta eccezionalità della vicenda – che vede Armanna introdurre il secondo “Victor” solo mesi dopo l’audizione del primo testimone, rispetto alle cui dichiarazioni l’imputato nulla aveva obiettato – valga in questa sede ricordare che **il teste Eke ha riferito di aver incontrato Vincenzo Armanna per la prima volta nel 2014**⁹⁹³, **in un momento ben successivo rispetto ai fatti oggetto del processo.**

Un’altra asserita fonte diretta che non conferma le dichiarazioni dell’imputato.

Quanto a Salvatore Castilletti, con cui Armanna avrebbe condiviso le proprie preoccupazioni rispetto al trasferimento dei fondi presso la banca svizzera, è sufficiente dire che le dichiarazioni da questi rese all’udienza del 29 gennaio 2020 sono in radice **incompatibili** con quelle rese da Armanna.

Il funzionario di AISE – portato a dibattimento da questa difesa nella certa consapevolezza che il racconto di Armanna fosse niente più che una fantasia – ha infatti espressamente escluso (*i*) sia di avere avuto rapporti professionali con Vincenzo Armanna, (*ii*) sia di aver parlato con lui o con altri dirigenti Eni dell’operazione OPL 245⁹⁹⁴.

Un’ultima considerazione sulla consapevolezza in capo ai dirigenti Eni della destinazione dei fondi.

⁹⁹⁰ Si veda l’esame dell’imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, pp. 135, 138-139.

⁹⁹¹ Si veda l’esame dell’imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 139.

⁹⁹² Si veda l’esame del teste **Victor Nwafor**, trascrizioni ud. 23 gennaio 2019, p. 5.

⁹⁹³ Si veda l’esame del teste **Isaac Eke**, trascrizioni ud. 29 gennaio 2020, p. 8.

⁹⁹⁴ Si veda l’esame del teste **Salvatore Castilletti**, trascrizioni ud. 29 gennaio 2020, pp. 18, 19, 35.

L'imputato Armanna ha riferito di aver discusso del tema Petrol Service sia con Pujatti, sia con Vicini, e la circostanza viene richiamata dal Pubblico Ministero in memoria⁹⁹⁵. Ciò che invece dall'Accusa viene taciuto è che entrambi i testi citati, sentiti in aula, abbiano escluso di aver avuto un simile confronto con Armanna⁹⁹⁶.

Procedendo oltre, di particolare rilevanza per questa difesa è l'ulteriore dichiarazione pittoresca e stravagante resa da Armanna sulle presunte *retrocessioni*, che i Pubblici Ministeri hanno – incredibilmente – ritenuto di inserire nell'imputazione.

In sede di esame, nel riferire dei “**50 milioni di dollari** [che] andarono direttamente agli italiani”, l'imputato affermò che gli stessi erano stati “*consegnati nella villa di Roberto Casula*”⁹⁹⁷.

L'informazione, come tutte le principali accuse portate da Armanna, non è una sua conoscenza diretta; gli sarebbe infatti stata relazionata da Victor Nwafor, alla presenza di alti funzionari degli apparati di sicurezza quali Salvatore Castilletti e, a suo dire, un colonnello del Mossad⁹⁹⁸.

Facendosi portatore delle notizie apprese dal fantomatico Victor, Armanna ha affermato che “*Nei dettagli parlò di due trolley, che venivano scaricati da una vettura e venivano portati nella villa di Casula. Al di là dei dettagli lui fece vedere delle foto in cui c'erano delle persone che scaricavano dei trolley, queste foto le abbiamo viste in tanti*”⁹⁹⁹.

Secondo quanto riferito dal coimputato, la consegna di questi trolley traboccanti di milioni di dollari a casa di Casula sarebbe stata quindi addirittura fotografata. La circostanza è stata ribadita nelle dichiarazioni spontanee rese in seguito: “*Isaac Eke nel corso di un incontro a casa mia mostrò fotografie di quanto avvenuto a casa di Casula relativamente ai trolley così come di come questi trolley fossero stati trasportati e caricati su un aereo*”¹⁰⁰⁰.

Superfluo evidenziare che nessuna fotografia di questo tipo è stata prodotta a dibattimento, dato che l'imputato si è limitato a depositare foto del modello dei trolley che sarebbero stati usati in quella circostanza¹⁰⁰¹.

Stessa sorte ha avuto la dichiarazione secondo cui questi soldi avrebbero lasciato Abuja con un aereo in uso all'Eni che dalla Nigeria andò in Congo¹⁰⁰².

Si rammenta infatti come, sotto il profilo tecnico e documentale, il consulente dott. Lucio Polo abbia dimostrato che:

⁹⁹⁵ Si vedano l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 137, e la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 198.

⁹⁹⁶ Si vedano l'esame dei testi **Stefano Pujatti**, trascrizioni ud. 30 gennaio 2019, pp. 51, 52, e **Giorgio Vicini**, trascrizioni ud. 20 novembre 2019, pp. 43, 44.

⁹⁹⁷ Si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 22 luglio 2019, p. 11.

⁹⁹⁸ Si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 22 luglio 2019, p. 11.

⁹⁹⁹ Si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 22 luglio 2019, p. 13.

¹⁰⁰⁰ Si veda la Memoria Armanna depositata all'ud. 29 gennaio 2020.

¹⁰⁰¹ Si veda il Documento n. 18 della produzione documentale della difesa Armanna all'ud. 24 luglio 2019.

¹⁰⁰² Si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 22 luglio 2019, p. 12.

- i.* l'aereo dell'Eni (Bombardier Challenger 604) non viaggiò dalla Nigeria al Congo con un carico compatibile con quello indicato da Armanna nel periodo da lui indicato¹⁰⁰³;
- ii.* le modalità di trasporto di questo denaro contante, prefigurate da Armanna, sarebbero state irrealizzabili per eccesso di peso e di ingombro¹⁰⁰⁴.

A conferma delle considerazioni tecniche del dott. Lucio Polo, il teste Giovanni De Berti, rappresentante della Airfour S.p.A. (società cui si affidava Eni per il trasporto aereo), ha affermato di essere sempre stato presente alle operazioni di imbarco quando viaggiava l'Ing. Casula, **e ha escluso categoricamente di averlo mai visto viaggiare con trolley** delle dimensioni e della specie di quelli descritti da Armanna¹⁰⁰⁵.

Una **smentita tombale** quindi, **dichiarativa, tecnica e documentale**, il cui coronamento è stata la mancata conferma da parte delle fonti dirette indicate da Armanna, Victor Nwafor, Isaac Eke nei panni di Victor Nwafor e Salvatore Castilletti.

È appena il caso di evidenziare come l'unico "riscontro" che la Procura della Repubblica ha portato rispetto alla retrocessione dei 50 milioni sono gli **accordi firmati da Falcioni** sullo storno della stessa somma dal corrispettivo di OPL 245¹⁰⁰⁶.

Ebbene, l'unico soggetto interno ad Eni che sia mai stato a conoscenza di tali accordi è proprio Vincenzo Armanna, il quale, come visto in apertura di questo paragrafo, li riceveva da Falcioni sul suo indirizzo di posta elettronica personale¹⁰⁰⁷.

Con la conseguenza che la Pubblica Accusa finisce per portare apoditticamente una vicenda che riguarda il solo Armanna a riscontro delle dichiarazioni dello stesso Armanna.

In conclusione, il nocciolo duro del contributo dichiarativo etero-accusatorio del coimputato è un *de relato* che si è sgretolato *ex se* in dibattimento.

È vero che, secondo l'insegnamento della Suprema Corte richiamato dal Pubblico Ministero, in assenza di una gerarchia codificata tra le dichiarazioni "*non è affatto precluso valutare favorevolmente la testimonianza de relato pur se è di segno contrario la dichiarazione raccolta dal testimone diretto*"¹⁰⁰⁸.

Non è meno vero, però, che la Suprema Corte impone a tal fine una valutazione improntata "*a speciale cautela*"¹⁰⁰⁹. Speciale cautela che, alla luce delle circostanze del caso di specie, non consente di ritenere attendibili le dichiarazioni dell'imputato Armanna.

¹⁰⁰³ Si vedano i Quaderni tecnici di bordo allegati alla **Relazione CT Polo**.

¹⁰⁰⁴ Si veda la **Relazione CT Polo**, p. 13.

¹⁰⁰⁵ Si veda l'esame del teste **Giovanni De Berti**, trascrizioni ud. 6 novembre 2019, pp. 6, 9.

¹⁰⁰⁶ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 202.

¹⁰⁰⁷ Si veda la Nota di produzione Eni su Armanna 29 gennaio 2020, documento n. 56.

¹⁰⁰⁸ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 202.

¹⁰⁰⁹ Cass. pen., Sez. II, n. 46332/2016; conforme, Cass. pen., Sez. III, n. 2001/2007.

6.3. Il video acquisito agli atti.

Chiarito il contesto di ripetute falsità e strumentalizzazioni in cui si è mosso l'imputato Armanna per tutta la durata del processo, può essere pienamente apprezzato il significato della richiesta istruttoria formulata da questa difesa il 23 luglio 2019: l'acquisizione della videoregistrazione di un incontro tenutosi il 28 luglio 2014 a Roma, cui partecipò Armanna.

In tale videoregistrazione, infatti, il coimputato ha dato piena dimostrazione della propria spregiudicatezza e del proprio risentimento nei confronti di Eni e dei suoi dirigenti: in particolare, il predetto incontro avveniva **due giorni prima** della presentazione di Armanna in Procura, il 30 luglio 2014, per rendere le sue prime dichiarazioni spontanee (le prime di una lunga serie).

All'epoca della registrazione, Armanna era stato da poco licenziato da Eni, ma continuava ad occuparsi di investimenti all'estero nel settore petrolifero.

Come emerge dal video in questione, uno degli affari seguiti dall'imputato riguardava proprio la Nigeria e l'acquisto di blocchi di proprietà di Eni.

Armanna, quindi, nel parlare del progetto con i suoi interlocutori, diceva *“c'abbiamo una bocca enorme...cioè io sono pronto...a metterti sul tavolo un Gruppo Industriale che si prenda il 50 per cento delle raffinerie dell'ENI...e ci mette pure dentro l'olio per raffinarlo...e ci mette i soldi”* (ore 20:34:18).

Non proprio l'ultimo arrivato, insomma, non un uomo di basso profilo, come si descrive sempre Armanna: durante questo processo, ma anche nel corso della conversazione in oggetto, la strategia del coimputato è sempre quella di mantenere *“profili sempre bassissimi”* (ore 20:33:47).

Armanna, tuttavia, vedeva un ostacolo alla realizzazione di questo progetto, tanto da esortare i propri interlocutori a muoversi per ridurre al massimo i problemi sul territorio (ore 20:42:13).

A questo proposito, Armanna chiedeva *“scusa ma noi riusciamo a cambiare il capo della Nigeria?... Al posto di CIRO ANTONIO PAGANO? [...] è uomo di fiducia assoluta di CASULA”* (ore 20:36:56). E, per far ciò, diceva: *“non escluderei che arrivi un avviso di garanzia... MI ADOPERO PERCHÉ GLI ARRIVI...”* (ore 20:39:50).

Emerge dunque come Casula, e le persone che gli erano vicine, fossero un ostacolo per i suoi progetti.

E ancora nel video è possibile sentir Armanna dire: *“noi per fine settembre abbiamo tutto... perché la valanga di merda che io faccio arrivare in questo momento...guardate che il fiume esce forte”* (ore 20:19:09).

Rispetto alle tempistiche della trattativa, il coimputato ribadiva anche *“no, non prima di fine settembre, però con la valanga di merda che sta arrivando vedrete che si accelererà”* (ore 20:31:36).

È bene ricordare, a questo punto, che due giorni dopo questo incontro Armanna si presentò **spontaneamente** davanti ai Pubblici Ministeri, con un disegno ben preciso davanti. Lo stesso disegno che, proprio a partire da settembre, trasferì anche alla stampa e che sarà oggetto di numerosi articoli di giornale.

Il Pubblico Ministero ha voluto sminuire questa condotta preordinata di Armanna, affermando che “*nella realtà dei fatti accaduti [il suo] adoperarsi è stato semplicemente un rendere dichiarazioni*”¹⁰¹⁰.

Eppure abbiamo potuto apprezzare il tenore etero-accusatorio delle dichiarazioni del coimputato: nella presente memoria questa difesa ha ricostruito puntualmente tutte le circostanze da lui mistificate, colorite, confuse, al fine – a questo punto evidente – di creare scompiglio e panico nei suoi “avversari” d'affari.

Prima delle sue dichiarazioni, invero, non esisteva in atti – e non esiste neanche adesso, alla fine di questo lungo processo – alcun indizio della partecipazione di manager Eni ad accordi corruttivi di sorta o di un loro coinvolgimento in passaggi di denaro successivi a quello intervenuto tra le società petrolifere e il FGN in esecuzione del *Resolution Agreement*.

Sarà lui l'unico a insinuarli, sarà lui a costruire *a posteriori* la sua verità, mettendo insieme piccoli frammenti di storie diverse e modellandoli secondo la propria necessità, creando così un mosaico di menzogne.

Non si può accogliere, quindi, l'opera di semplificazione e banalizzazione della Procura, finalizzata evidentemente a non scalfire le ingegnose ricostruzioni dell'imputato, architravi di tutto l'impianto accusatorio; così importanti – come visto *supra* – per poter sostenere la consapevole compartecipazione criminosa dei dirigenti Eni all'ipotesi corruttiva.

La Procura, infatti, conosceva tale elemento di prova da ben prima che venisse sottoposto all'attenzione del Collegio e delle parti e, tuttavia, aveva valutato di ometterlo e non riversarlo nel fascicolo, affermando di non ritenerlo importante (di aver depositato, testualmente, “*solo ciò che ci sembrava importante rispetto alle dichiarazioni di Armanna*”¹⁰¹¹).

Questa difesa, invece, ha ascoltato con molta attenzione tutte le affermazioni del coimputato, ha fornito al Tribunale le necessarie smentite documentali e testimoniali, e ha così assistito al dissolversi di quella nube di maldicenza venutasi a creare sin dalla presentazione spontanea del 30 luglio 2014.

Nella consapevolezza dell'inaffidabilità e della pochezza delle dichiarazioni rese dall'imputato Armanna, dunque, per questa difesa non rimaneva nulla da chiarire rispetto alla ricostruzione dei fatti da lui resa in esame.

Niente di concreto, niente di rilevante da richiedere un intervento in sede di controesame.

Controesame che deve essere garantito *a priori* alle difese – come da queste correttamente sottolineato prima di sentire l'imputato Armanna in sede di esame¹⁰¹² – ma a cui le stesse possono (e, anzi, devono) prontamente rinunciare, una volta ascoltate le parole del dichiarante e valutatane l'irrelevanza ai fini dell'accertamento della responsabilità penale del proprio assistito.

¹⁰¹⁰ Si veda la **Requisitoria PM De Pasquale**, trascrizioni ud. 21 luglio 2020, p. 90. Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 200.

¹⁰¹¹ Si vedano le trascrizioni ud. 23 luglio 2019.

¹⁰¹² Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 202; si veda l'esame dell'imputato **Vincenzo Armanna**, trascrizioni ud. 17 luglio 2019, p. 11.

Armana, dunque, non è stato controesaminato non per “*paura che il dichiarante [uscisse] rafforzato dall’esame*”, come sostenuto dal Pubblico Ministero¹⁰¹³, ma perché non si temeva affatto quanto aveva già riferito.

¹⁰¹³ Si veda la **Memoria PM**, 13 gennaio 2021, p. 202.

Sulla base delle considerazioni sopra svolte, i sottoscritti difensori si permettono di avanzare le seguenti

CONCLUSIONI

chiedendo che codesto Illustrissimo Tribunale voglia pronunciare nei confronti di **ROBERTO CASULA** sentenza di assoluzione con la formula più ampiamente liberatoria.

Con doveroso ossequio,

Milano, 24 febbraio 2021

Avv. Guido Carlo Alleva

Avv. Giuseppe Fornari