



Глава 2

Документация Эспо

	Стр.
Содержание	Стр.
2 Информация о проекте Nord Stream	21
2.1 Сведения о заявителе / структуре собственности	21
2.1.1 Заявитель и оператор	21
2.1.2 Акционеры проекта Nord Stream	22
2.1.3 Краткий обзор сфер компетенции команды проекта Nord Stream	25
2.1.4 Краткая характеристика проекта	26
2.2 История проекта	26
2.2.1 Цели и структура	26
2.2.2 1980-1990 гг.: российско-европейские программы по запуску новых проектов поставок газа	27
2.2.3 1990-1995 гг.: строительство газопровода «Ямал»	28
2.2.4 1995-2000 гг.: исследования North Transgas Oy (NTG) - рождение проекта Nord Stream	28
2.2.5 Экскурс: Балтийское море – Предпочтительный вариант для нового европейского маршрута энергоснабжения	31
2.2.6 2001-2005 гг.: Газпром принимает ответственность - NTG переходит в Северо-Европейский газопровод	35
2.2.7 Возникновение проекта Nord Stream	37
2.2.8 Перспективы	39
2.3 Обоснование проекта Nord Stream: Обеспечение стабильности поставок энергоресурсов в Европе	39
2.3.1 Новый потенциал импорта природного газа как средство удовлетворения растущего спроса ЕС на природный газ	39
2.3.2 Стратегическое значение России как поставщика природного газа	43
2.3.3 Важность скорейшего привлечения российских запасов природного газа на европейский рынок в связи с ростом спроса на природный газ в Азии	47
2.3.4 Газопровод Nord Stream как важнейший элемент трансъевропейской энергетической сети	49
2.3.5 Последствия в случае невыполнения проекта	53
2.3.6 Заключение	58
2.4 Использованная литература	59

2 Информация о проекте Nord Stream

2.1 Сведения о заявителе / структуре собственности

2.1.1 Заявитель и оператор

В 2000 г. Европейская комиссия признала североевропейский газопровод через Балтийское море частью Трансъевропейской энергетической сети (TEN-E). В сентябре 2006 г. Европейская комиссия включила этот проект в число энергетических проектов высочайшего приоритета как представляющий интерес для Европейского Союза (ЕС) и Европы в целом. В 2006 г. статус проекта TEN-E был заново подтвержден.⁽¹⁾

В сентябре 2005 ОАО «Газпром» (в дальнейшем - «Газпром»), BASF AG (в настоящее время – BASF SE, в дальнейшем «BASF») и E.ON AG (в дальнейшем «E.ON») достигли соглашения о принятии на себя ответственности за разработку, сооружение и эксплуатацию новой магистральной трубопроводной системы. В целях реализации совместных намерений этих компаний в ноябре 2005 года была основана компания «Североевропейский газопровод», а в октябре 2006 года компания была переименована в Nord Stream AG (далее - Nord Stream).

Газпром владеет 51% акций в совместном проекте. Немецкие компании, BASF (опосредованно, через свое 100-процентное дочернее общество Wintershall Holding AG, в дальнейшем «Wintershall») и E.ON (опосредованно, через свое дочернее общество E.ON Ruhrgas AG, в дальнейшем «E.ON Ruhrgas»), владеют 20% акций каждая. 9-процентная доля принадлежит инфраструктурной компании Gasunie Infrastruktur AG, являющейся 100-процентным аффилированным лицом компании Dutch N. V. Nederlandse Gasunie (в дальнейшем - «Gasunie»). Многонациональный состав акционеров и заинтересованность в проекте, простирающаяся за пределы самих компаний, стран происхождения и трассы трубопровода Nord Stream, подчеркивают европейский характер проекта. Штаб-квартира находится в Цуге, Швейцария.

(1) Решение № 1364/2006/EC Европейского парламента и Совета.

2.1.2 Акционеры проекта Nord Stream

Структура проекта Nord Stream обеспечивает эффективную и успешную реализацию проекта. Гарантией этого является надежность и опыт акционеров Nord Stream – «Газпром», Wintershall, E.ON Ruhrgas и Gasunie. Эти компании обладают многолетним опытом в области разведки месторождений, добычи, транспортировки и сбыта природного газа, который будут применять в ходе реализации проекта Nord Stream. Сведения об акционерах и необходимых для проекта областях специализации приводятся ниже.

«Газпром»

«Газпром» является крупнейшей в мире газодобывающей компанией. Его акции включены в котировальные списки Московской фондовой биржи, 50,002% компании принадлежит российскому государству. Немецкой энергетической компании E.ON Ruhrgas принадлежит 6,4% акций «Газпром». В 2006 г. в компании насчитывалось около 432 000 сотрудников, из которых большая часть (65%) работала на добыче природного газа.

Располагая 44 650 млрд куб.м. природного газа, Россия владеет 25,2% известных на сегодняшний день мировых запасов природного газа.⁽¹⁾ Таким образом, российские запасы природного газа являются крупнейшими в мире подтвержденными запасами, сосредоточенными на одной территории. На долю «Газпром» приходится 60% запасов природного газа России, что равно 15% подтвержденных мировых запасов природного газа. Объем природного газа, поставленного «Газпром» в 2006 г., составил 556 млрд. куб.м. «Газпром» также владеет крупнейшей в мире сетью трубопроводов для транспортировки природного газа общей протяженностью 155 000 км. Соответственно, «Газпром» обладает огромным опытом в вопросах эксплуатации сетей газопроводов. С учетом дочерних обществ «Газпром» отвечает за эксплуатацию 463 000 км российской трубопроводной и распределительной сети. Следовательно, «Газпром» обладает опытом и навыками как в сфере эксплуатации трубопроводов, так и в вопросах непрерывной оптимизации сети трубопроводов.

«Газпром» также активно занимается планированием и строительством трубопроводов для транспортировки природного газа. Помимо опыта строительства и эксплуатации сухопутных трубопроводов на материковой части России, Газпром обладает опытом строительства и эксплуатации морских трубопроводов, что особенно важно для проекта Nord Stream.

В 2005 г. состоялось официальное открытие трубопровода «Голубой поток», построенного в рамках совместного проекта «Газпром» и итальянской транснациональной

(1) Статистический обзор по мировой энергетики компании «ВР». Июнь 2008 г., стр. 22.

нефтегазовой компании ENI S.p.A., 30% акций которой находятся в государственной собственности. Этот трубопровод начинается в п. Изобильное (Россия) и заканчивается в Анкаре (Турция); участок, составляющий 386 км от его общей длины, проходит по дну Черного моря. Хотя морской участок трубопровода «Голубой поток» короче, чем у трубопровода Nord Stream, это не означает, что технические требования по этому проекту были не такими высокими. Максимальная глубина залегания трубопровода «Голубой поток» составляет 2 150 м, что во много раз больше максимальной глубины укладки трубопровода Nord Stream, самая глубокая точка которого соответствует примерно 210 м. Кроме того, высокая концентрация в Черном море сероводорода во многом усложняла процесс строительства и выбора материалов для трубопровода «Голубой поток». В ходе реализации этого и других проектов «Газпром» приобрел особый опыт в области строительства морских трубопроводов, который будет востребован при сооружении трубопровода Nord Stream, учитывая специфические обстоятельства и особенности окружающей среды Балтийского моря.

E.ON Ruhrgas

E.ON Ruhrgas AG (E.ON Ruhrgas) является 100-процентным дочерним обществом компании E.ON AG, отвечающим за газовый бизнес E.ON в Германии и Европе. В течение примерно 80 лет компания с головным офисом в Эссене является активным участником рынка отопительного газа и в течение примерно 45 лет - рынка природного газа. E.ON Ruhrgas - крупнейший в Германии поставщик природного газа и входит в число ведущих газовых компаний Европы. В 2006 г. численность сотрудников E.ON Ruhrgas составила около 12 700 человек, было поставлено 62 млрд куб.м. природного газа. Обладая опытом строительства и эксплуатации сетей трубопроводов большой протяженности, E.ON Ruhrgas располагает всеобъемлющими знаниями и навыками, необходимыми для проекта Nord Stream.

Этот необходимый для трубопровода Nord Stream опыт компания E.ON Ruhrgas приобрела, участвуя в строительстве важных европейских морских трубопроводов в Северном море, включая трубопровод Interconnector UK (IUK) (Великобритания) между Великобританией и Бельгией, трубопровод Balgzand-Bacton Line (BBL) между северной частью Нидерландов и Великобританией и морской трубопровод Seal от Элгина/Франклина в центральной части Северного моря до Бактона.

Wintershall

Компания Wintershall Holding AG (Wintershall) является 100-процентным дочерним обществом компании BASF SE. Более 75 лет компания Wintershall активно работает в различных регионах мира (на сегодня в Европе, Северной Африке, Южной Америке, России и Каспийском регионе), занимаясь разведкой месторождений и добывая нефти и природного газа. Более 60% добычи природного газа и нефти компании Wintershall

приходится на месторождения, оператором которых выступает сама компания. Работая по проекту добычи природного газа в голландских водах Северного моря, компания Wintershall приобрела большой опыт в области проектирования морских трубопроводов.

Торговля природным газом, которую компания Wintershall ведет через WINGAS GmbH & Co. KG (в дальнейшем – «WINGAS») со своим российским партнером «Газпром», является, наряду с разведкой и добычей, вторым направлением деятельности компании. WINGAS активно занимается газоснабжением с 1993 и поставляет природный газ коммунальным службам, региональным поставщикам газа, промышленным предприятиям и электростанциям в Германии и прочих регионах Европы через недавно построенную собственную сеть трубопроводов WINGAS TRANSPORT GmbH & Co. KG, протяженность которой составляет ныне более 2000 км. Она используется как компанией WINGAS, так и третьими сторонами. В 2006 г. WINGAS поставил своим клиентам 23 млрд куб.м. газа.

Nederlandse Gasunie

100% акций голландской компании N.V. Nederlandse Gasunie принадлежат Королевству Нидерланды. Головная контора компании находится в Гронингене. Gasunie обладает более чем 40-летним опытом строительства и эксплуатации трубопроводов для транспортировки природного газа. Компания специализируется на инфраструктурных проектах в области поставки природного газа; основными направлениями ее деятельности являются следующие: управление, эксплуатация и развитие национальных транспортных сетей, строительство и техническое обслуживание транспортной сети, участие в международных проектах. В 2006 г. в компании работало около 1480 сотрудников, было поставлено 96 млрд куб.м. природного газа.

Компания Gasunie руководила строительством трубопровода BBL, который был завершен в декабре 2006. Gasunie опосредованно владеет 60-процентной долей в этом проекте и компании-операторе BBL Company. Выступая в этом качестве, компания Gasunie отвечает в первую очередь за эксплуатацию и техническое обслуживание трубопровода BBL, 230 км которого проходят по дну Северного моря, соединяя Балгзанд и Бактон.

2.1.3 Краткий обзор сфер компетенции команды проекта Nord Stream



Рис. 2.1 Организационная структура компании Nord Stream AG

Помимо бывших сотрудников вышеупомянутых компаний-акционеров, в проекте Nord Stream задействованы опытные международные специалисты из 17 стран. Nord Stream также сотрудничает с ведущими европейскими консультантами из таких сфер, как охрана окружающей среды, технологии и финансы. Для выполнения отдельных работ по проекту отбор подрядчиков проводился в рамках международных тендеров.

Подрядный принцип ведения работ - еще одно подтверждение европейского характера проекта. Например, для проведения оценки воздействия на окружающую среду и получения соответствующих разрешений была выбрана датская компания Rambøll, а для инженерно-технического обеспечения - итальянская компания Snamprogetti. В области сертификации проекта ведение дел было поручено независимому фонду Det Norske Veritas (DNV) с головным офисом в Осло. Шведская компания Marin Mätteknik AB (MMT) проводит поиск боеприпасов вдоль предполагаемого маршрута трубопровода. Прочие экологические изыскания и полевые исследования проводятся хорошо известными международными компаниями, такими как служба геологических изысканий Швеции Geological Survey of Sweden, «ПитерГаз» (Россия), Финский институт морских исследований, DHI (Дания), Fugro OSAE (Германия) и Институтом прикладной экологии (Германия). Немецкая компания Europipe поставит 75% труб для первой линии

трубопровода, а российская «Объединенная металлургическая компания» («ОМК») поставит остальные 25%. Для проведения трубоукладочных работ было подписано письмо о намерениях с компанией Saipem, зарегистрированной в Лондоне.

2.1.4 Краткая характеристика проекта

Компания Nord Stream AG планирует сооружение нового трубопровода, состоящего из двух параллельных линий, для транспортировки природного газа через Балтийское море. Система трубопроводов общей протяженностью 1200 км, будет проходить от бухты Портовая в районе г. Выборг под Санкт-Петербургом в России до Лубмина в районе Грайфсвальда в Германии и, таким образом, соединит крупнейшие в мире месторождения природного газа в России с интегрированной европейской системой трубопроводов. Компания Nord Stream выступает как в роли руководителя, так и в роли оператора проекта.

Первая из двух ниток трубопровода Nord Stream должна быть завершена к концу 2011 г. Пропускная способность первой линии составит приблизительно 27,5 млрд куб.м. природного газа в год. Во второй фазе проекта пропускная способность будет удвоена за счет второй линии, которая будет проходить почти параллельно с первой, в результате чего совокупная пропускная способность увеличится до 55 млрд куб.м. природного газа в год. Вторую линию трубопровода планируется завершить в 2012 г.

Морской трубопровод Nord Stream будет транспортировать природный газ в Германию, откуда он будет поставляться в Данию, Нидерланды, Бельгию, Великобританию, Францию, Польшу, Чехию и другие страны.

2.2 История проекта

2.2.1 Цели и структура

В следующей главе описывается история проекта Nord Stream. Цель данной главы состоит не в том, чтобы представить хронологию многочисленных решений, принимавшихся на разных этапах проекта, а чтобы показать, какие изменения претерпевал проект прежде, чем предстать в том виде, в каком он существует на сегодняшний день. Таким образом, в этой главе должно быть представлено обоснование выбора существующего морского маршрута в свете соблюдения требований действующего национального и наднационального законодательства.

Глава построена в хронологическом порядке; структура характеристики каждого этапа будет, насколько это возможно, соответствовать основным экономическим принципам спроса и предложения, финансовых, основным тенденциям корпоративных стратегий компаний-акционеров, учитывать геополитический контекст, экологические особенности и технические разработки и их развитие с течением времени.

2.2.2 1980-1990 гг.: российско-европейские программы по запуску новых проектов поставок газа

Идея газопровода, поставляющего Западной Европе газ из Северной Европы, зародилась достаточно давно. На самом деле, такие планы возникли еще задолго до падения Берлинской стены в 1989 году. Цель нижеследующего раздела заключается в том, чтобы показать, как разрабатывались эти планы, и каким образом они привели к проекту Nord Stream.

Норвежские планы по поставкам газа и транзита через Швецию

В начале 1980-х годов, когда цены на нефть и газ все еще держались на высоком уровне, а в шведском обществе набирали обороты дебаты по поводу адекватной замены атомной энергии, был проведен анализ ряда альтернативных решений по транспортировке газа через Швецию. Наиболее амбициозным проектом стал Трансскандинавский проект по транспортировке газа из Баренцева моря через Швецию и, возможно, Данию в Германию, в котором компания Statoil выступала в качестве учредителя. Кроме того, были разработаны планы по транспортировке газа из района Халтенбанкен в Норвежском море через Швецию в Центральную Европу.

В последние годы возникли новые системы, например, морской проект Skanled, соединяющий Норвегию, Швецию и Данию с ответвлением в Польшу. Сухопутные решения, как, например, Скандинавское газовое кольцо, также рассматривались, но были отложены по рыночным и экологическим причинам, а также в связи с вопросами полномочий и налогообложения.

Поставки российского газа в Финляндию и Швецию через Балтийское море

В конце 1980-х годов шведская газовая компания Swedegas в сотрудничестве с финской компанией Neste занималась разработкой бизнес-плана по транспортировке российского газа в Швецию и Западную Финляндию. В 1989 и 1990 годах были проанализированы морские маршруты к северу и югу от Аланских островов и проведены морские изыскания. Основными причинами для отказа от этого проекта стали распад Советского Союза и экономический кризис в Швеции и Финляндии.

В 1986 году цены на нефть и газ упали после резкого подъема в конце 1970-х годов, когда ОПЕК снизила объемы добычи нефти, и последовавший за этим дефицит предложения привел к росту цен на нефть и газ. В это же время в Швеции наблюдалось активное лоббирование идеи отказа от использования природного газа. Эти проекты были реанимированы только в конце 1990-х годов после визита тогдашнего российского президента Бориса Ельцина в Швецию; только тогда были подготовлены технико-экономические обоснования.

2.2.3 1990-1995 гг.: строительство газопровода «Ямал»

Газопровод «Ямал» проходит от Западно-Сибирских газовых месторождений через Беларусь и Польшу к немецкой границе на земле Бранденбург. Недалеко от Франкфурта-на-Одере трубопровод соединяется с трубопроводной сетью Германии. При общей протяженности 1600 км от российского города Торжок и диаметре 56 дюймов (1420 мм) он ежегодно доставляет в Западную Европу 33 млрд куб.м. природного газа. Проект «Ямал-1» был начат из-за ожидаемых высоких темпов роста спроса на природный газ в Польше и Западной Европе. Кроме того, он имел целью техническую диверсификацию существующих тогда транспортных маршрутов российского газа. Созданный после распада Советского Союза, «Ямал» стал первой крупной трубопроводной схемой, реализованной основанной тогда компанией «Газпром». Его строительство началось в середине 1990-х годов с целью поставок газа в Польшу. В ходе строительства основными препятствиями оказались сложные переговоры с землевладельцами и фермерами в Польше и Беларуси, приведшие к значительным задержкам. Трубопровод эксплуатируется российско-польским совместным предприятием, созданным «Газпром», польской государственной нефтяной компанией Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG) и Gas-Trading S.A.; доли «Газпром» и PGNiG в совместном предприятии составили по 48%, а Gas-Trading S.A. - 4 %.

2.2.4 1995-2000 гг.: исследования North Transgas Oy (NTG) - рождение проекта Nord Stream

Проект NTG: Характеристика и акционеры

Цель компании North Transgas Oy, основанной в 1997 году, заключалась в том, чтобы провести тщательный анализ (1) поставок газа в страны Северной Европы и (2) возможностей использования стран Северной Европы в качестве транзитного региона при поставках в Западную и Центральную Европу. Брюссель считал необходимым в интересах Европы, чтобы Финляндия и Швеция, которые присоединились к ЕС в 1995 году, интегрировались в газотранспортную систему ЕС.

В то время проект NTG рассматривался в качестве эталонного анализа, так как он предусматривал очень амбициозное и подробное технико-экономическое обоснование с более значительным бюджетом (свыше 20 млн долл. США), чем у аналогичных европейских проектов. Акционерами NTG являлись «Газпром», Fortum Oil и компания Gas Oy, образовавшаяся в результате слияния Neste и IVO в 1998 году. Neste - это финская компания, активно участвовавшая в проектах по природному газу в странах Северной Европы в конце 1990-х годов. Компания Neste участвовала в исследованиях по Северо-Европейской газовой сети (NGG), а также в проектах, запущенных Советом министров Северо-Европейской стран, межправительственным форумом сотрудничества между Данией, Швецией, Финляндией, Норвегией и Исландией в целях интеграции газовых систем этих стран. Компания IVO (полное название Imatran Voima Oy) тогда являлась крупнейшим коммунальным предприятием Финляндии. Штаб-квартира NTG была расположена в Хельсинки, где проводилась большая часть практической работы по технико-экономическому обоснованию.

Технико-экономическое обоснование: Масштаб

Исследование NTG было проведено в 1998 году. Для определения одного или нескольких трубопроводных маршрутов было обследовано примерно 3 900 км дна Балтийского моря, Финского и Ботнического заливов. Для лабораторных исследований было взято более ста геологических образцов морского дна. Рассматривались три альтернативных маршрута с шестнадцатью местами берегового примыкания. Были исследованы маршруты газопровода как к востоку, так и к западу от островов Готланд и Борнхольм. Ниже представлены три основных сценария, включая варианты мест берегового примыкания:

- Сценарий 1: Через территории Финляндии и Швеции, включая морские участки к северу от Аландских островов
- Сценарий 2: Через территорию Финляндии. Ответвление в Швецию либо к северу от Аландских островов (альтернатива 2a), либо к северу от Готланда (альтернатива 2b)
- Сценарий 3: Полностью морской маршрут в Финляндию и Швецию через отводы на Ханко и Нюкёпинг соответственно

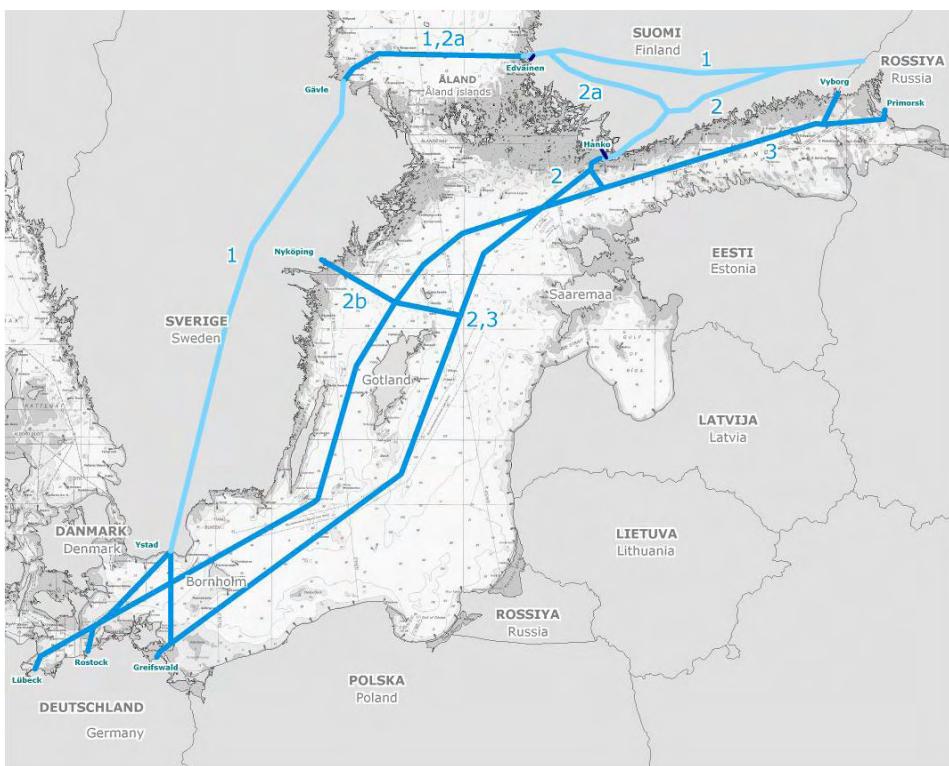


Рис. 2.2 Варианты маршрута, рассмотренные в технико-экономическом обосновании NTG в 1998 году

Все варианты маршрута предусматривали выход трубопровода на берег в районе Грайфсвальда в качестве базового сценария, хотя также были проанализированы и оценены альтернативные маршруты на Любек и Росток. Кроме того, был вариант с альтернативным пунктом берегового примыкания на острове Узедом (к востоку от Грайфсвальд-Бодден), но от него пришлось отказаться еще до того, как начались изыскания, из-за технических сложностей и того факта, что этот регион в тот момент активно использовался для туризма.

Поскольку страны Балтии и Польша не входили в масштаб проекта NTG, все варианты предусматривали соединение России с Финляндией, Швецией и Германией. Прогнозные объемы газа находились в интервале от 35,5 млрд куб.м. в год до 21,6 млрд куб.м. в год. Таким образом, две страны Северной Европы, присоединившиеся к ЕС в 1995 году, получали возможность полностью интегрироваться в газовую систему ЕС. На случай перебоев с поставками из России в рамках исследования рассматривалась возможность обратного потока газа из Германии в Скандинавию с использованием для поставок из Средиземноморья, Ближнего Востока и Северного моря диверсифицированных структур Германии.

Технико-экономическое обоснование: Результаты

После оценки маршрутов и разработки технико-экономического обоснования всех маршрутов в 1999 году в NTG пришли к заключению, что вариант маршрута 2b через Балтийское море является самым оптимальным. Этот маршрут состоит из сухопутного участка в Финляндии и морской ветки через Балтийское море в Германию. Финская сухопутная часть была заменена на следующем этапе проекта на полностью морское решение через Финский залив.

Результаты исследования так и не были реализованы на практике, поскольку Fortum Oil и Gas Oy изменили приоритеты, сосредоточившись на энергетическом секторе и создании новых атомных электростанций в Финляндии, а также на покупке шведских коммунальных предприятий. Таким образом, газопровод, соединяющий Северную Европу с Западной и Центральной Европой, был исключен из корпоративной стратегии Fortum. Вследствие этого «Газпром» и российское правительство переключили внимание на свой южный фланг. Для укрепления стратегического партнерства между двумя странами Россия и Турция в 1999 году подписали межправительственное соглашение о строительстве подводного трубопровода «Голубой поток» от российского побережья Черного моря до турецкого города Самсун. «Газпром» и Eni S.p.A. стали акционерами этого совместного предприятия, которое по плану должно транспортировать 16 млрд куб.м. природного газа в год в Турцию и далее в Южную и Юго-Восточную Европу.

2.2.5 Экскурс: Балтийское море – Предпочтительный вариант для нового европейского маршрута энергоснабжения

Анализ основных факторов, определяющих решения в отношении морских трубопроводов, подчеркивает выводы технико-экономического обоснования NTG. Это описывается в следующем кратком обзоре.

Экономические принципы

С точки зрения предложения, российское побережье Балтики с его географической близостью к различным российским газовым месторождениям, безусловно, является наиболее предпочтительной отправной точкой трубопровода. В краткосрочной и среднесрочной перспективе основными источниками поставок газа для проекта Nord Stream являются газовые месторождения полуострова Ямал и Южно-Русское газовое месторождение. С началом крупномасштабной добычи альтернативой им может стать Штокмановское морское газовое месторождение в Баренцевом море.

С точки зрения инвестора, решающим является размер целевого рынка проекта. Таким образом, если говорить о спросе, Западная Европа становится все более и более привлекательным рынком, так как ее собственные запасы газа истощаются, и необходимо

учитывать ограничения на выброс парниковых газов. Для обеспечения беспрепятственного подсоединения к хорошо развитой трубопроводной сети Германия рассматривалась как удобное место для поставок газа из-за пределов ЕС. Более того, прокладка трубопровода по суше через прибалтийские государства и Польшу с экономической точки зрения не являлась подходящим вариантом. Рыночный потенциал стран Западной Европы считался более перспективным. Этот же аргумент, а также низкая плотность населения и большие расстояния между потенциальными точками сбыта в городской местности, распространялся и на альтернативный сухопутный маршрут через Швецию или Финляндию.

Политические аспекты

В ходе анализа аргументация, построенная на размере рынка, была подкреплена политическими аспектами:

По результатам анализа разных вариантов маршрута в рамках технико-экономического обоснования NTG был выделен единственно возможный маршрут Россия-ЕС, соединяющий огромные запасы российского газа с более чем 300 миллионами жителей ЕС (по состоянию на 1998 г.) - значительным пулом потенциальных потребителей. По сравнению с наземным маршрутом через Польшу и Балтийские государства, правовое положение в странах ЕС было более предсказуемым и стабильным. Хотя инвестиционные проекты основываются на экономических решениях, политическая поддержка может стать важным фактором. В то время как кандидаты на присоединение к ЕС из стран Центральной и Восточной Европы стремились к тому, чтобы сократить свою зависимость от российского газа и диверсифицировать источники энергоснабжения, западноевропейские страны переживали рост спроса и были заинтересованы в обеспечении гарантированных поставок энергоресурсов.

Финансовые аспекты

Россия в конце 1990-х годов все еще была одной из стран-реципиентов Международного валютного фонда и, следовательно, не могла самостоятельно профинансировать проект такого масштаба. Таким образом, первоначальное обсуждение вариантов маршрутов, в том числе с наземными участками через Финляндию или Швецию, было частично обусловлено потребностями в финансировании. Альтернативные маршруты через бывшие советские сферы влияния не подходили из-за нехватки финансирования и других причин. Последующий экономический подъем России с увеличением темпов роста экономики, получением приемлемых для банков рейтингов и ростом мировых цен на энергоносители в конечном итоге позволил России напрямую проложить маршрут в Западную и Центральную Европу.

Предварительный анализ затрат

Для полноты экономической аргументации представляется необходимым провести сравнительный анализ затрат при наземном и морском решениях. Компания «Nord Stream AG» подготовила технико-экономическое обоснование, сравнивающее проекты сухопутных трубопроводов «Янтарь»⁽¹⁾ и Ямал-Европа с морским газопроводом Nord Stream. Для объективного сопоставления затрат необходимо рассматривать систему магистрального трубопровода, соединяющую месторождение с распределительными пунктами существующих трубопроводных сетей. Таким образом, исследование основывается на модели связывающей российские месторождения Ямбурга (Западно-Сибирские газовые месторождения) и Мурманска (Штокмановское месторождение) с распределительными пунктами в немецкой газовой трубопроводной системе «Achim» в земле Нижняя Саксония и «Olbernhau» в Саксонии. Кроме того, анализ должен проводиться с расчетом соответствующих транспортных мощностей. Следовательно, плановая пропускная способность трубопровода Nord Stream в размере 55 млрд куб.м. через две отдельных нитки трубопровода сравнивается с двумя трубопроводами «Янтарь», каждый из которых, как предполагалось, должен обладать пропускной способностью в 27,5 млрд куб.м., соответственно, до 55 млрд куб.м. Трубопровод Nord Stream также сравнивается с одним трубопроводом «Янтарь» и трубопроводом Ямал-Европа. И опять-таки предполагаемая мощность для каждого трубопровода составляет 27,5 млрд куб.м.

Общая мощность составляет 55 млрд. куб.м. Наконец, сравнительный анализ затрат должен учитывать эквивалентное проектное давление, которое обеспечивает транспортировку природного газа по морскому или наземному трубопроводу соответственно. Вышеприведенные допущения отражены в трех отобранных для анализа сценариях:

- Первый сценарий рассматривает трубопровод Nord Stream с двумя отдельными линиями плюс соединение российских источников поставок с немецкими распределительными пунктами
- Второй сценарий строится на модели двух трубопроводов «Янтарь», включая вышеупомянутые соединительные линии
- Третий сценарий - комбинация одного трубопровода «Янтарь» и одного трубопровода Ямал-Европа, включая вышеупомянутые соединительные линии

(1) Проект трубопровода для транспортировки природного газа под названием «Янтарь» предполагал подсоединение российских месторождений к газопроводу Ямал-Европа, проходящему через Латвию, Литву и Польшу.

Основные результаты состоят в том, что трубопровод Nord Stream короче, чем «Янтарь» или «Ямал-Европа», и в том, что требуемая мощность компрессоров значительно меньше для морского маршрута. Для меньшего количества компрессорных станций требуется меньше топливного газа, и, как следствие, эксплуатационные расходы сокращаются. Это означает, что исходя из текущей совокупной величины затрат преимущество находится на стороне трубопровода Nord Stream.

В расчеты стоимости заложены различные допущения. С учетом различий в рассматриваемых соединительных линиях от источников поставок к распределительными пунктам, предполагаемых бюджетах, диаметре труб, технических параметрах, таких как проектное давление и толщина стенок, другие модели расчетов показали более значительное преимущество по затратам у трубопровода Nord Stream по сравнению с трубопроводом «Янтарь» при допущении о том, что срок эксплуатации составит 25 лет. Согласно проектному жизненному циклу газопровода Nord Stream, его вывод из эксплуатации предполагается приблизительно через 50 лет. Таким образом, преимущество трубопровода Nord Stream по затратам является еще более значительным.

По сравнению с североевропейскими сухопутными альтернативами маршрут через Финляндию и Швецию более затратоемкий вследствие большей протяженности - 1400 км по суше против 1220 км по морю.

Экологические аспекты

С точки зрения воздействия на окружающую среду, Киотский протокол, подписанный в 1997 году, оказал серьезное влияние на энергетические сектора. Таким образом, переход от использования угля в Германии, Великобритании и в других европейских странах к природному газу будет способствовать сокращению выбросов углекислого газа, что соответствует договоренностям между сторонами договора, в частности, ЕС. Кроме того, при морском маршруте трубопровода через Балтийское море, выбросы углекислого газа будут значительно меньше, чем при наземных маршрутах через Восточную и Центральную Европу. Это обусловлено повышенной эффективностью, достигаемой за счет более высокого проектного давления.

В части устойчивости, поверхностный анализ потенциального воздействия на окружающую среду показал, что любое наземное решение приведет к более значительному воздействию на окружающую среду. Во-первых, это утверждение основано на необходимости рытья требуемых для сухопутных маршрутов траншей в коридоре 40 м, а также на различных темпах трубоукладки. Таким образом, если предположить, что за сутки прокладывают 2,5 - 3 км морских трубопроводов, то укладка труб сухопутных трубопроводов продвигается гораздо медленнее. Как следствие, воздействие на окружающую среду оказывается более интенсивным. Во-вторых,

географические условия различных вариантов маршрута определенно говорят в пользу морского решения. Наземные маршруты через страны Северной Европы, а также через балтийско-польский коридор должны проходить через сложные участки пересечения рек и озер и другие экологически уязвимые районы. Таким образом, первоначально предусмотренные наземные участки в Финляндии, длиной около 328 км (вариант 1, см. **Рис. 2.2**) и 391 км (вариант 2, см. **Рис. 2.2**) должны были бы пересекать реку Юмийоки. Рядом с Эдвейнен, одним из предполагаемых пунктов берегового примыкания, должно было быть пересечение экологически уязвимых зон. Один из возможных пунктов берегового примыкания к северу от Ханко привел бы к сложному прохождению залива Похьянпитяянлахти. В Швеции около 654 км наземного маршрута проходило бы через два крупных озера и экологически уязвимую зону, долину Фюледален. Более того, условия морского дна у финского города Ханко являются тяжелыми, что привело бы к значительному увеличению работ.

Наземные маршруты через Балтийские государства и Польшу также должны были пересекать различные экологически уязвимые участки. В северо-восточной части Польши расположено множество национальных парков, каждый из которых населен большим разнообразием птиц и животных. В этой связи следует упомянуть национальные парки Вигиерски, Биебрзанки и Наревянски. Кроме того, в районе недалеко от Калининграда и границы с Литвой расположено множество больших и малых озер и болот. Из них два крупнейших озера — это Снярды и Мамры, которые соединяются малыми реками, протоками и озерами. Туризм и отдых - важные источники доходов в местностях вокруг озер и национальных парков. И, наконец, район к югу от Калининградской границы отличается сочетанием сельскохозяйственных посадок и нетронутых лесов, болот, озер и рек.

Всеобъемлющий сравнительный анализ воздействия на окружающую среду потребует полной оценки возможных наземных маршрутов, что не входит в сферу компетенции Nord Stream и не было проведено участвующими государствами-членами ЕС. Как будет показано далее в этом разделе, выделение фондов ЕС на эту цель так и не было запрошено.⁽¹⁾

2.2.6 2001-2005 гг.: Газпром принимает ответственность - NTG переходит в Северо-Европейский газопровод

С 2001 по 2005 годы происходила передача дел от финской Fortum к российскому «Газпрому». «Газпром» расширил сотрудничество с немецкой газовой компанией Ruhrgas (которую позже поглотит E.ON AG, и компания будет переименована в E.ON Ruhrgas AG в 2004 году) и немецкой газодобывающей компанией Wintershall, дочерним обществом

(1) См. Главу 2.2.7.

BASF. После того как компании Fortum Oil and Gas Oy изменили свою бизнес-стратегию, Газпром в 2005 году купил у Fortum 50-процентную долю в NTG.

Ориентация на новые рынки и совершенствование технологий - Факты в пользу маршрута через Балтийское море

Проект изменил название на Северо-Европейский газопровод (СЕГ). Дания и Нидерланды стали рассматриваться как дополнительные целевые рынки. Из-за снижения добычи газа в Великобритании стало больше внимания уделяться британскому рынку газа, и была проведена оценка маршрута из России через Данию в Великобританию. Газовые компании Великобритании рассматривали, помимо российских, различные альтернативные варианты источников поставок, включая норвежские альтернативы и поставки СПГ. Ввиду географической близости отправной точки трубопровода к российским газовым месторождениям СЕГ позволил бы повысить степень диверсификации поставок газа для ЕС. С технологической точки зрения, были усовершенствованы технологии для трубопроводов большого диаметра, высокого давления и больших протяженностей в основном для целей транспортировки из Норвегии на материковую часть Европы и в Великобританию, а также и для транспортировок с Ближнего Востока. Строительство трубопровода «Голубой поток» на глубине до 2150 м также проложило дорогу для нового поколения технологически продвинутых морских проектов.

Для маршрута в Балтийском море предполагаемая пропускная способность составляла 19,2 млрд куб.м. газа в год, диаметр трубопровода - от 42 до 48 дюймов, проектное давление - соответственно 220 и 160 бар.

В итоге было принято решение построить трубопровод Langeled от норвежского морского месторождения Ormen Lange в Великобританию и проложить другие морские маршруты от Норвегии до британских берегов. Более того, обсуждались планы по разработке Штокмановского газового месторождения в качестве источника СПГ для неевропейских рынков. Чтобы диверсифицировать британские источники поставок, было принято решение о строительстве нового газопровода Balgzand Bacton Line (BBL) из Нидерландов в Великобританию почти по тому же маршруту, что и маршрут, анализировавшийся в рамках СЕГ. Таким образом, прямой газопровод из России в Великобританию не был необходим, так как трубопровод BBL мог быть использован для обслуживания этого рынка через Германию и Нидерланды. Кроме того, возможное использование промежуточных хранилищ в Германии рассматривалось как дополнительное преимущество.

Подводя итоги, можно сказать, что спонсоры трубопровода Норвегия-Великобритания Statoil и Hydro, а также основные силы, продвигавшие газопровод BBL, - голландская

энергетическая компания Gasunie и бельгийская газовая корпорация Fluxys косвенным образом значительно повлияли на сегодняшний статус газопровода Nord Stream.

Дальнейшее совершенствование и развитие процесса планирования

Был проведен ряд работ по оптимизации маршрута. В 2004 году с российской компанией «ПитерГаз», занимающейся инженерным и экологическим сопровождением проектов, был заключен контракт о возобновлении изысканий на участке в Балтийском море. Прежде всего, целью этого было проведение подробного анализа NTG и данных из открытых и коммерческих источников. Во-вторых, был определен предпочтительный коридор изысканий. Этот коридор стал основой для подробных геофизических изысканий в Балтийском море, проведенных в 2005 году. Исследование привело к согласованию маршрута для дальнейшей оценки и проектирования. Выбранная трасса была сочтена подходящей для разработки технической концепции и была определена как базовый сценарий для дальнейших работ по разработке.

Одновременно с этим в ходе концептуальной оценки маршрута были выявлены более широкие возможности для его оптимизации с целью дальнейшего уменьшения возможных последствий и рисков для окружающей среды. Впоследствии маршрут был пересмотрен. В 2006 году аппаратами с дистанционным управлением было проведено визуальное обследование в соответствии с новыми рекомендации по прокладке маршрута.

Обследованный маршрут с ответвлением в Швецию проходит от бухты Портовая у российского города Выборг в Ленинградской области к Лубмину у Грайфсвальда в Германии, земля Мекленбург-Передняя Померания, имея протяженность около 1200 км.

2.2.7 Возникновение проекта Nord Stream

Подписание контрактов, переезд в офисы

Договоренность о строительстве трубопровода была достигнута в сентябре 2005 года. Спустя два месяца в Цуге (Швейцария) была основана и зарегистрирована компания North European Gas Pipeline, акции которой изначально были распределены между «Газпром» (51%), E.ON Ruhrgas AG (24,5%) и BASF/Wintershall Holding AG (24,5%).⁽¹⁾ В октябре 2006 года компания была переименована в Nord Stream AG. Окончательное соглашение между акционерами о строительстве трубопровода Nord Stream из России в Германию через Балтийское море было подписано в июле 2007 года и не предусматривало ответвления в Швецию из-за отсутствия спроса на этом рынке. В июне 2008 года компания Gasunie Infrastruktur AG приобрела 4,5-процентные доли от каждого из двух немецких акционеров, в результате чего доля Gasunie составила 9%.

(1) Нынешнее распределение долей см. в Разделе 2.1.3.

Присоединение голландской компании гарантировало открытие газопровода BBL для транспортировки газа по трубопроводу Nord Stream в Великобританию.

Выбранный маршрут как свидетельство актуальности проекта

Соглашения предусматривали две линии трубопровода, обеспечивающих большую годовую мощность в 55 млрд куб.м. и большие возможности для проверок и обслуживания. Причиной увеличения мощности трубопровода было давление со стороны стран ЕС с целью снижения выбросов углекислого газа путем замены угля на природный газ. Обоснованность проекта в части предложения стала еще более очевидной после того, как была достигнута договоренность о совместной разработке Южно-Русского газового месторождения.

В части спроса проект стал еще более привлекательным, так как транспортные компании OPAL NEL TRANSPORT GmbH (ONTG) и E.ON Ruhrgas Anbindungsleitungs GmbH (ERNA) двух немецких акционеров E.ON и BASF будут отвечать за два сухопутных трубопровода большого диаметра в соответственно Ахим-Реден и на германо-чешской границе около Ольбернхау, соединяющие магистральный газопровод Nord Stream с европейскими газовыми системами. В результате газопровод может снабжать Данию, Нидерланды, Великобританию, Бельгию, Францию, Польшу, Чехию и другие страны. Значимость проекта для Европы нашла свое отражение в признании проекта Европейским парламентом и Европейским советом в качестве «проекта, отвечающего интересам Европы»⁽¹⁾ в рамках Трансъевропейской энергетической сети (TEN-E). По словам европейского комиссара по вопросам энергетики Андриса Пиебалгса, проекты газопроводов «Ямал II» и «Янтарь» в 2004 году были выбраны для разработки сравнительного технико-экономического обоснования, на которое Комиссия была намерена выделить около 1 миллиона евро.⁽²⁾ Поскольку никто не проявил заинтересованность в этом вопросе, технико-экономические обоснования подготовлены не были. Хотя для многих западноевропейских стран гарантированность поставок энергоресурсов приобретает все большее значение, Министерство экономики Польши в 2007 году выпустило распоряжение об отказе от дополнительного импорта российского газа в Польшу и об активизации строительства терминалов для СПГ. В отличие от этого, подход ЕС к Москве кажется простым: в сентябре 2008 года ЕС единогласным решением подтвердил свое намерение поддерживать тесные экономические отношения с Россией.

Размещение главного офиса проекта Nord Stream в финансовом центре оказалось дальновидным решением. После того как зимой 2007/2008 лопнул мыльный пузырь рынка недвижимости в Соединенных Штатах, проектное финансирование усложнилось.

(1) Европарламент: Решение № 1364/2006/EC от 6 сентября 2006 года.

(2) Общественные слушания 29 января 2008 года.

2.2.8 Перспективы

В настоящее время Nord Stream обращается за получением разрешений к различным государственным органам Германии, Дании, Швеции, Финляндии и России. Помимо соблюдения национальных требований, Nord Stream, который в проектировании трубопровода использует передовые и проверенные практикой инженерные, строительные и эксплуатационные технологии, будет отвечать высоким стандартам, установленным международными правительственные организациями. В рамках этого проекта было взято обязательство выполнять положения Конвенции по оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте, документа Европейской Экономической Комиссии (ЕЭК ООН). Проект также будет следовать Принципам Экватора - глобальной системе экологических и социальных требований для урегулирования вопросов проектного финансирования, которые основываются на экологических и социальных стандартах организаций Группы Всемирного банка - Международного банка реконструкции и развития (МБРР) и Международной финансовой корпорации (МФК). Проект Nord Stream, являясь воплощением успешно трансформированной дальновидной идеи еще 1980-х годов, представляет собой необходимый ключевой фактор обеспечения стабильности европейских газовых поставок.

2.3 Обоснование проекта Nord Stream: Обеспечение стабильности поставок энергоресурсов в Европе

2.3.1 Новый потенциал импорта природного газа как средство удовлетворения растущего спроса ЕС на природный газ

Импорт будет составлять значительную долю в общем объеме потребления ЕС

На фоне снижения объемов добычи и собственных резервов ЕС ожидается, что спроса на природный газ в Европейском союзе (ЕС) будет продолжать расти⁽¹⁾. Как следствие, импорт будет составлять большую долю в общем объеме потребления ЕС. Ожидается, что потребность в импорте природного газа вырастет с 314 млрд куб.м. (что составляет 58% спроса за 2005 год) до 509 млрд куб.м. в год (что составляет 81% спроса в 2025 году)⁽²⁾. Новые маршруты импорта необходимы для предотвращения критической нехватки импорта природного газа.

(1) Сокращение «ЕС» относится к 27 государствам-членам Европейского союза.

(2) По данным Европейской комиссии. 2007 г. Энергетика и транспорт Европы – динамика до 2030 года. Обновлено в 2007 г., стр. 96. Значения действительны при режиме 10,3 киловатт/часов на м³ при 20 градусах Цельсия. Источник исходит из допущения о том, что динамика цен на нефть будет соответствовать консервативному сценарию. Эти и последующие значения округлены.

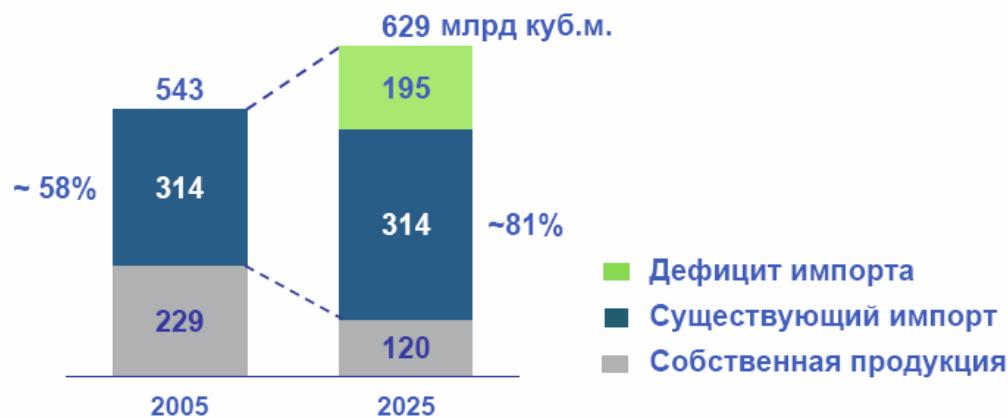


Рис. 2.3 Прогноз спроса и предложения в ЕС. (Эта схема основана на допущении, что действующие контракты на поставку будут возобновлены)

Следующий раздел

- Показывает, почему прогнозируется дальнейший рост спроса на природный газ для ЕС
- Подчеркивает прогнозируемое снижение запасов и отдачи месторождений в странах ЕС
- Детально анализирует прогнозируемое увеличение потребности в импорте газа в ЕС

Рост спроса на природный газ в ЕС

В настоящее время природный газ составляет одну четвертую часть потребления первичной энергии, занимая значительную долю энергопотребления в ЕС. Более того, спрос на природный газ будет расти ежегодно в среднем на 0,74%: с 543 млрд куб.м. в 2005 году до 629 млрд куб.м. в 2025 году⁽¹⁾. За этот 20-летний период доля природного газа в первичных энергоносителях, как ожидается, возрастет с 25% до 26%⁽²⁾, а доля нефти, угля и атомной энергии снизится. Доля возобновляемых источников энергии увеличится по прогнозам с 7% до 11%.⁽²⁾

(1) По данным Европейской комиссии. 2007 г. Энергетика и транспорт Европы – динамика до 2030 года. Обновлено в 2007 г., стр. 96

(2) По данным Европейской комиссии. 2007 г. Энергетика и транспорт Европы – динамика до 2030 года. Обновлено в 2007 г., стр. 96



**Рис. 2.4 Ожидаемые тенденции структуры первичных энергоносителей ЕС с 2005 до 2025 года. По данным Европейской комиссии. 2007 г.
Энергетика и транспорт Европы, обновление 2007 г., стр. 96**

С точки зрения суммарных объемов дополнительный спрос на природный газ будет прежде всего исходить от Великобритании, Италии, Германии, Польши и Испании⁽¹⁾, что отражает, наряду с другими факторами, постепенную замену нефти и угля в производстве электроэнергии⁽²⁾.

Потребление природного газа домохозяйствами также неуклонно растет. В Германии, Франции, Бельгии, Великобритании, Нидерландах и Италии домашние хозяйства составляют первый или второй по величине сегмент потребителей природного газа.⁽³⁾ В Директиве Совета ЕС 2004/67/ЕС от 26 апреля 2004 года в отношении мер для обеспечения стабильности поставок природного газа сказано: «Ввиду роста рынка природного газа в Сообществе представляется важным обеспечить надежность газоснабжения, в особенности для бытовых потребителей».⁽⁴⁾

Экологическая совместимость является еще одним фактором, способствующим росту спроса на природный газ в ЕС. Газ имеет явное преимущество перед другими ископаемыми источниками энергии в качестве основного источника энергии: благодаря высокому соотношению водорода и углерода и экологически чистому процессу сжигания природный газ, по сравнению с углем или нефтью, дает на 30% - 50% меньше загрязнений и парниковых газов, что значительно способствует развитию экологически

-
- (3) По данным Европейской комиссии. 2007 г. Энергетика и транспорт Европы – динамика до 2030 года,. Обновление 2007 г., разные страницы.
 - (4) Комиссия Европейского Союза: Зеленая книга – «О европейской стратегии обеспечения гарантированного энергоснабжения», 2001 г., стр. 42.
 - (5) По данным Европейской комиссии. 2007 г. Энергетика и транспорт Европы – динамика до 2030 года,. Обновление 2007 г.
 - (6) Директива Совета ЕС 2004/67/ЕС от 26 апреля 2004 года.

чистого энергоснабжения.⁽¹⁾ Дальнейшее увеличение спроса на природный газ ожидается, в частности, на фоне решения Европейского совета в марте 2007 года о сокращении выбросов парниковых газов на 20% к 2020 году⁽²⁾

Прогнозируется увеличение использования возобновляемых источников энергии для удовлетворения спроса ЕС на первичную энергию, но этого недостаточно для покрытия прогнозируемого дефицита газа в ЕС. Хотя значимость возобновляемых источников энергии будет расти, их доля в первичных энергоресурсах ЕС возрастет по прогнозам только на 10% к 2020 году и на 12% к 2030 году.⁽³⁾ Следовательно, природный газ сам по себе не может быть заменен консолидированным использованием альтернативных источников первичной энергии ни к 2030 году, ни в последующие годы.

Снижение собственных запасов природного газа ЕС

На фоне роста спроса на природный газ собственные ресурсы ЕС уменьшаются. Текущие доказанные запасы природного газа ЕС (около 2 800 млрд куб.м.)⁽⁴⁾ являются относительно низкими по сравнению с прогнозируемой годовой потребностью в 629 млрд куб.м. в 2025 году. При 1 250 млрд куб.м. Нидерланды обладают крупнейшими доказанными запасами в ЕС. Великобритания, вклад которой в добывчу газа в Евросоюзе на сегодняшний день составляет 16% от общего количества, имеет лишь 410 млрд куб.м.⁽⁵⁾ Стоит ли говорить, что новые источники природного газа приветствуются в ЕС.⁽⁶⁾

Как следствие, самодостаточность ЕС будет и далее сокращаться. В настоящее время добыча природного газа в ЕС покрывает примерно 42% спроса,⁽⁷⁾ при этом объемы добычи за счет имеющихся запасов природного газа снизится в ЕС примерно с 229 млрд куб.м. в год в 2005 г. до 120 млрд куб.м. в год в 2025 г.⁽⁸⁾

(1) http://www.umwelt.niedersachsen.de/master/C24188911_N23067576_L20_D0_I598.html (по состоянию на 26 октября 2007 г.).

(2) http://ec.europa.eu/environment/etap/agenda_en.htm#4 (по состоянию на 19 октября 2007 г.).

(3) Европейская комиссия. 2007 г. Энергетика и транспорт Европы – динамика до 2030 года. Обновлено в 2007 г., стр. 96.

(4) BP AG: Статистический обзор мировой энергетики. Июнь 2007 г, стр. 22.

(5) BP AG: Статистический обзор мировой энергетики. Июнь 2007 г, стр. 22.

(6) Европейская комиссия. 2007 г. Энергетика и транспорт Европы – динамика до 2030 года. Обновлено в 2007 г., стр. 74.

(7) По данным Европейской комиссии. 2007 г. Энергетика и транспорт Европы – динамика до 2030 года. Обновлено в 2007 г., стр. 96.

(8) По данным Европейской комиссии. 2007 г. Энергетика и транспорт Европы – динамика до 2030 года. Обновлено в 2007 г., стр. 96.

С учетом сокращения объемов добычи и роста спроса в ближайшие десятилетия Совет ЕС видит необходимость задействовать «значительные дополнительные объемы газа»⁽¹⁾. Новые источники импорта природного газа необходимы для того, чтобы компенсировать возникающий дефицит природного газа в ЕС.

Потребность в новых возможностях импорта природного газа в ЕС

В результате снижения в ЕС отдачи от собственных месторождений и запасов в сочетании с ростом спроса на природный газ потребности в импорте природного газа, по прогнозам, возрастут с 314 млрд куб.м. в год в 2005 году до 509 млрд куб.м. в год в 2025 году. Поэтому для предотвращения критической нехватки импорта природного газа необходимы новые источники импорта.

В настоящее время Европа получает природный газ в основном из трех источников: наибольшая доля приходится на Россию, далее следуют Норвегия и Алжир⁽²⁾. Размеры запасов, а также географическая близость к ЕС и надежность поставок в долгосрочной перспективе станут важными факторами при выборе будущих источников импорта. Россия отвечает всем этим требованиям.

2.3.2 Стратегическое значение России как поставщика природного газа

Три фактора определяют наличие у России возможностей внести существенный вклад в стабильность будущих поставок в ЕС: (а) Россия обладает крупнейшими подтвержденными запасами природного газа в мире, (б) географически близка к ЕС, и (в) может обеспечить стабильные поставки природного газа потребителям в ЕС на протяжении более 35 лет.

(а) Россия располагает крупнейшими в мире подтвержденными запасами природного газа

В настоящее время объемы импорта природного газа из стран-производителей будут смещены в пользу регионов с долгосрочными ресурсами. Таким образом, размеры запасов будут важным фактором при выборе будущих источников импорта. Разведанные мировые запасы газа находятся в трех основных регионах:

(1) Директива Совета ЕС 2004/67/EC от 26 апреля 2004 года.

(2) Статистические издания Евростата: Gas and Electricity Market Statistics, издание 2007 г., стр.56.

- Европа и Евразия: около 33,5% (Россия: 25,2%; Норвегия: 1.7%)
- Ближний Восток: 41,3% (Иран: 15,7%, Катар: 14.4%)
- Африка: 8,2% (Нигерия: 3,0%, Алжир: 2.5%)¹

Оставшиеся 17% от общего объема мировых запасов распределены в небольших объемах в различных регионах.

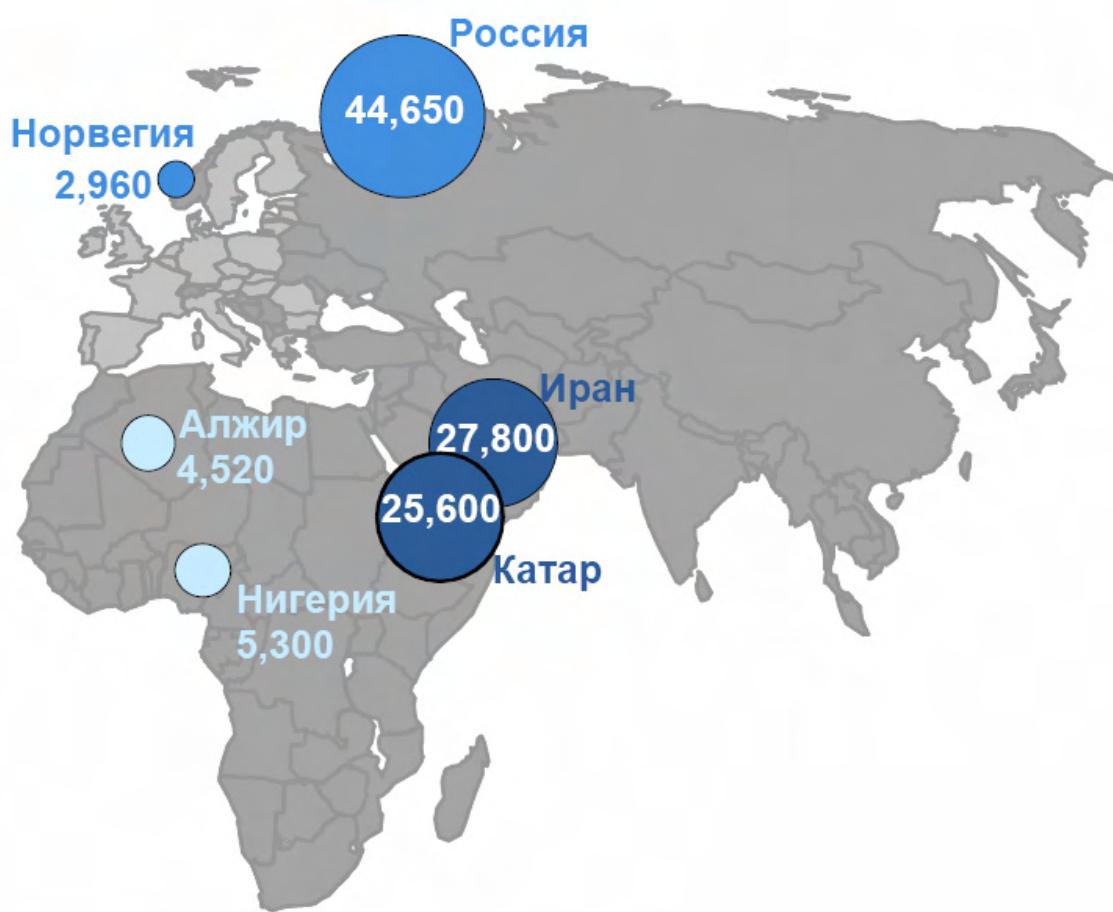


Рис. 2.5 Обзор подтвержденных запасов природного газа: Россия, Норвегия, Иран, Катар, Нигерия, Алжир. По данным BP: Статистический обзор мировой энергетики. Июнь 2007 г

В каждом из трех упомянутых регионов у ЕС имеются основные соглашения о поставках с тремя странами, которые располагают либо наибольшими, либо вторыми по величине

(1) BP AG: Статистический обзор мировой энергетики. Июнь 2007 г., стр. 22. В этом источнике также см. подробное описание регионов.

запасами газа – это Алжир, Катар, Норвегия и Россия. ЕС не имеет соглашений о поставках с Ираном.

Алжир в настоящее время обладает 4 520 млрд куб.м. природного газа⁽¹⁾ и расположен близко от средиземноморских стран Европы. Есть планы по повышению текущего экспорта с 65 млрд куб.м. в год до уровня в 115 млрд куб.м. в год в 2015 г.⁽²⁾

Катар располагает 25 600 млрд куб.м. запасов природного газа и занимает третье место по объему запасов природного газа в мире после России и Ирана⁽³⁾. Экспорт осуществляется в основном в форме СПГ, что обусловлено большой удаленностью рынков сбыта. Нынешние усилия по увеличению экспорта СПГ Катара направлены в основном на японский и южнокорейский рынки. Экспорт в ЕС в небольших объемах начался в 2000 году; разрабатывается несколько проектов по увеличению экспорта сжиженного природного газа на североамериканский и европейский рынки. Однако в декабре 2006 года объемы, изначально предназначавшиеся североамериканскому покупателю, были поставлены клиенту в Тихоокеанском регионе⁽⁴⁾, что подчеркивает гибкость географии поставок СПГ. Однако в настоящее время в соответствии с официальным мораторием любые дальнейшие проекты по добыче природного газа закрыты. Поэтому в кратко- или среднесрочной перспективе существует некоторая неопределенность в отношении наращивания объемов добычи катарского СПГ.

Располагая 2 960 млрд куб.м. запасов Норвегия⁽⁵⁾ и в будущем будет играть важную роль в поставках природного газа в ЕС в кратко- и среднесрочной перспективе. Вместе с тем экспорт газа из Норвегии, как ожидается, дойдет до пиковых значений в 150 млрд куб.м. в год в 2020 г. К 2025 году экспорт природного газа из Норвегии составит лишь 120 млрд куб.м. в год.⁽⁶⁾ Это соответствует 19% потребности в поставках природного газа ЕС в 2025 году.

Имея запасы природного газа в размере 44 650 млрд куб.м., Россия владеет 25,2% доказанных мировых запасов.⁽⁷⁾ Их географическая концентрация также способствует развитию: 90% текущей российской добычи сосредоточено в Западной Сибири. В будущем добыча увеличится, в частности, за счет Штокмановского морского

(1) ВР: Статистический обзор мировой энергетики. Июнь 2008 г., стр. 22.

(2) <http://algerien.ahk.de/index.php?id=landesinfos>, по состоянию на 4 августа, 2008 г.

(3) ВР: Статистический обзор мировой энергетики. Июнь 2008 г., стр. 22.

(4) Управление по информации в области энергетики: International Energy Outlook 2007 г., стр. 41-42.

(5) ВР: Статистический обзор мировой энергетики. Июнь 2008 г., стр.22; примечание: Норвежские запасы природного газа не входят в объем запасов ЕС.

(6) Министерство экономики Германии: «Monitoring-Bericht des BMWi nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas», стр.17.

(7) ВР: Статистический обзор мировой энергетики. Июнь 2008 г., стр. 22.

месторождения в Баренцевом море и некоторых морских месторождений в Карском море. Штокмановское месторождение имеет 3 700 млрд куб.м. подтвержденных запасов природного газа, сконцентрированных в одном месте, и имеет большое преимущество расположения рядом с ЕС.

Потенциал роста экспорта газа из Норвегии, Алжира и Катара, является недостаточным для покрытия средне- и долгосрочного роста потребностей в импорте в странах ЕС. Возможная нехватка повышает значимость создания дополнительных транспортных мощностей большого объема из России в ЕС.

(б) Географическая близость России к ЕС

Разные страны ЕС пользуются разными источниками импортируемого природного газа, при этом ключевым фактором выступает географическая близость. Такие страны как Германия, Франция, Бельгия и Великобритания получают природный газ в основном из России и Норвегии, а большая часть итальянского и испанского импорта природного газа поступает из Алжира. Географическая близость станет важным фактором при выборе будущих источников импорта. Помимо своих не имеющих аналогов ресурсов, Россия располагает преимуществом географической близости к европейскому рынку. Штокмановское месторождение внесет большой вклад в обеспечение стабильных поставок природного газа в ЕС в будущем.

(в) Россия имеет долгосрочные и надежные экспортные отношения по поставкам природного газа потребителям в ЕС

Сотрудничество в области поставок газа, основанное на взаимной заинтересованности, существует между ЕС и Россией более тридцати пяти лет. Компании стран ЕС покупают около 80% объемов российского экспорта природного газа.⁽¹⁾ Российские запасы имеют также большое значение для будущей энергетической обеспеченности ЕС. Нефтегазовая промышленность представляет собой один из основных секторов российской экономики, и на ее долю приходится две трети экспортных поступлений в 2007 году. Доходы от экспорта газа имеют решающее значение для государственного бюджета России. Европейская комиссия подчеркивает очевидную взаимозависимость между ЕС и Россией в части энергетического партнерства и выгод для России, получающей более широкий доступ к рынку природного газа ЕС.⁽²⁾

Компании-экспортеры стремятся освоить дополнительные объемы природного газа. Российская энергетическая компания «Газпром» уже согласовала договор на продажу различным потребителям дополнительных 21 млрд куб.м. природного газа в год с

(1) Расчеты произведены на основе Статистического обзора мировой энергетики ВР. Июнь 2008 г., стр. 30.

(2) Комиссия Европейского совета. Октябрь 2006 г. Международные отношения в области энергоснабжения: принципы и мероприятия.

поставкой по газопроводу Nord Stream. Эти контракты показывают, что намерениям «Газпрома» в части экспорта по новому маршруту соответствуют долгосрочным тенденциям роста спроса на природный газ по прогнозам европейских энергетических компаний. Система трубопроводов Nord Stream является, таким образом, приоритетным проектом как для производителя - компании «Газпром», так и для европейских потребителей.

Несмотря на существующее проверенное практикой сотрудничество между экспортирующими компаниями в России и покупателями в ЕС, быстрая поставка российского природного газа на европейский рынок также имеет важное значение с учетом усиливающейся конкуренции между потребителями природного газа. Подробнее об этом в следующих пунктах.

2.3.3 Важность скорейшего привлечения российских запасов природного газа на европейский рынок в связи с ростом спроса на природный газ в Азии

Географическая близость российских месторождений газа на севере Тюменской области к Китаю сопоставима с географической близостью к ЕС. Учитывая растущее конкурентное давление в вопросах доступа к природному газу, стратегическая сохранность источников в России становится все более актуальной проблемой для ЕС. В первую очередь это связано с ростом спроса на природный газ в странах Азии.⁽¹⁾ Спрос на природный газ в период между 2004 и 2030 годами будет возрастать на 5,1% в год в Китае и 4,2% в год в Индии по сравнению с ростом в 3,4% и 3,0% в год для нефти и 2,8% и 3,3% в год для угля.⁽²⁾ Потребление в Азиатско-Тихоокеанском регионе в настоящее время составляет 439 млрд куб.м. в год, что составляет около 81% от уровня ЕС.

Китай является одним из крупнейших и быстро растущих рынков природного газа в регионе. С учетом ожидаемого увеличения спроса Китай, вероятно, будет демонстрировать повышенный интерес к экспорту российского природного газа. Географическая близость Китая к российским месторождениям газа будет способствовать транспортировке газа из России в Китай.

(1) Федеральное Министерство экономики и труда: Развитие энергетических рынков к 2030 г., 2005 г., стр. 18.

(2) Международное агентство по энергетике: World Energy Outlook 2006, стр. 86, 112, 127.

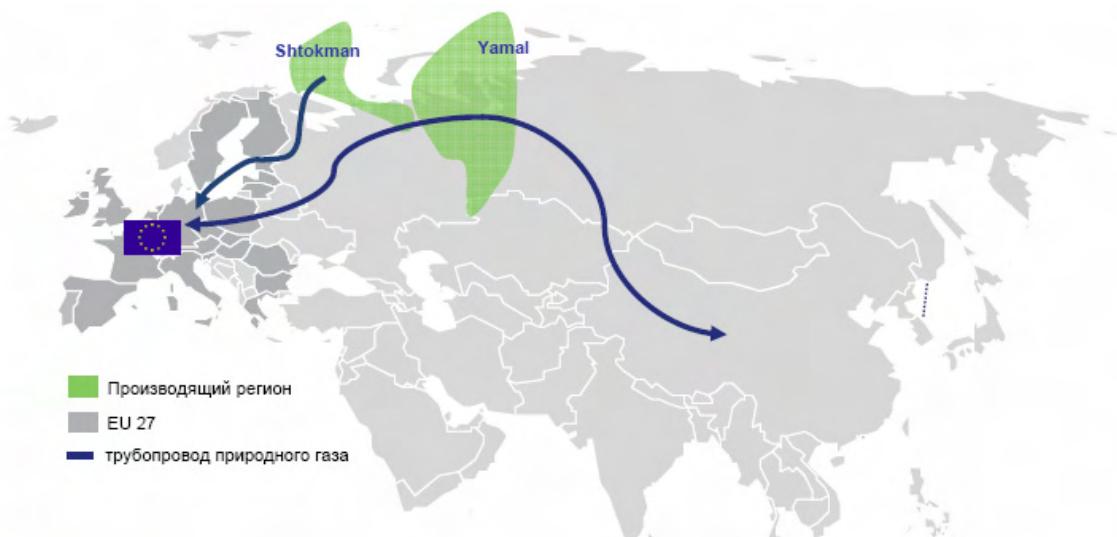


Рис. 2.6 Имеющиеся запасы газа в России и строительство трубопроводной сети для Китая

По мере развития торговых отношений между Россией и Азией в области энергетики ЕС рискует занять второе место в качестве покупателя российского газа из Тюменской области. Таким образом, скорейшее стратегическое привлечение России на европейский рынок приобретает в связи с этим важное значение в обеспечении поставок природного газа в ЕС в долгосрочной перспективе. Крупные инвестиционные вложения компании «Газпром» в трубопровод Nord Stream подчеркивают заинтересованность ведущего мирового производителя природного газа в долгосрочных отношениях с Евросоюзом. Это является значительным преимуществом ЕС в контексте усиливающейся конкурентной борьбы за природный газ в качестве энергетического ресурса.

Установление прямых связей между российскими запасами газа и рынком ЕС приобретает неотложный характер. Поэтому Европейская комиссия поддерживает проекты, направленные на своевременное расширение газовой инфраструктуры в ЕС для экспорта из третьих стран через маршруты Трансъевропейской энергетической сети (TEN-E). Газопровод Nord Stream сможет удовлетворить значительную часть потребности ЕС в дополнительных транспортных мощностях и, следовательно, имеет очень большое значение для ЕС в области стабильности поставок газа. 6 сентября 2006 года Европейский парламент и Совет признали газопровод Nord Stream в качестве «Проекта, отвечающего интересам Европы»⁽¹⁾ и приоритетного проекта.

(1) Европарламент: Решение № 1364/2006/ЕС от 6 сентября 2006 года.

2.3.4 Газопровод Nord Stream как важнейший элемент трансъевропейской энергетической сети

Газопровод Nord Stream в контексте программы «Маршруты приоритетных проектов» трансъевропейской энергетической сети

Реализация решений по трансъевропейским энергетическим сетям предполагает повышение степени интеграции и развития энергетической транспортной инфраструктуры за счет дальнейшего улучшения связи, взаимодействия и развития транспортных мощностей для природного газа. Эта программа Европейской Комиссии определяет для целей расширения или восстановления приоритетные направления маршрутов транспортировки природного газа в ЕС из третьих стран, а также ставит перед собой цель повысить эффективность энергетических рынков ЕС.⁽¹⁾ ЕС поддерживает проекты, которые соответствуют программе «Маршруты приоритетных проектов». 6 сентября 2006 г., в ЕС были определены шесть маршрутов приоритетных проектов (NG1 - NG6).⁽²⁾

(1) Комиссия Европейского Союза: Трансъевропейские энергетические сети: Приоритетные проекты TEN-E.

(2) Европарламент: Решение № 1364/2006/ЕС от 6 сентября 2006 года.

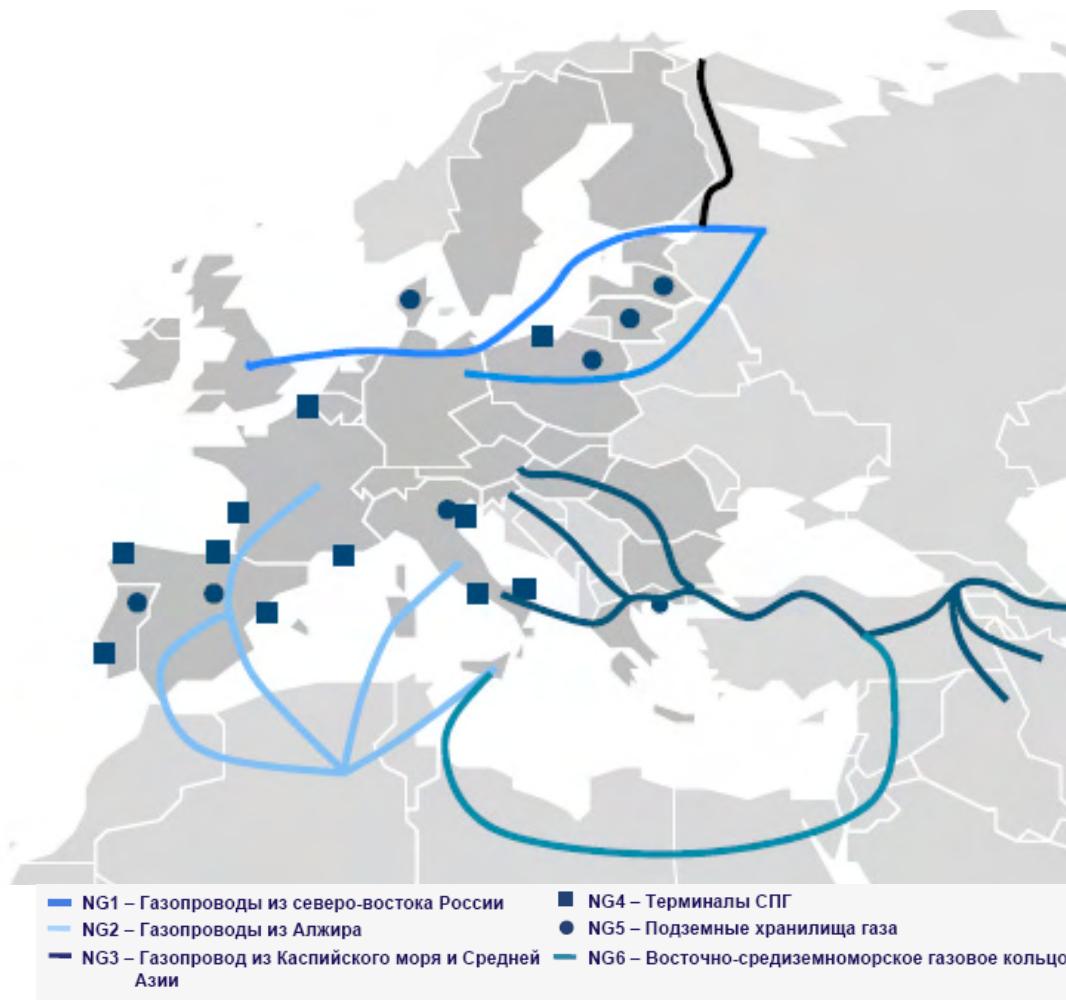


Рис. 2.7 Трансъевропейские сети: приоритетные проекты транспортировки природного газа, по данным Европейской комиссии

Маршрут **NG1** охватывает коридор из России в Великобританию через север континентальной Европы (включая Германию, Нидерланды и Данию) для создания нового маршрута для импорта российского природного газа. Этот маршрут направлен на соединение российских газовых месторождений в Западной Сибири в целом, в частности, Штокмановского месторождения, с ЕС. **Газопровод Nord Stream, как основа этого коридора, будет служить реализации этой цели.** Эффективность внутреннего газового рынка ЕС также должна быть повышена за счет расширения транспортных возможностей между континентальной Европой и Великобританией.

Сеть трубопроводов, соединяющих Алжир с Европой, должна быть создана в соответствии с маршрутом **NG2**. Она включает несколько трасс, ведущих в Испанию и в Италию. Оттуда предполагается провести подсоединение к Франции.

На маршруте **NG3** планируется соединение газовых ресурсов Средней Азии и Каспийского региона с Евросоюзом с использованием нового трубопровода Nabucco (через Турцию, Болгарию, Венгрию и Австрию).

Цель проекта **NG4** заключается в создании дополнительных регазификационных терминалов для сжиженного природного газа (СПГ) в Бельгии, Франции, Испании, Португалии и Италии. Прежде всего за счет создания гибкой системы морских перевозок, эти проекты направлены на стимулирование конкуренции между странами - экспортёрами природного газа с целью создания дополнительных возможностей для импорта и диверсификации источников импорта природного газа. Однако уже сегодня мировой рынок сжиженного природного газа характеризуется сильной конкуренцией между странами-импортёрами в Европе, Соединенных Штатах и на Дальнем Востоке.

Цель проекта **NG5** заключается в увеличении возможностей газохранилищ, прежде всего посредством создания подземных газохранилищ (например, выработанные месторождения природного газа, соляные пещеры).

Маршрут NG6 направлен на расширение возможностей трубопроводов из Ливии, Египта, Иордании, Сирии и Турции в государства-члены ЕС и в Средиземноморский регион: создание газового кольца восточного Средиземноморья.

Газопровод Nord Stream в контексте различных проектов, реализованных для трансъевропейской энергетической сети

В соответствии с приоритетными маршрутами Европейской комиссии должны быть реализованы различные новые инфраструктурные проекты по импорту природного газа. Газопровод Nord Stream определен как один из инфраструктурных проектов TEN-E и крупнейший самостоятельный проект по созданию новых возможностей импорта в ЕС.

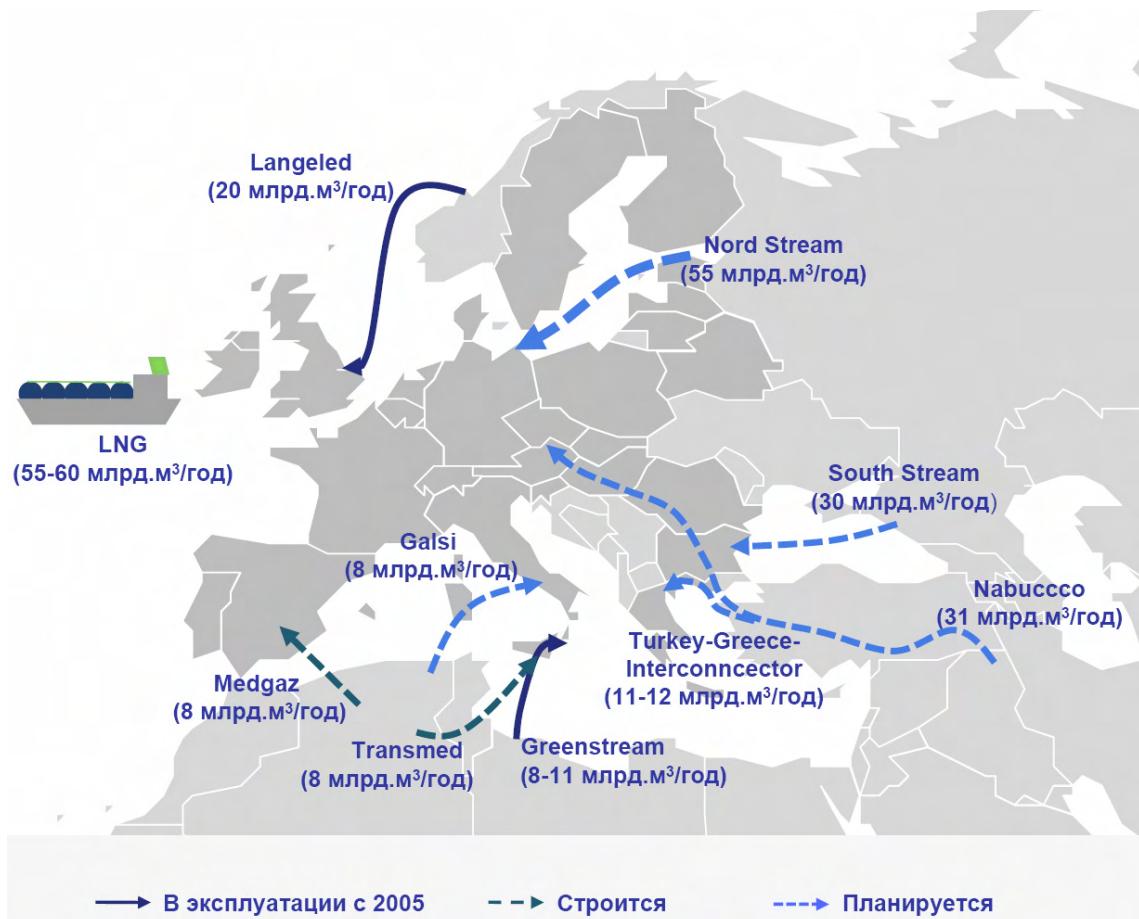


Рис. 2.8 Трансъевропейские сети: приоритетные проекты транспортировки природного газа

Газопровод Langeled, который идет от терминалов Нюхамна в Норвегии в Илингтон в Англии, является одним из стратегических инфраструктурных проектов. В сочетании с разработкой норвежского месторождения Ormen Lange этот трубопровод, официально открытый в 2006 году, обеспечивает импорта ЕС в объеме примерно 20 млрд куб.м. в год.

Расширение трубопроводного сообщения между Северной Африкой и Италией или Испанией ставит целью увеличить ежегодные объемы импорта ЕС до 42 млрд куб.м. в год, начиная с 2015 г (GME, MEDGAZ, GALSI, Transmed, ответвление трубопровода «Зеленый поток»). Газопровод Nabucco планируется в качестве маршрута для импорта природного газа из Каспийского региона с потенциалом 20-30 млрд куб.м. в год, самое раннее начиная с 2011 г.

Дополнительные мощности СПГ запланированы в общем объеме 66 млрд куб.м. в год, с увеличением объемов к 2015 году до 180 млрд куб.м. в год. Тем не менее, большинство

из перечисленных проектов все еще находятся на ранней стадии планирования и их реализация в некоторых случаях носит неопределенный характер.

Все трубопроводные проекты TEN-E, как планируемые, так и находящиеся в стадии строительства, в том числе и Nord Stream, увеличат импортный потенциал ЕС на 140 млрд куб.м.. Это покрывает более 70% дополнительных потребностей в импорте газа в ЕС в 2025 году. Система газопровода Nord Stream с проектной пропускной способностью 55 млрд куб.м. в год призвана удовлетворить более 25% дополнительных потребностей в импорте газа в ЕС и, следовательно, вносит значительный вклад в обеспечение стабильности газоснабжения ЕС. Как подчеркнул комиссар ЕС в области энергетики Андрис Пиебалгс, Nord Stream следует рассматривать как дополнение к другим проектам, не конкурирующим с ним, которые также необходимо будет завершить.⁽¹⁾ Помимо значимости с точки зрения поставляемых объемов, выбранный для трубопровода Nord Stream маршрут будет значительно способствовать «диверсификации источников природного газа и каналов поставок»⁽²⁾. Это подтверждает доклад Европейской комиссии по приоритетным проектам TEN-E от 10 июня 2004 года.⁽³⁾ В Решении № 1364/2006/ЕС от 6 сентября 2006 года диверсификация названа приоритетом будущего развития трансъевропейских сетей энергоснабжения ЕС. Таким образом, северо-европейский газопровод из России в Германию через Балтийское море признан проектом, отвечающим «общим интересам» ЕС⁽⁴⁾. Учитывая возможности газопровода Nord Stream по обеспечению значительной доли дополнительных объемов импорта и его стратегическую важность, отказ от проекта Nord Stream как вариант не рассматривается.

2.3.5 Последствия в случае невыполнения проекта

Настоящий раздел посвящен последствиям для будущего газоснабжения стран Евросоюза в случае, если проект Nord Stream не будет реализован. Как уже указывалось в предыдущих главах, отказ от реализации проекта Nord Stream ставит под угрозу стабильность снабжения Евросоюза природным газом по причине отсутствия транспортных мощностей в 55 млрд куб.м. в год. Планируемая газопроводная система удовлетворит более одной четверти дополнительного спроса на импорт газа, по оценкам, в объеме до 195 млрд куб.м. в год к 2025 году. Отказ от реализации проекта поставит энергетическую безопасность ЕС под серьезную угрозу.

(1) Общественные слушания Комитета по петициям, Брюссель, 29 января 2008 года.

(2) Решение № 1364/2006/ЕС Европейского парламента и Совета от 6 сентября 2006 г., Статья 4.3. См. также стенограмму комиссии Европейского совета и Европейского парламента: «Энергетическая политика для Европы», 10 января 2007 г., стр. 6.

(3) Комиссия Европейского Союза: Трансъевропейские энергетические сети: приоритетные проекты TEN-E, 2004 г., стр. 25.

(4) Европарламент: Решение № 1364/2006/ЕС от 6 сентября 2006 года.

Большую часть остальных потребностей в импорте планируется покрыть проектами импорта газа, перечисленными в **Разделе 2.3.4**. Эти проекты должны рассматриваться как взаимодополняющие друг друга. Перебои в поставках в результате невыполнения проекта Nord Stream придется покрывать за счет проектов, которые пока даже не рассматривались, не говоря уже о планировании.

В отсутствие проекта Nord Stream следует учитывать следующее:

- a) Все прочие места происхождения
- b) Прочие маршруты для транспортировки природного газа в Евросоюз
- c) Прочие энергоресурсы

Помимо анализа этих трех аспектов, необходимо подчеркнуть, что в дополнение к проекту Nord Stream другие проекты, находящиеся в настоящее время на рассмотрении, необходимы для удовлетворения растущего спроса на импортируемый природный газ (см. **Раздел 2.3.4**) и, следовательно, не могут рассматриваться в качестве альтернативы проекту Nord Stream.

(а) Прочие места происхождения

Анализ приведенных ниже критериев показывает, что сопоставимой альтернативы России нет.

- Россия обладает крупнейшими в мире запасами природного газа и сможет обеспечивать поставки природного газа в ЕС в долгосрочной перспективе
- Россия характеризуется географической близостью к ЕС
- Россия располагает возможностями для долгосрочных поставок
- В среднесрочной перспективе можно рассчитывать на увеличение поставок российского газа

Другие потенциальные источники дополнительного газа:

- Из Каспийского региона и Ближнего Востока - системы трубопроводов и средств транспортировки СПГ
- Из Алжира и Ливии - трубопровод через Средиземное море
- Из Норвегии - трубопровод через Северное море
- Более удаленные источники – СПГ

Ни одна из этих альтернатив не обладает теми преимуществами, которые есть у проекта Nord Stream, соединяющего ЕС с газовыми месторождениями России. Более того, они будут доступны только в долгосрочной перспективе; на несколько лет позже, чем проект Nord Stream. Транспортировка СПГ сопровождается более высокими выбросами CO₂.

(б) Прочие маршруты для транспортировки природного газа в Евросоюз

Ниже приводятся сравнения проекта Nord Stream с другими режимами транспортировки по эффективности выбросов, что является главным принимаемым во внимание экологическим аспектом. Другие экологические аспекты - это безопасность и общественное восприятие этих видов транспортировки.

Проект Nord Stream предлагает явные преимущества с точки зрения энергоэффективности по сравнению с сухопутными маршрутами и транспортировкой сжиженного природного газа, что является важным фактором в связи с задачами ЕС по сокращению выбросов CO₂.

Сухопутные трубопроводы

При тех же уровнях давления и пропускной способности, энергия, необходимая для работы трубопровода, в первую очередь зависит от среднего давления транспортировки газа. При высоком давлении во время транспортировки не происходит падение давления из-за свойств сжимаемых газов, благодаря чему уменьшается количество компрессорных станций, необходимых для транспортировки газа на определенное расстояние. При максимальном давлении на входе в 220 бар для газопровода Nord Stream не предусмотрено промежуточного сжатия, необходимого для транспортировки газа на расстояние свыше 1200 км.

Что касается сухопутных газопроводов, то они преимущественно работают при давлении значительно ниже уровня 100 бар, и, значит, будет необходимо гораздо большее количество компрессорных станций, и потребуется затратить больше топлива, чтобы обеспечить эквивалентные характеристики. Поэтому по сравнению с сухопутными альтернативами проект Nord Stream снижает выбросы CO₂.

Транспортировка СПГ

Перевозки сжиженного природного газа значительно менее энергоэффективны и связаны с высокими выбросами углерода по сравнению с морскими трубопроводами. Процесс транспортировки СПГ является сложным и требует высокого давления по сжижению газа в месте экспортации, специализированного судоходного транспорта и, наконец, последующей регазификации. Каждый элемент процесса связан со значительными потерями энергии и выбросами углерода. Анализ показывает, что трубопровод из Мурманской области, где Штокмановский газ выходит на сушу, приведет к меньшим

потерям энергии и снижению выбросов углекислого газа по сравнению с перевозками сжиженного природного газа танкерами к Северному побережью Германии. Те же преимущества трубопровода по сравнению с транспортировкой СПГ также справедливы применительно к подводным трубопроводам, ведущим на север Германии из Выборга на Балтийском побережье России. Для восполнения объемов, запланированных для газопровода Nord Stream, необходимо примерно 600-700 танкерных перевозок СПГ через Балтийское море в год, сопровождающихся высоким уровнем шума и другими сложностями, которые серьезно влияют на окружающую среду Балтийского моря, не говоря уже о дополнительных выбросах углерода. Кроме того, в заявлении Европейской комиссии 2007 года в отношении Приоритетных проектов TEN-E, находящихся, как минимум, в стадии планирования, отмечалось, что «построение различных терминалов СПГ сопровождалось значительными задержками»⁽¹⁾. Это заявление проясняет трудности создания дополнительных терминалов СПГ, которые еще не были даже запланированы.

(в) Прочие энергоресурсы

Возобновляемая энергия

К 2025 году в Европейском союзе ожидается, что доля возобновляемых источников энергии в общеевропейском масштабе будет составлять 11% в общей структуре первичных источников⁽²⁾. С экологической точки зрения, использование возобновляемых источников энергии является предпочтительным вариантом. Тем не менее, проекты освоения возобновляемых источников энергии не в состоянии удовлетворить базовые цели развития, а их доля в энергетическом балансе остается слишком маленькой. Для замены энергии от 55 млрд куб.м. газа, который будет поставляться через трубопровод Nord Stream, необходимо было бы построить 240 000 ветряных мельниц или задействовать примерно 90 000 - 100 000 км² кукурузного поля для производства биоэтанола. Следовательно, возобновляемые энергетические системы не будут рассматриваться в качестве альтернативы проекту.

Ископаемое топливо

Природный газ обеспечивает на 30 - 50% меньше загрязнений и выбросов парниковых газов по сравнению с другими ископаемыми видами топлива, такими как уголь и нефть, так как содержит более высокое соотношение водорода и углерода и более чистый процесс сгорания. Таким образом, газ оказывает меньшее воздействие на окружающую среду, чем другие ископаемые виды топлива. Удовлетворение энергетических

(1) Комиссия Европейского Союза: Заявление комиссии Европейского совета и Европейского парламента: Priority Interconnection Plan, стр. 11.

(2) Комиссия Европейского Союза. 2007. Энергетика и транспорт Европы - динамика до 2030 года - обновлено в 2007 г., стр. 96.

потребностей в случае отказа от реализации проекта Nord Stream посредством других видов ископаемого топлива означало бы необходимость постройки 55 дополнительных электростанций на угле или строительства 150 нефтяных танкеров, ежегодно бороздящих Балтийское море.

Дальнейшее увеличение спроса на природный газ становится особенно очевидным на фоне решения Европейского совета в марте 2007 года о сокращении выбросов парниковых газов на 20% к 2020 году⁽¹⁾. Проекты с ископаемыми видами топлива оказывают более негативное воздействие на окружающую среду по сравнению с проектом Nord Stream. Поэтому они не будут рассматриваться как альтернатива проекту.

Ядерная энергия

Использования ядерной энергии в качестве альтернативы природному газу может быть рассмотрено как вариант, если в долгосрочном плане спрос превысит поставки природного газа через существующую инфраструктуру. Удовлетворение энергетических потребностей в случае отказа от реализации проекта Nord Stream за счет ядерной энергии будет означать, что придется построить 23 новых атомных электростанции. Поскольку процесс строительства ядерных станций длительный, решение проблемы дефицита импорта в 2025 году при помощи ядерной энергии является весьма нереалистичным.

Более того, ядерная энергия имеет ряд недостатков с точки зрения воздействия на окружающую среду. С одной стороны, ядерная энергетика оказывает положительное влияние на выбросы CO₂. С другой стороны, все еще существует неопределенность в отношении долгосрочных последствий⁽²⁾. Ядерная энергия оказывает более негативное воздействие на окружающую среду по сравнению с проектом Nord Stream. К тому же можно отметить, что под общественным давлением будущее использование ядерной энергии в значительной степени ставится под сомнение во многих странах Европейского союза. Например, Германия обязалась не строить каких-либо новых атомных электростанций и постепенно заменять существующие ядерные энергетические установки другими источниками энергии. Следовательно, ядерные энергетические системы не будут рассматриваться в качестве альтернативы проекту.

Проект Nord Stream обеспечивает меньшие объемы выбросов углекислого газа, чем транспортировка СПГ и сухопутные трубопроводы. Перевозки СПГ являются наиболее экологически опасным способом транспортировки природного газа. Транспортировка газа подводным трубопроводом - это один из наиболее эффективных способов транспортировки энергоресурсов. В этом контексте экологическое воздействие на флору

(1) http://ec.europa.eu/environment/etap/agenda_en.htm#4 (по состоянию на 19 октября 2007 г.) .

(2) Например, добыча урана, вопросы безопасности и вопросы ядерных отходов.

и фауну следует противопоставить экологическому воздействию результатов использования природного газа вместо других видов ископаемого топлива. Учитывая, что строительство морского газопровода через Балтийское море является экологически наиболее благоприятным способом наращивания поставок природного газа в ЕС, а также принимая во внимание тот факт, что отказ от увеличения импорта не рассматривается как вариант, можно сделать вывод, что, кроме возобновляемых источников энергии, любые другие альтернативные проекты, направленные на поставки в ЕС необходимых источников энергии, нанесут больший ущерб окружающей среде.

2.3.6 Заключение

Отказ от реализации проекта газопровода Nord Stream с пропускной способностью 55 млрд куб.м. в год, удовлетворяющего более 25% дополнительных потребностей ЕС в импорте газа, не может быть принят без риска серьезной угрозы для стабильности энергоснабжения ЕС:

- Трубопроводная система Nord Stream является неотъемлемым элементом приоритетных проектов TEN-E, которые направлены на обеспечение поставок газа в ЕС
- Газопровод Nord Stream свяжет ЕС с крупнейшими из известных в мире запасами природного газа
- Морской газопровод Nord Stream является самым экологически приемлемым способом транспортировки природного газа в ЕС
- По сравнению с другими проектами транспортировки газа в ЕС Nord Stream находится на очень продвинутой стадии технического проектирования и планирования. Он может быть завершен и введен в эксплуатацию в нужное время, чтобы помочь в удовлетворении растущего спроса на газ в ЕС. Таким образом, трубопровод Nord Stream имеет важное значение для удовлетворения спроса на газ в ЕС, поскольку в ближайшие годы спрос будет увеличиваться

2.4 Использованная литература

- /1/ AHK Algerien. Overview of demographic, legal, economical data on Algeria provided by the German Chamber of Foreign Trade. <http://algerien.ahk.de/index.php?id=landesinfos> (accessed August 4, 2008).
- /2/ British Petrol. June 2008. Statistical Review of World Energy.
- /3/ Energy Information Administration. 2007. International Energy Outlook.
- /4/ European Commission. Commission to the European Council. October 12, 2006. Foreign relations in terms of energy supply. Principles, measures.
- /5/ European Commission. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. October 2007. Priority Interconnection Plan.
- /6/ European Commission. Environmental Technology Action Plan. Decision to decrease the EU's overall emissions to at least 20% as compared with 1990 and to increase share of renewables in energy use to 20% by 2020.
http://ec.europa.eu/environment/etap/agenda_en.htm#4 (accessed October 19, 2007).
- /7/ European Commission. 2007. European Energy and Transport – Trends to 2030. Update 2007.
- /8/ European Commission. 2007. Green Paper - Towards a European strategy for the security of energy supply.
- /9/ European Commission. 2004. Trans-European Energy Networks. TEN-E Priority Projects.
- /10/ European Council. Directive 2004/67/EC concerning measures to safeguard security of natural gas supply.
- /11/ European Council. Decision No 96/391/EC of 28 March 1996 laying down a series of measures aimed at creating a more favourable context for the development of trans-European networks in the energy sector.

- /12/ European Parliament and Council: Decision No 1229/2003/EC of 26 June 2003 laying down a series of guidelines for trans-European energy networks and repealing Decision No 1254/96/EC.
- /13/ European Parliament and Council: Decision No. 1364/2006/EC of 6 September 2006 laying down guidelines for trans-European energy networks and repealing Decision 96/391/EC and Decision No 1229/2003/EC.
- /14/ Eurostat. 2007. Eurostat Statistical Books - Gas and Electricity Market Statistics.
- /15/ Federal Ministry of Labour and Economic Affairs. 2005. Energy market trends up to 2030.
- /16/ German Ministry for the Economy. September 2007. Monitoring-Bericht des BMWi nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas.
- /17/ International Energy Agency. 2006. World Energy Outlook.