

Белорусский государственный университет

М. М. Ковалев

А. С. Кузнецов

**Будущее белорусской энергетики
на фоне глобальных трендов**

МОНОГРАФИЯ

Минск
Издательский центр БГУ
2018

УДК 338.45:620.9(476)
ББК 65.285(4Бел)
К56

Рекомендовано
Ученым советом экономического факультета
Белорусского государственного университета
10 мая 2018 г., протокол № 6

Рецензенты:
доктор экономических наук профессор *А. А. Быков*;
доктор экономических наук профессор *С. С. Полоник*

Ковалев, М. М.

К56 Будущее белорусской энергетики на фоне глобальных трендов : моногр. / М. М. Ковалев, А. С. Кузнецов. — Минск : Изд. центр БГУ, 2018. — 223, [4] с.
ISBN 978-985-553-527-1.

Монография посвящена анализу текущего состояния и прогнозу развития мирового энергетического сектора, а также проблемам адаптации белорусской энергетической стратегии к глобальным трендам.

Предназначена как для специалистов в области экономики стратегических ресурсов, так и для всех тех, кто интересуется проблемами глобального экономического развития в первой половине XXI в.

УДК 338.45:620.9(476)
ББК 65.285(4Бел)

ISBN 978-985-553-527-1

© Ковалев М. М., Кузнецов А. С., 2018
© Оформление. РУП «Издательский центр БГУ», 2018

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	5
Введение	8
1. Анализ и прогноз мировых рынков нефти	12
1.1 Запасы, производство и экспорт нефти	12
1.2 Мировое потребление нефти и его прогноз	27
1.3 Мировые цены на нефть и их влияние на экономику.....	30
1.4 Беларусь на нефтяном рынке	44
2. Анализ и прогноз мировых рынков природного газа	51
2.1 Мировые запасы природного газа	51
2.2 Мировое производство природного газа.....	52
2.3 Мировое потребление газа.....	53
2.4 Трансграничная торговля природным газом.....	54
2.5 Прогноз спроса на газ	56
3. Анализ и прогноз мировых рынков угля	57
4. Рост использования ВИЭ	60
5. Глобальные тренды на энергорынках.....	69
5.1 Повышение энергоэффективности	69
5.2 Стремительный рост электроэнергетики	74
5.3 Обеспечение устойчивого развития	76
5.4 Изменение потоков энергоресурсов и их логистики	83
6. Прогноз роста ВВП и его влияние на диверсификацию энергопотребления	84
6.1 Рост ВВП и энергопотребление	84
6.2 Прогнозы потребления энергоресурсов.....	90
6.3 Диверсификация структуры мирового энергопотребления.....	93
7. Текущее состояние и перспективы белорусской энергетики.....	101
7.1 Эволюция и текущее состояние системы энергообеспечения Беларуси.....	101
7.2 Энергосбережение в Беларуси.....	114
7.3 Следствия ввода АЭС	121
7.4 Энергетическая безопасность	125
8. Анализ состояния и перспектив развития ВИЭ в Беларуси.....	131
8.1 Оценка потенциала ВИЭ в энергетике Беларуси	133
8.2 Государственное регулирование развития ВИЭ	137

8.3 Экономическая эффективность ВИЭ	144
9. Анализ состояния и перспектив развития умных сетей в Беларуси	151
9.1. Характеристика и этапы развития умных сетей	151
9.2 Факторы эффективности умных энергосетей.....	160
9.3 Синергия ВИЭ и умных сетей.....	166
10. Международные и белорусская энергетическая стратегия	170
10.1 Международные энергетические стратегии.....	170
10.2 Белорусская энергетическая стратегия	179
10.3 Рекомендации по развитию умных энергосетей атомной и альтернативной энергетики в белорусской энергетической стратегии	194
10.4 Оценка экономической эффективности комплексного применения ВИЭ и умных сетей в долгосрочной энергетической стратегии Беларуси	206
Заключение.....	213
Список использованных источников.....	215

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- Brent (Brent Grude)** – цена смеси европейских сортов нефти;
- ESWG** – рабочая группа по устойчивой энергетике;
- G20** – группа двадцати ведущих мировых держав;
- G8** – группа из 8 крупнейших мировых держав;
- JODI** – Joint Organisations Data Initiative, Организация совместной инициативы по нефтяной статистике;
- REN21** – Всемирная сеть по энергетической политике ВИЭ;
- WEC** – World Energy Council (Мировой энергетический совет) – МЭС;
- WTI** – West Texas Intermediatel – Техасская цена на бирже NYMEX;
- АТЭС** – Азиатско-Тихоокеанское экономическое сотрудничество;
- БП (BP)** – Бритиш петролеум (до мая 2001 года компания носила название British Petroleum, впоследствии – Beyond petroleum);
- BTU (БТЕ)** – британская термическая единица (1000 BTU/час ≈ 239 Вт). Один баррель нефти содержит $5,825 \cdot 10^6$ BTU. Одна тысяча кубических метров природного газа содержит $35,810^5$ BTU, квадриллион БТЕ = 10^{15} ;
- ВЭС** – ветроэлектростанции;
- ВИЭ** – возобновляемые источники энергии;
- ВЭ** – возобновляемая энергетика;
- ВЭУ** – ветровые энергетические установки;
- ГВт** – гигаватт;
- ГрЭС** – гидроэлектростанции;
- ГС США** – геологическая служба США;
- ЕЭК** – Европейская экономическая комиссия;
- КЭС** – конденсационные электростанции;
- ИПЕК** – Группа независимых производителей нефти;
- КНКК (СНРК)** – Китайская национальная нефтяная компания (China National Petroleum Corporation);
- КНОФК (СНООС)** – Китайская национальная оффшорная нефтяная компания (China National Offshore Oil Corporation);
- КНХК (Синопец)** – Китайская нефтехимическая корпорация (China Petrochemical Corporation);
- ЛАЭО (LAEО)** – Латиноамериканская энергетическая организация (Latin American Energy Organization);
- ЛНБ (LPF)** – Лондонская нефтяная биржа;

МАГАТЭ – Международное агентство по атомной энергии;
МНО-ОПЕК (WOO) – Мировой нефтяной отчет ОПЕК (World Oil Outlook);

МТНЭ/т (МТОЕ) – миллионов тонн нефтяного эквивалента в год (ГТОЕ – Billion Toe, млрд. т. н.э.); т н.э. (ТОЕ) – тонн нефтяного эквивалента, единица измерения, представляющая собой энергию, высвобождаемую при сгорании одной тонны нефти (ton of equivalent), 1 ТОЕ=39683 BTU или 1 ТОЕ=7,33 boe (эквивалент 7,33 баррелей нефти), 1 баррель=0,136 т нефти, или в 1 т нефти примерно 7,4 барреля;

МАВЭ – Международное агентство по возобновляемой энергии (IRENA – International Renewable Energy Agency);

МБНЭ/д (mb/d) – миллионов баррелей нефтяного эквивалента в день (Million Barrels oil equivalent per day), баррелей в день (boe/d) ≈ 49,8 т / в год, 1 barr ≈ 0,1364 т; 1 т ≈ 733;

МВт – миллионов ватт;

МЭА (IEA) – Международное энергетическое агентство (International Energy Agency);

МЭФ (EIF) – Международный энергетический форум (International Energy Forum);

ННК – Национальная нефтяная корпорация;

НПЗ – нефтеперегонный завод;

НТП – научно-технический прогресс;

ОИИ-нефть (JODI-Oil) – Объединенная информационная инициатива по нефти;

ОПЕК (OPEC) – Организация стран – экспортёров нефти (The Organization of the Petroleum Exporting Countries);

ОЭСР (OECD) – Организация экономического сотрудничества и развития, в которую входят 35 стран (Organization for Economic Cooperation and Development);

ПЭР – первичные энергетические ресурсы;

СНБ (SINEX) – Сингапурская нефтяная биржа;

СПГ – сжиженный природный газ, т.е. газ, переведенный в жидкую фазу в результате сверхсильного охлаждения для перевозки (LNG – liquefied natural gas);

СРП – Соглашение о разделе продукции;

СШАЭИ (US EIA) – Администрация энергетической информации США (United State Energy Information Administration);

СЭС – солнечные электростанции;

ТНЭК – транснациональная энергетическая корпорация;

ТЭК – топливно-энергетический комплекс;

ТЭБ – топливно-энергетический баланс;

ФАО (FAO) – Продовольственная и сельскохозяйственная организация ООН (Food and Agriculture Organization);

ЦРУ (CIA) – Центральное разведывательное управление США (Central Intelligence Agency);

ЧЭС – Организация Черноморского экономического сотрудничества;

ЮНИДО (UNIDO) – Организация Объединённых Наций по промышленному развитию (United Nations Industrial Development Organization);

ЮНКТАД (UNCTAD) – Конференция ООН по торговле и развитию (United Nations Conference for Trading and Development);

ВВЕДЕНИЕ

«Энергетика — область промышленности, занимающаяся получением, передачей, преобразованием и рациональным использованием энергии, - во все века во многом определяла состояние экономики, промышленности, сельскохозяйственного производства и транспорта в любой стране мира»

www.bibliotecar.ru

Энергетика — основа развития человеческого общества. Энергетические ресурсы необходимы для промышленности, сельского хозяйства, транспорта, жилищно-коммунального хозяйства, быстро растущего сектора информационных технологий и телекоммуникаций, а также других отраслей экономики. Экономический рост всегда связан с увеличением производительности труда, а увеличение производительности происходит за счет использования новых технологий производства, работу которых обеспечивает энергетика. Существует неразрывная связь роста производства с ростом энергопотребления при относительном снижении энергопотребления за счет повышения энергоэффективности.

В конце XIX в. с изобретением парового двигателя резко возросло потребление угля, который до окончания I мировой войны оставался главным энергетическим ресурсом мира. Последующее изменение в структуре спроса на энергоресурсы произошло с изобретением лампы накаливания и двигателя внутреннего сгорания. С тех пор нефть заменила использование угля в транспортном секторе, но уголь остался основным ресурсом для электроэнергетики (даже в 2015 г. около 40% электроэнергии производилось с помощью угля). В XXI в. будет наблюдаться медленный переход к альтернативным источникам энергии, которые в последствии могут заменить углеводородные источники энергии. Говорят, что каменный век закончился не потому, что закончились камни — так будет и с нефтяным.

За XX столетие потребление в мире энергоресурсов увеличилось в 13–14 раз. Особо значительными были темпы прироста (5 % в год) в период 1950–1970 гг., что в 2,5 раза превышало темпы прироста населения. Доля нефти и газа к 1973 г. достигла в энергопотреблении

исторического максимума (77 %). Причина — глобализация, вызывавшая рост транспорта, а также низкие цены на нефть и газ в этот период. За 20 последних лет XX в использовано также огромное количество энергоресурсов — около 175 млрд т н. э., это значительно больше, чем за всю предшествующую историю человечества (150 млрд т н. э.).

Один из первых глубоких анализов энергопотребления в мире (рис. 0.1, 0.2, таблица 0.1) провел знаменитый историк экономической статистики А.Мaddison еще в 1995 г. (см. [48]).

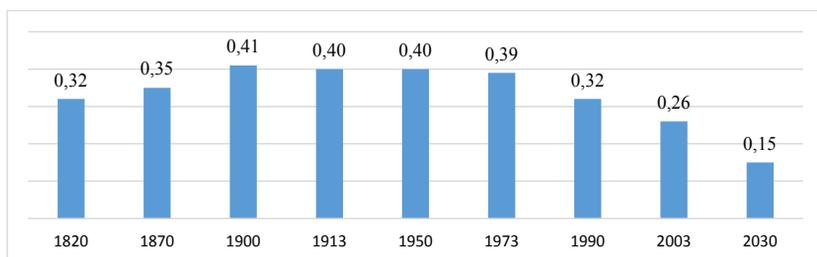


Рисунок 0.1 — Мировое потребление первичной энергии тонн. н.э. на 1000 долл. ВВП

Источник: [48]

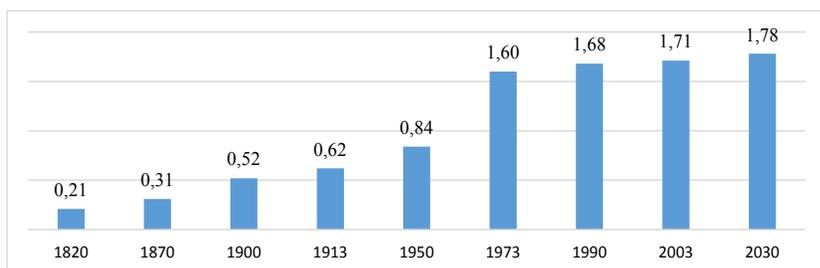


Рисунок 0.2— Мировое потребление первичной энергии на душу населения, тонн. н.э.

Источник: [48]

Мировое энергопотребление в конце XX и начале XXI вв. демонстрирует устойчивую тенденцию роста. За тридцать лет (с 1971 г. по 2000 г.) оно выросло почти на 84% - с 5,0 до 9,2 МТнЭ/г. При этом развитые страны с 16,8% глобального населения потребляли 52% энергии [96]. За последние 20 лет мировое потребление энергии

увеличилось на 20%. За последние 10 лет энергопотребление в мире увеличилось на 11%. Основной вклад внесли страны Азии, Северной Америки и Европы. Развитые страны стараются использовать альтернативные источники энергии, в то время как развивающиеся используют более дешевые виды топлива.

Таблица 0.1 – Мировое потребление первичной энергии (МТНЭ/г)

Год	Ископаемое топливо	Другие источники	Всего
1820	0,03	0,208	0,221
1870	0,133	0,256	0,389
1900	0,499	0,326	0,815
1913	0,738	0,369	1,107
1950	1,568	0,562	2,139
1973	5,405	0,843	6,248
1990	7,156	1,685	8,810
2003	8,612	2,111	10,723
2030	11,215	3,369	14,584

Источник: [48]

На основе рядов исторических данных роста энергопотребления с ростом населения делают вывод, что наиболее вероятный уровень энергопотребления к 2050 г. — достигнет 763-978 квадриллионов ВТУ (рост 140%). При этом наиболее быстро энергопотребление будет расти в Азии, Центральной и Южной Америке, Африке, Среднем Востоке. В итоге, к 2050 г. (а некоторые считают, что уже к 2030 г.) только примерно 41% энергопотребления придется на развитые ныне страны.

Основными источниками энергии остается нефть, природный газ и уголь. Объем их мирового потребления в 2016 г. составил соответственно 4059,1, 3724,3 и 2905,6 МТНЭ/г. (ВР [86]).

Суммарное потребление энергии за 25 лет нового столетия оценивается Министерством энергетики США в 320–340 млрд. т.н.э. Прогнозы на период до 2025 г. практически едины: прирост потребления энергоносителей – 1,3 % в год (ВВП – 3,1 %), что приведет к 2025 г. к увеличению потребления нефти до 5,9 млрд т в год, газа – 5 трлн куб. м., т.е. к 2025 г. годовое мировое потребление энергии вырастет примерно в 1,5 раза с 9,5 до 14,7 млрд т н. э. (или с 11,4 до 17,6 трлн куб. м. газового эквивалента). Уже к 2020 г. объем потребления вырастет до 14,6 млрд т н. э. – США АЭИ (US EIA) [82].

Несмотря на повышение энергоэффективности быстрый рост экономик отдельных развивающихся стран Азии и рост, в целом, мировой экономики к 2030 году увеличат спрос на энергоресурсы почти на 30%, а к 2050 г. по 40%. Основным потребителем энергоресурсов остается промышленность, за ней следуют транспорт, жилая и коммерческая недвижимость.

Энергетика является стратегически значимым сектором и фундаментом экономики любого государства, ключевым фактором жизнеобеспечения и национального суверенитета страны, а эффективность использования энергетических ресурсов выступает одним из показателей уровня развития страны. Цель энергетической политики страны – повысить эффективность энергетической инфраструктуры, ориентированной на растущие потребности экономики и человека, стимулирующей качество жизни населения и рост производительности труда, обеспечивающей устойчивое развитие страны в интересах нынешнего и будущего поколений.

Республика Беларусь не обеспечена собственными энергетическими ресурсами. Она энергозависима от внешних поставок энергоносителей. Поэтому белорусам очень важно отслеживать мировые энергетические тренды и анализировать их влияние на экономику с целью выработки рациональной энергетической политики, имеющей минимальные последствия для экономической стабильности страны.

Монография представляет попытку исследовать направления развития глобального энергетического сектора с попыткой заглянуть в будущее энергетических рынков и на этом фоне сформулировать предложения по энергетической стратегии Республики Беларусь с учетом строительства АЭС и набирающей темп возобновляемой энергетики, а также необходимости их интеграции в умные энергосети (smart-grid).

В процессе исследования мы опирались как на собственные работы [27, 31-34], так и на работы других белорусских экспертов [15, 22-24, 28, 49-51, 54-55, 57, 62-64, 67-69], а также прогнозы крупнейших энергетических центров [46, 58-59, 95, 97, 103-104, 113, 121-128] и независимых экспертов [4-9, 14, 43, 65-66, 78].

1. АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ МИРОВЫХ РЫНКОВ НЕФТИ

«Можно топить и ассигнациями»

Д.И. Менделеев

Нефть человечество использует (нефтяной битум) со времен древних шумеров (около 6 тыс. лет до н.э.). С открытия буровых скважин и перегонки нефти во второй половине XIX века нефть используется как энергетический ресурс (керосин), а с XX века как важнейший источник энергии. В первой половине XXI века нефть останется основным энергетическим ресурсом.

1.1 Запасы, производство и экспорт нефти

Запасы нефти необходимы для поддержания мировой системы поставок в работоспособном состоянии, за счет обеспечения баланса между поставками и потреблением. Тенденция изменения запасов важна для прогнозирования — они являются основным индикатором цен рынка нефти. Распространено мнение, что мировые запасы нефти стремительно сокращаются. Однако из года в год обнаруживают новые месторождения нефти.

В то же время рост спроса на нефть вызывает быстрое истощение месторождений нефти в традиционных районах добычи. Ускорению истощения запасов способствует сокращение фонда эксплуатационных скважин, невысокие коэффициенты нефтеотдачи. Увеличение коэффициента нефтеотдачи с 0,24 до 0,4 соответствовало бы производству дополнительных 70-80 млн. т. нефти. Тем не менее постоянное развитие технологий нефтедобычи позволяет регулярно пересматривать величину запасов нефти в сторону их увеличения, правда с замедлением темпов. Технический прогресс за счет создания эффективного оборудования для добычи, применения новых методов интенсификации добычи на разрабатываемых месторождениях, совершенствования методов разведки и разработки месторождений продляет срок службы старых нефтедобывающих районов и открывает новые месторождения в недоступных ранее регионах (например, в шельфовой зоне, сланцевая нефть). **Следует понимать, что добыча целесообразна только если затраты энергии на**

добычу и транспортировку 1 барреля нефти меньше энергии, получаемой из 1 барреля.

Истощение ресурсов на некоторых традиционных месторождениях привело к активизации разведки и производства нефти в регионах и секторах, которые условно можно разделить на четыре группы:

- традиционные регионы с истощающейся добычей, но имеющие стабильные условия ведения бизнеса (США, Канада, Северное море и др.);

- регионы с высокими политическими рисками, но высокорентабельные с точки зрения затрат на освоение и добычу (Нигерия, Ангола);

- новые регионы с достаточно высоким уровнем издержек освоения и неопределенностью окупаемости инвестиционных проектов (Атлантическое побережье Африки, Арктический шельф России и Гренландии);

- сланцевая нефть.

По оценкам Геологической службы США (ГС США) в 1984 г. мировые извлекаемые традиционным способом запасы нефти, составляли менее 275 млрд. тонн (в 1973 г. они оценивались всего в 100 млрд. тонн). В дальнейшем данная оценка стабильно менялась в сторону увеличения, превысив на 2016 г. 425 млрд. тонн (оценка ГС США) и 450 млрд. тонн (оценка EXXON) [126], новые технологии расширили возможности разведки и добычи. Общие доказанные мировые запасы ВР оцениваются [86] в 1706,7 млрд. барр. В целом, уровень разведанных запасов за последние 30 лет увеличился в два раза, причем это увеличение произошло в основном за счет мировых лидеров по запасам – Венесуэлы, Саудовской Аравии и США (таблица 1.1). Больше всего запасов нефти располагается на Среднем Востоке. Однако, в последнее десятилетие тенденция их прироста изменилась: на Среднем Востоке новых месторождений не находят. Венесуэла имеет – 300 млрд. баррелей, Саудовская Аравия – 260, Иран – 157, Ирак – 143, страны региона Каспия – 110. Дорогие для разработки месторождения Канады выводят ее на второе место в мире по разведанным запасам (172 млрд. баррелей). По оценкам исследователей десятка мировых лидеров по запасам нефти концентрирует до 80% мировых запасов. У стран ОПЕК осталось примерно 77,5 %, России – 5 %, Мексики – 4,6 %, Китая – 2,3 %, США – 2,0 %, Норвегии – 1,1 %, остальных – 7,8 %.

До настоящего времени в мире добыто около 150 млрд. тонн (традиционная добыча), отсюда вытекает, что имеющиеся ресурсы

достаточны для удовлетворения растущего с замедлением спроса на нефть примерно до 2070 г. Если же к ним добавить тяжелую сланцевую нефть, то общий объем запасов превысит 575 млрд. тонн, причем по мере совершенствования технологий вероятно изменение данной оценки в сторону увеличения. По оценкам экспертов ОПЕК, увеличение поставок «нетрадиционной» нефти будет идти преимущественно за счет разработки нефтеносных песков в Канаде и сланцев в США и др. странах. При сохранении текущих объемов потребления и доказанных запасов человечество обеспечено нефтью на 50,6 лет (данные доклада World Energy Council) [122].

Ежегодный прирост разведанных запасов нефти составляет 0,8 %, а ежегодный расход – 2 % от мировых, при сохранении темпов добычи и разведки нефти хватит до 2070 г. Пик добычи нефти по мнению многих экспертов придется на период 2020–2025 г., когда будет пройдена срединная точка (middle point) добычи нефти, т. е. когда будет из недр изъята половина всей доступной к добыче нефти. По прогнозу Министерства природных ресурсов России, разведанные запасы России также пройдут срединную точку в этот период.

По запасам Латинская Америка, согласно данным Латиноамериканской энергетической организации (ЛАЭО), пока еще уступает странам Персидского залива, но все открытия крупных месторождений нефти в последние годы были сделаны в Новом Свете, а не на Ближнем Востоке: Венесуэла с 360 млрд. баррелей, уже опережает Саудовскую Аравию. На долю Венесуэлы приходится 85% всей континентальной нефти. На втором месте по запасам нефти в Латинской Америке с 5% стоит Бразилия. По оценкам экспертов, Бразилия станет к 2020 г. крупной нефтедобывающей державой и будет добывать 5,5 млн баррелей нефти в день, примерно столько же, сколько Иран. У Мексики почти 4% нефти Латинской Америки, у Эквадора – 3%. На остальные страны региона приходится лишь 3% запасов, но они постоянно ищут новые месторождения и их доля в регионе, так же как доля Латинской Америки в мировых запасах, будет постоянно расти.

Канада входит в число стран с большими запасами нефти благодаря «нефтяным пескам» в провинции Альберта, состоящим из смеси битума и песка и оцениваемым в 180 млрд. баррелей. Добыча нефти из них через 10 лет должна удвоиться и достичь почти 3 млн. баррелей в день. Благодаря сланцевой нефти США уже вошли в число мировых лидеров по запасам нефти.

**Таблица 1.1 — Страны с наибольшим запасом нефти
(оценка на конец 2016 г.)**

Страны	млрд баррелей по ВР	млрд баррелей по ОПЕК
Венесуэла	300,9	302
Саудовская Аравия	266,6	266,2
Канада	172,2	3,9
Иран	157,8	157,2
Ирак	143,1	148,8
Кувейт	101,5	101,5
ОАЭ	97,8	97,8
Россия	102,4	80
Ливия	48,4	48,3
США	48,0	32,2
Нигерия	37,1	37,4
Казахстан	30,0	30,0
Китай	25,7	25,7
Катар	25,2	25,2

*Источник — составлено авторами
по данным ВР [86] и ОПЕК [81]*

Производство нефти. Потоки нефти от добычи до конечного потребления представляют собой сложную цепь, содержащую множество элементов. Различные сорта сырой нефти довольно значительно различаются, их характеристики могут меняться в широких пределах. С экономической точки зрения наиболее важными характеристиками нефти являются удельный вес и сернистость — они определяют цену нефти.

Согласно базовому сценарию ОПЕК [81] к 2030 г. мировое производство нефти вырастет на 20,1 млн. барр./день и 70 % этого прироста обеспечат страны ОПЕК. ОПЕК увеличит добычу нефти с 31,2 до 41,1 млн. барр./день, газового конденсата — с 4,3 до 8,0 млн. и синтетической нефти по технологиям GTL — до 0,5 млн. барр. Вследствие этого доля ОПЕК в мировом производстве жидкого топлива увеличится с 40 % в 2008-м до 47 % в 2030 г. В странах, не входящих в ОПЕК, производство жидкого топлива увеличится к 2030 г. на 6 млн. барр. день, кроме того производство «нетрадиционной» сланцевой нефти увеличится на 7,6 млн. и газового конденсата — на

1,7 млн. барр./день. Если к тому же учесть прогнозируемую ОПЕК динамику роста производства нефти в странах бывшего СССР (рост с 12,7 до 15,7 млн. барр. день), то с 2008 по 2030 г. В странах вне ОПЕК и бывшего СССР спад добычи «классической» нефти составит около 6 млн. барр. Это очень много, если учесть, что в 2030 г. эта группа стран будет добывать нефти менее 25 млн. барр./день.

Структура нынешней добычи нефти по версии ВР представлена на рис. 1.1.

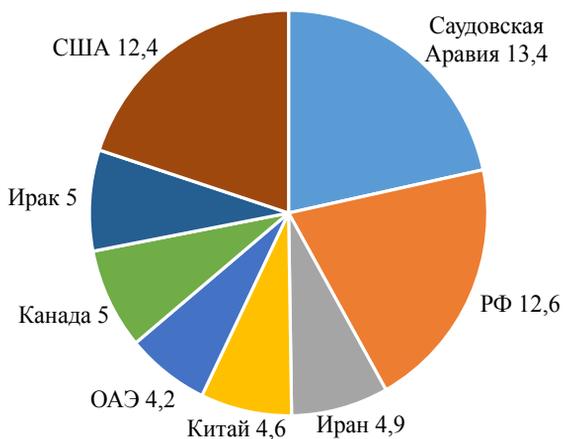


Рисунок 1.1 – Страновая структура добычи нефти в 2016 г.

Источник: ВР [86]

По мнению экспертов МЭА (IEA), для того, чтобы удовлетворить мировой спрос на нефть в разработку месторождений и строительство нефтеперерабатывающих заводов к 2030 г. потребуются вложить около 2-3 трлн. долл., точнее объем необходимых инвестиций составляет 164 млрд. долл. в год. Это почти в два раза превышает фактические капиталовложения, которые в текущем десятилетии составляли около 100 млрд. долл. в год. Инвестиции должны расти в каждом десятилетии прогнозного периода, поскольку существующая инфраструктура устаревает, а спрос увеличивается. Около 130 млрд. долл. в год должны будут пойти на освоение и разведку нефтяных месторождений, около 30 млрд. долл. — на нефтепереработку. Однако эксперты МЭА (IEA) не уверены в том, что инвестиции будут реализованы в таком объеме.

По оценке EXXON [126] необходимость компенсаций выбывающих районов добычи нефти потребует до конца 2040 г. только на разработку новых месторождений около 0,5 трлн. долл.

Недостаток инвестиций приведет к росту цен на нефть. Номинальные цены на нефть в 2030 г. вырастут в случае недостаточных инвестиций в месторождения.

Таблица 1.2 – Основные производители нефти в 2016 г.

Страны	тыс. баррелей в день по ОПЕК	млн т в год по ВР
Саудовская Аравия	10 460	586
Россия	10 292	554
США	8875	543
Ирак	4648	219
Китай	3982	199
Иран	3651	216
ОАЭ	3088	182
Кувейт	2954	153
Бразилия	2510	137
Венесуэла	2373	124

Источник – составлено авторами по данным ВР [86] и ОПЕК [81]

В таблице 1.2 указаны основные страны – производители нефти и их среднедневные уровни добычи. На долю двух крупнейших нефтедобытчиков России и Саудовской Аравии – приходится четверть мирового объема добываемой нефти. На долю 12 стран ОПЕК приходится 85% запасов и 40% добычи нефти. Всего в мире в 2016 г. было добыто 4832 млн. т., в день добывалось примерно 75 млн. баррелей.

Обеспеченность запасами. При формировании национальных энергетических стратегий используется показатель R/P – обеспеченность добычи запасами. Он представляет собой частное от деления имеющихся извлекаемых запасов на добычу и измеряется в годах.

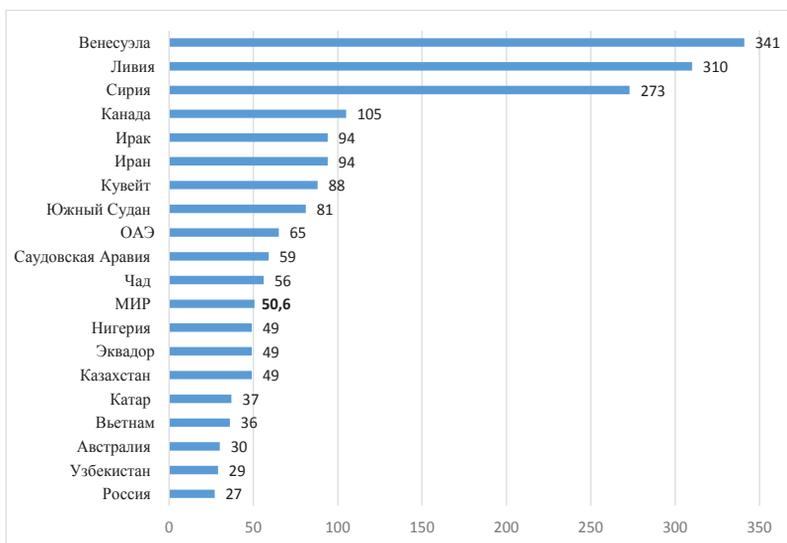


Рисунок 1.2 — Обеспеченность добычи нефти запасами в 2016 г.

Источник — составлено авторами по данным ВР [86]

Степень разведанности ресурсного потенциала, способная обеспечить воспроизводство запасов и устойчивую конкурентоспособность в мире составляет 60 %, в частности, для России – 35-38 %, что требует законодательного обеспечения притока инвестиций в геологоразведку, прежде всего в условиях максимальных геологических рисков.

Как видно из рисунка 1.2, запасов нефти в мире, разведанных на 2016 г. достаточно для удовлетворения 50,6 лет мирового производства. В 2010 г. данный показатель составлял 46 лет. Увеличение показателя R/P произошло за счет новых месторождений нефти в Венесуэле и Канаде.

Экспорт нефти. В 2016 г. мировой экспорт нефти, по данным ОПЕК составил 44 млн. барр. в день (mb/d). Важнейший показатель – доля страны в мировом экспорте нефти (рисунок 1.3).

Суммарный мировой экспорт нефти и нефтепродуктов в день в 2016 г. составлял 74 млн баррелей (ОПЕК [81]). На рисунке 1.4 представлены главные экспортеры нефти и нефтепродуктов.

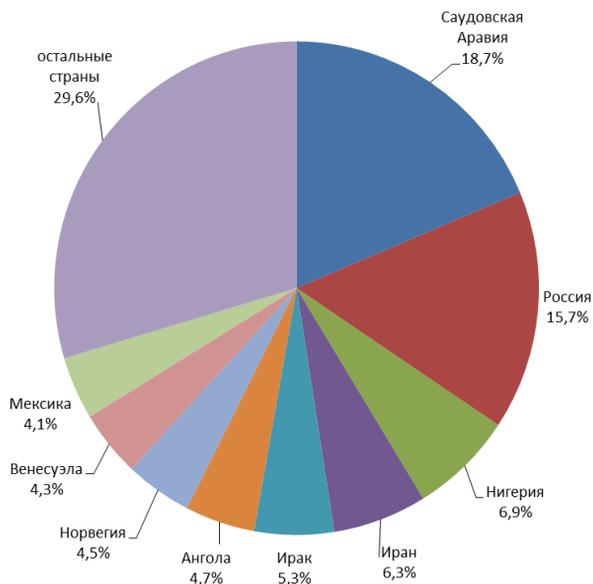


Рисунок 1.3 — Доли крупнейших стран экспортеров нефти в 2016 г.

Источник: ВР [86]

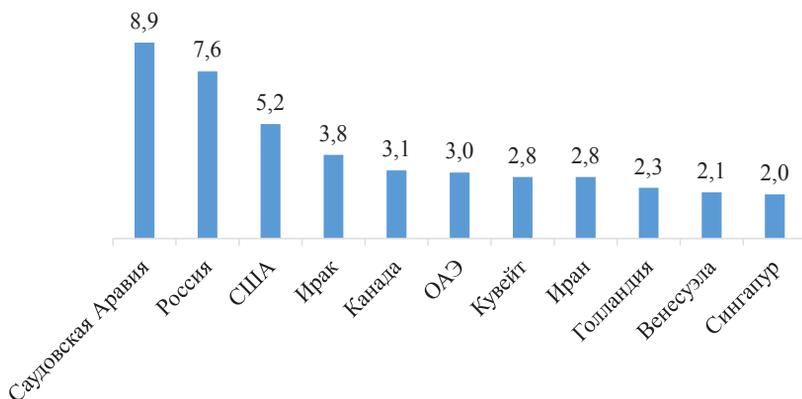


Рисунок 1.4 – Мировые лидеры по экспорту нефти и нефтепродуктов в 2016 г. (млн баррелей в день)

Источник: ОПЕК [81]

На рисунке 1.5 показаны главные импортеры нефти.

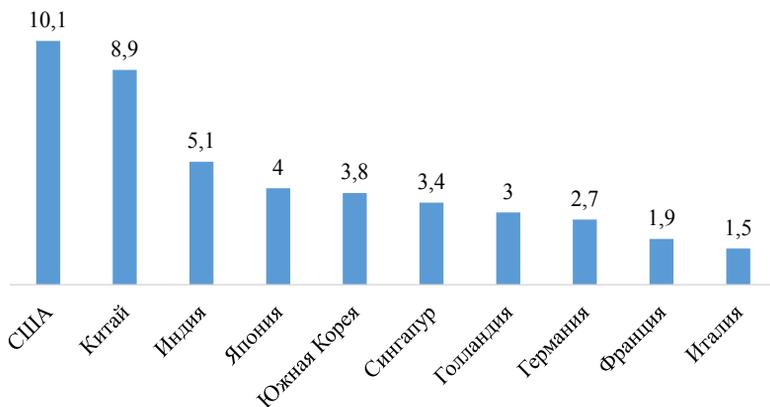


Рисунок 1.5 – Главные импортеры нефти и нефтепродуктов в 2016 г., млн баррелей в день (mboe/d),

Источник – составлено авторами по данным ОПЕК [81]

Изменение экспортных потоков нефти. Из официальных данных Министерства энергетики США следует, что в период 2005-2015 гг. объемы нефтедобычи США незначительно колебались вокруг отметки в 20 млн. барр. в день, объемы импорта снижались с 12-14 до 5 млн. барр. в день, а объемы экспорта возрастали с практически нулевых отметок до 4-5 млн. баррелей в день. Импорт США сырой нефти из района Персидского залива начал существенно снижаться с 2003 г., а после 2013 г. он сократился практически вдвое (с 2 млн. до 1 млн. барр. в день). По имеющимся прогнозам, он сохранится на этом уровне до 2025 г. К этому можно добавить и прогнозы, согласно которым США с учетом сланцевой нефти располагают наибольшими запасами нефти в мире, что рисует перспективу полной ликвидации нефтегазовой зависимости США от Ближнего Востока.

Вместо США появились новые крупнейшие импортеры нефти – Индия и Китай. По долгосрочным прогнозам МЭА (IEA) импорт нефти и нефтепродуктов этими государствами к 2030 г. может составить, соответственно около 475 и 255 млн. тонн. Другие быстроразвивающиеся страны Азии будут также высокими темпами наращивать импорт энергоресурсов.

Из других прогнозируемых изменений – ЕС станет дешевле импортировать нефтепродукты, а не нефть для переработки на своих заводах (этот фактор чрезвычайно важен для Беларуси и России и может способствовать развитию НПЗ на территории Беларуси, а впоследствии формированию здесь нефтехимического кластера).

Все это ведет к пересмотру правил игры на нефтяном рынке и к изменению международной логистики поставок энергоресурсов. Основные потоки мировой торговли нефтью и нефтепродуктами в начале XXI века составляли в совокупности около 1600 МТНЭ/г. Главные мировые грузопотоки начинались от крупнейших нефтяных портов Персидского залива и направлялись к Западной Европе, США, Японии и Китаю. Причем самые крупные нефтеналивные танкеры в Европу следуют дальним путем – вокруг Африки, а танкеры меньшей грузоподъемности – через Суэцкий канал. Другие важные грузопотоки направлены из стран Латинской Америки и Северной Африки к Западной Европе. К 2040 г. торговые потоки принципиально поменяются. Чистый импорт нефти и газа в Северную Америку скорее всего сместится их экспортом (см. раздел Сланцевый прорыв).

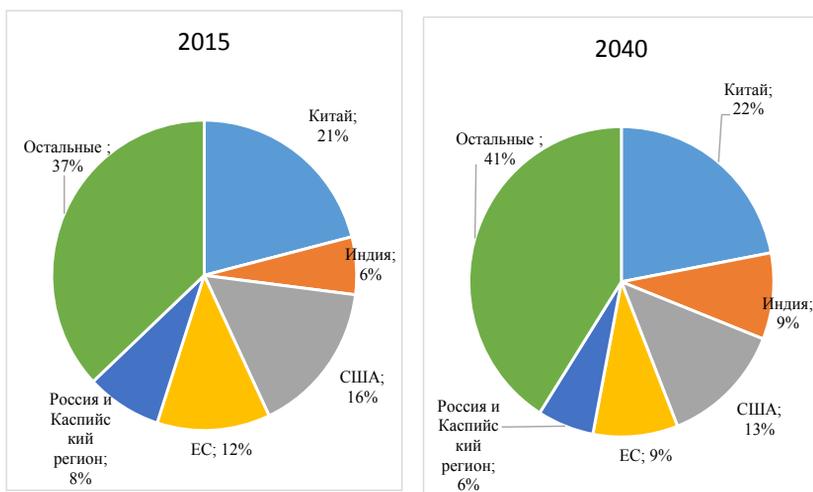


Рисунок 1.6 – Изменение энергетического спроса

Источник: Exxon [126]

На мировом рынке нефти увеличивается территориальный разрыв между основными районами добычи и потребления нефти. Примерно 40 % нефти, потребляемой в одном регионе, доставляется

из другого региона. Цепь поставок нефти весьма сложна (рисунки 1.7-1.9), а готовая продукция представляет собой широкий ассортимент нефтепродуктов. Нефтехимическая промышленность является особой отраслью, в которой нефтепродукты только важная составная часть. Можно выделить 3 звена цепи поставок: поставка сырой нефти, поставка готовой продукции и внутренние потоки в нефтехимической промышленности (рисунок 1.7).

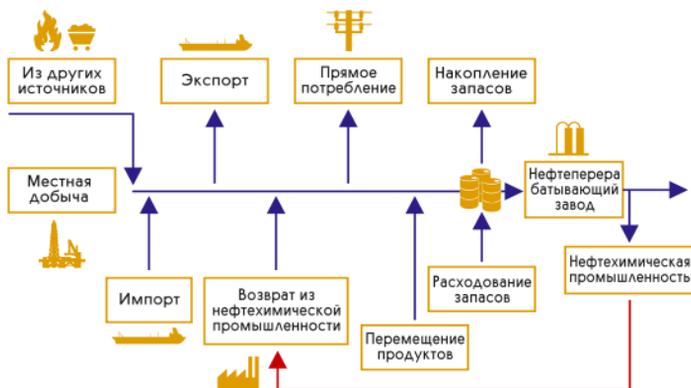


Рисунок 1.7 — Схема поставок сырой нефти

Источник: данные МЭА (IEA)

Руководство по энергетической статистике [124]

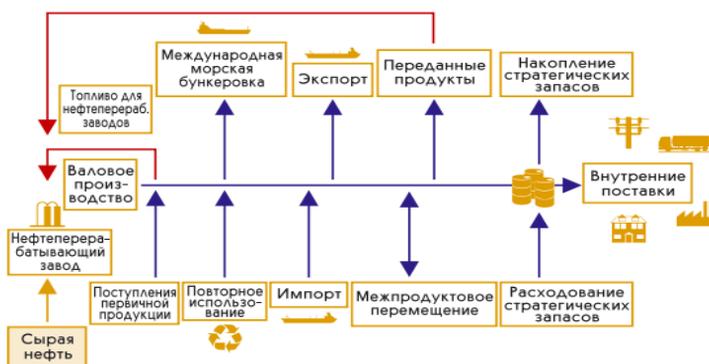


Рисунок 1.8 — Схема поставок готовой продукции

Источник: данные МЭА (IEA)

Руководство по энергетической статистике [124]



Рисунок 1.9 — Схема поставок в нефтехимический сектор

Источник: данные МЭА (IEA)

Руководство по энергетической статистике [124]

Основная масса экспортируемой нефти и значительная часть нефтепродуктов транспортируется по нефте- и продуктопроводам и морскими нефтеналивными судами-танкерами. Нефть и нефтепродукты являются основным грузом мирового морского флота (доля нефти в тоннаже морского торгового флота превышает 40 %). Из рисунка 1.10 видно, что основная добыча нефти производится на Ближнем Востоке, в России и Северной Америке, тогда как ведущими потребителями являются Европа и Азия, Азиатско-Тихоокеанский регион.

В ближайшие десятилетия роль мировой логистики в поставках не только нефти, но и нефтепродуктов будет увеличиваться.

Другая тенденция — глобализация мировых энергетических рынков. Рынки энергоресурсов, будучи вначале локальными — однопродуктовыми (нефть, газ, уголь), эволюционировали в сторону глобальных рынков энергоресурсов и региональных рынков энергоносителей и электроэнергии (например, европейский рынок электроэнергии и газа). Рынок СПГ, по-видимому «отвяжет» цены на природный газ от нефти.

Главная тенденция развития энергетических рынков — формирование глобального энергетического пространства с едиными правилами. Поэтому, уже сейчас, до того, как такое пространство будет сформировано, идет борьба за будущие ключевые позиции на нем. Ведущие позиции на отдельных рынках энергоресурсов, а основным

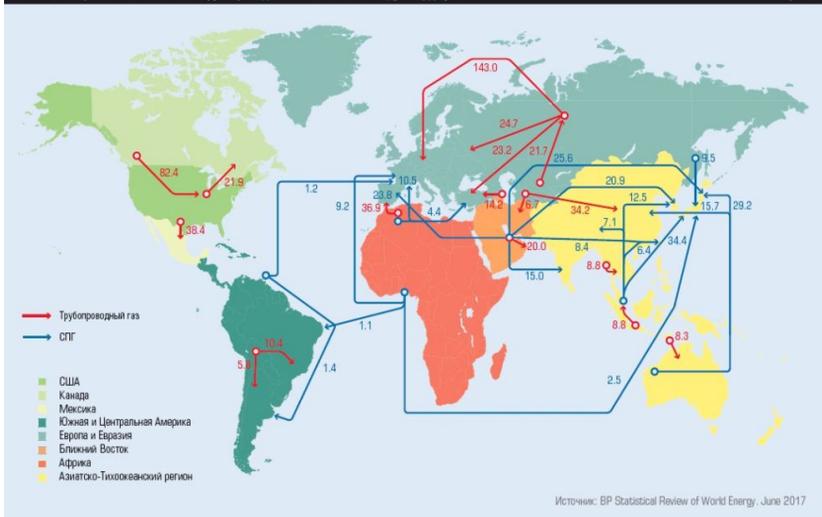
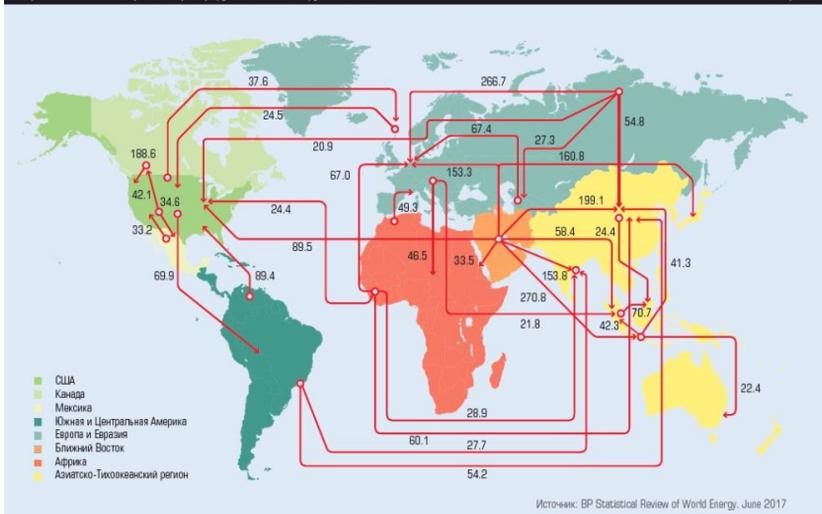


Рисунок 1.10 — Карты основных потоков торговли нефтью и газом в 2016 гг., млн. т.

Источник: ВР [86]

из них пока является нефтяной, занимают страны ОПЕК и Россия – важнейшие экспортеры жидкого топлива и газа и основные потребители-импортеры: США, Китай, Япония, ЕС.

Отставание в развитии нефтепереработки. Недостача а запасах нефтепродуктов от растущего спроса является одной из причин роста цен на нефтяном рынке. Согласно годовому обзору мировых рынков энергоносителей компании ВР [86] объем свободных мощностей нефтепереработки превышает объем потребления нефти только на 5 %. Анализ показывает, что 8 % запас свободных мощностей в нефтепереработке способен переломить ситуацию и снизить цены на сырую нефть. Однако существенное увеличение мощностей НПЗ в ближайшие годы нереально и даже наличие свободных мощностей нефтепереработки в одних странах не гарантирует от резкого роста цен в случае нефтяного эмбарго или вынужденного сокращения поставок нефти из регионов возможных крупных военных действий (например Персидского залива) в других странах.

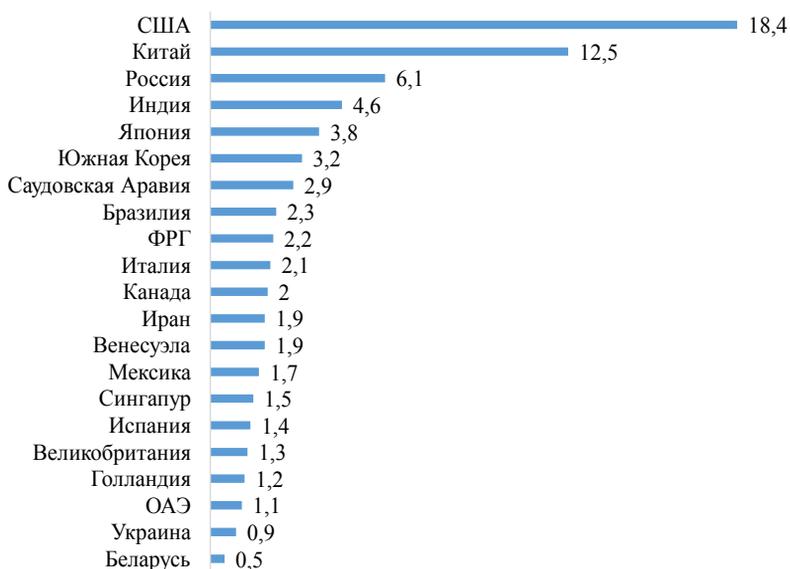


Рисунок 1.11 – Страны с наибольшими мощностями нефтепереработки, млн. барр. в день, в 2016 г.

Источник: ОПЕК [81])

Мир перерабатывает в день в нефтепродукты почти 100 млн баррелей нефти. Беларусь по переработке нефти занимает примерно 25-е место в мире, на рис. 1.11 не указаны опережающие Беларусь Индонезия (1,2), Бельгия и Египет (по 0,7), Аргентина (0,6), Алжир (0,65), Ирак и Кувейт (по 0,9).

Сланцевый прорыв. Добыча нефти и газа из нетрадиционных источников — сланец (особенно в США) может существенно изменить ситуацию на рынках нефти и природного газа. Уже сегодня «сланцевый прорыв» свершившийся факт: с 2010 по 2025 г. добыча нефти из сланцевых пластов будет расти в день на 8 млн. барр., добыча сланцевого газа — примерно с 40 в 2007 г. до 670 млрд. куб. м. к 2025г., это мировые рекорды темпов роста добычи энергоносителей.

К середине 2020 г. США станут крупнейшим в мире экспортером СПГ, а на несколько лет позже и нефти и нефтепродуктов, при этом они будут оставаться скорее всего импортером тяжелой нефти, под которые построены американские НПЗ. По оптимистичным оценкам запасы сланцевой нефти оцениваются в 200 млрд. барр.

СПГ из сланцевого американского газа существенно повлияет на глобальный рынок газа, который представит альтернативу трубопроводному газу. Ценообразование будет основано на конкуренции разных производителей а не на индексации по нефти. Рынок газа станет менее зависим от рынка нефти. На долю СПГ придется почти 90% прогнозируемого роста дальних поставок газа до 2040 г. За 10 лет с 2005 г. число стран-импортеров СПГ увеличилось с 15 до 40. По оценкам Еххон к 2040 г. нетрадиционная добыча газа даст примерно треть его добычи [126].

Реализация сценария «сланцевый прорыв» существенно увеличит к 2040 г. добычу нетрадиционной нефти в мире и приведет к избытку предложения нефти и газа.

Однако имеется ряд сдерживающих факторов добычи сланцевой нефти:

- высокие затраты около 60-80 долл./баррель по нефти и более 120 долл./тыс. куб. м. по газу;

- высокий расход воды (до 7 барр. воды на 1 барр. нефти). Появление безводной технологии (планируется после 2020 г.) вовлечет в эксплуатацию значительные месторождения в Китае, Иордании, Израиле, Монголии и других странах;

- экологические риски загрязнения грунтовых вод, почвы и воздуха.

Некоторые считают, что если вводятся жесткие экологические ограничения (добыча крекингом с гидроразрывом пластов губительны

для экологии) и не приходят новые технологии добычи, то возможен сланцевый провал. Некоторые прогнозисты считают, что сланцевая эйфория в США искусственно раздувается и преувеличены истинные возможности получения сланцевого газа.

Тем не менее в США использование сланцевого газа и развитие рынка СПГ может привести к полной энергонеzависимости.

1.2 Мировое потребление нефти и его прогноз

В мире ежегодно добывается почти 5 млрд тонн нефти, из них примерно по 20 % потребляют США и ЕС, 11 % – страны Азиатско-Тихоокеанского региона. К 2030 г. прогнозируется, что одна стремительно растущая экономика Китая будет требовать более 14 % мировой нефти. Уже в 2005 г. Китай стал вторым в мире импортером нефти, в 2006 г. он импортировал примерно 100 млн т, к 2020 г. импорт нефти Китаем достигнет 300 млн т. Эксперты считают, что к 2020 г. Китай увеличит потребление энергии в 1,5 раза, а Индия удвоит. Потребность этих стран в ресурсах будет главным фактором наращивания мирового потребления, а также уже сегодня является главным фактором роста мировых цен на энергоресурсы.

Изменение основных потребителей нефти представлено в таблице 1.3.

Таблица 1.3 — Страны – основные потребители нефти (млн. баррелей в сутки)

	1991		2011		2016
США	16,7	США	18,8	США	19,7
Япония	54	Китай	9,8	Китай	12,4
Россия	4,9	Япония	4,4	Индия	4,5
Германия	2,8	Индия	3,4	Япония	4,0
Китай	2,5	Сауд. Аравия	3,3	Сауд. Аравия	3,9

Источник – расчеты авторов на основе данных ВР [86]

Республика Беларусь занимает 54 место в мире по объему потребления нефти, примерно 180 тыс. барр. в сутки.

Потребление нефти в разрезе регионов с 1991 по 2016 г. существенно изменилось: Северная Америка уступила первое место Азии, которая в 2016 г. потребила 35,2% мирового потребления, в то время как Северная Америка снизила свою долю до 23,7%. На третьем месте

идет Европа и Евразия с 20%. Средний Восток потребляет примерно 9,5% (рис. 1.12).

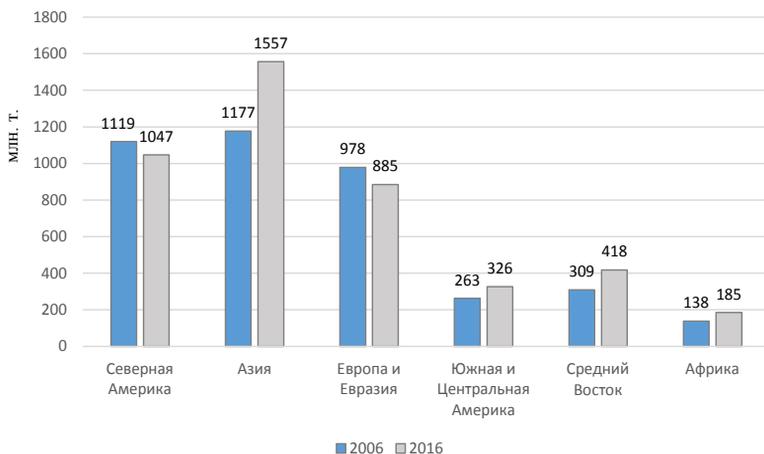


Рисунок 1.12 — Динамика потребления нефти по регионам, в 2016 г.

Источник — составлено авторами по данным ВР [86]

Прогноз спроса на нефть. Долгосрочный прогноз ОПЕК предполагает, что к 2030 г. мировое потребление нефти увеличится до 105,6 млн. барр. с 76,5 млн. барр. в 2000 г. (таблица 1.4). Почти 80 % от прироста в 20 млн. барр. обеспечат развивающиеся страны Азии. Особая роль в мировом спросе на нефть будет принадлежать Китаю, который в этот период удвоит потребление нефти — с 8 до 15,9 млн. барр. в день. В целом потребление нефти в развивающихся странах вырастет с 33 до 56,1 млн. барр. Страны переходной экономики увеличат потребление нефти с 5,1 до 6,1 млн. барр. в день. Для России ОПЕК прогнозирует рост потребления с 3,1 млн. барр. в 2008 г. до 3,7 млн. барр. В 2030 г. в странах ОЭСР после отмеченного в среднесрочном прогнозе периода стабилизации потребления нефти ожидается плавный спад начиная с 2015 г. — с 45,5 млн. до 43,4 млн. барр. в 2030 г.

США — крупнейший в мире потребитель нефти (20%), и таким они, по оценкам экспертов, останутся и к 2030 г. (свыше 1,2 млрд т, в год, или около 20%). Руководство США самым тщательным образом отслеживает энергетическую ситуацию и всегда готово действовать в меняющихся условиях. Каждый президент (начиная с 70-х гг.) при-

нимает Энергетическую стратегию (или доктрину) на предстоящие 15-20 лет. Энергетическая безопасность входит в число высших приоритетов государства. Ведется четкая координация (через государственный департамент) действий и усилий государства и компаний за пределами США. Объявлено, что благодаря разработкам сланцевых месторождений США сумеют выйти на самообеспечение энергией и ее экспорт.

Таблица 1.4 – Долговременный спрос на нефть(мб/д)

Регион	2015	2020	2025	2030	2035
Развитые (ОЭСР)	45,2	44,2	43,1	41,8	40,4
Развивающиеся, в том числе:	41,1	46,6	51,8	57	62,1
Индия	4	5	6,2	7,6	9,3
Китай	10,8	12,7	14,4	16	17,5
Евразия	5,3	5,5	5,7	5,8	6,0
Мир	91,6	96,3	100,7	105,6	108,5

Источник: ОПЕК [123]

ОПЕК кроме того дает и прогноз спроса по главным продуктам переработки нефти (таблица 1.5)

Таблица 1.5 – Спрос на главные продукты переработки нефти, мб/д

	2015	2020	2025	2030	2035
Легкие продукты					
этанол	10	10,5	10,9	11,2	11,5
керосин	6,2	6,8	7,3	7,9	8,5
бензин	23,3	24,4	25,5	26,5	27,5
Средние продукты					
керосин	6,7	7,1	7,4	7,7	8,1
дизель/газойль	27,3	30	32,2	34,1	36
Тяжелые продукты					
остаточное топливо	7,8	7,1	6,6	6,3	6
другие (включая битум, воск, кокс, серу)	10,2	10,5	10,7	10,8	10,9
Всего	91,6	96,3	100,7	104,6	108,5

Источник: ОПЕК [123]

Главный спрос на энергоресурсы по-прежнему предъявляет транспорт – 65% спроса на нефть, 8% – промышленность и 16% – неэнергетическое использование (нефтехимия и т.д.).

1.3 Мировые цены на нефть и их влияние на экономику

Цена нефти – пока главного мирового энергетического ресурса есть ключевой фактор экономического развития любой страны, как нефтедобывающей, так и нефтепотребляющей. Рост цен отрицательно влияет на мировую экономику. По оценке компании Vitol при росте цен до 150 долл. за барр., можно ставить под вопрос перспективы роста мировой экономики, и особенно экономики развитых стран (за исключением нефтедобывающих США, России и Норвегии, арабских стран).

Об отрицательном влиянии нефтяных цен на производство свидетельствуют расчеты экономистов Barclays Capital – удорожание нефти на 10 долл. за барр. выше уровня в 110 долл. приводит к сокращению темпов роста ВВП развитых стран на 0,3-0,5 %, а более энергоемких развивающихся – до 0,8 %. Это означает, что если нефть стоит 150 долл. за барр., то экономики Японии и США недосчитаются 1,2 % роста, Европы – 2%, а развивающейся Азии – 3,2 %. Об этом же свидетельствует известная модель МВФ, согласно которой повышение цены нефти на 10 долл./барр. приводит к сокращению темпов роста мирового ВВП на 0,75%.

Изменение цен на нефть влияет на изменение торгового баланса и обменного курса. В долгосрочном плане при росте нефтяных цен усиливается инфляция и растет безработица. При этом, если раньше периоды подъема цен на нефть сопровождалось снижением темпов роста ВВП, то в период 2002-2007 гг. рост цен на нефть не вызывал снижения темпов роста ВВП в странах ОЭСР и нескольких государствах Азии, то есть, природа соотношения между ценами на нефть и темпами экономического роста изменилась.

По оценкам экспертов есть два варианта оценки «справедливой» цены на нефть:

- первый – на основе анализа динамики реального спроса и предложения. Исходя из этого анализа США АЭИ (U.S EIA) в начале века оценивал на 2011 г. объем мирового спроса и предложения нефти на уровне 88,2 млрд. баррелей в день и 81,3 млрд. баррелей соответственно и на основании разрыва в этих показателях при

ожидаемом его сохранении в среднесрочном периоде оценивал среднюю «справедливую» стоимость «легкой» нефти на 2011 г в 102 долл. за барр. (фактическая цена составила 110 долл. за барр.);

- второй – основывается на оценках монетарного фактора и его влияния на нефтяные цены. Долларовый объем добычи нефти достиг почти 3 трлн. долл., а суммарный общий долг только ЕС и США превышает 35 трлн. долл. Долг этот монетизируется, денежная база США и ЕС непрерывно растет в результате проведения политики количественного ослабления. На основании активно проявившей себя на длинных отрезках времени положительной корреляции динамики денежной массы и цен на сырье вытекает повышение цен на нефть и другие сырьевые ресурсы в долгосрочной перспективе.

Таким образом угроза импортирующим энергоресурсы странам исходит от дисбалансов мировой экономики, вызвавших чрезвычайную задолженность развитых стран и покрывающих ее излишней монетизацией мировой валюты – доллара США.

Уровень цен на нефть является важным фактором перераспределения экономического и политического влияния в мире по следующим причинам:

- *во-первых*, будучи инструментом глобального влияния, цены на нефть оказываются серьезным рычагом в руках стран-экспортеров – в первую очередь государств Ближнего Востока, среди которых лидирующее положение занимают Саудовская Аравия и Иран;

- *во-вторых*, возникают предпосылки для новых витков международного противостояния, связанного с борьбой развитых стран-импортеров за контроль над энергоресурсами (в Ираке, Ливии, Сирии);

- *в-третьих*, высокие цены на нефть способны придать дополнительный импульс экономическому росту нефтедобывающих стран: России, Азербайджана и др.

Мировая выручка от реализации первичных энергоресурсов – нефти, природного газа и угля – составляет более 4 трлн. долл. (рисунок 1.13). В мировом торговом обороте объемы продаж сырой нефти и газа в 3,5 раза превосходят продажи алюминия и более чем в 30 раз – драгоценных камней и металлов (золото, серебро, платина, алмазы). На доходы нефтегазового сектора прежде всего влияют мировые цены на нефть и природный газ.

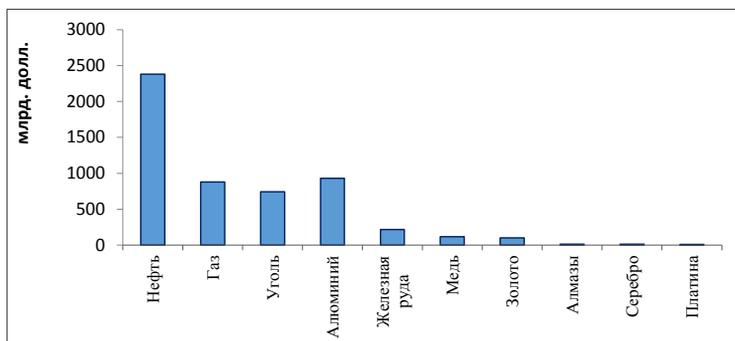


Рисунок 1.13 — Примерная выручка в мире по основным товарным позициям (млрд. долл.)

Источник — расчеты авторов

Ценообразование на нефть осуществляется в ходе биржевых торгов. Для анализа динамики мировых цен на нефть используется среднее спот-цен основных сортов: Brent — на Лондонской нефтяной бирже (LPE); WTI (West Texas Intermediate) — на Нью-Йоркской товарной бирже (NYMEX) и Dubai — на Сингапурской международной товарной бирже (SIMEX). Эволюция механизмов ценообразования на мировом нефтяном рынке представлена в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Эволюция механизма ценообразования на мировом рынке нефти во второй половине XX в.

Характеристики рынка	Стапы развития мирового нефтяного рынка		
	До 1971	1971-1986	После 1986
Принцип ценообразования	Картельный		Конкурентный
Кто устанавливает цену	Картель нефтеперерабатывающих корпораций «Семь сестер»	13 стран ОПЕК	Биржа
Динамика спроса на нефть	Устойчивый рост	Чередование роста и снижения	Замедленный рост

Перечислим основные факторы, влияющие на нефтяные цены.

Первый фактор – мировой спрос, зависящий от темпов роста населения, объемов ВВП, индустриализации и образа жизни людей.

Развитие ряда экономик быстроразвивающихся стран Азии создает значительную часть прироста спроса на нефть. Доля Китая и Индии в дополнительном спросе на нефть в 2008-2035 гг. оценивается экспертами МЭА (IEA) в 54% от общего увеличения спроса в мире. Темпы экономического роста в этих странах а также в Малайзии, Вьетнаме и Сингапуре, по прогнозам HSBC и СІТІ-банка вплоть до 2050 г. сохраняются высокими. Дополнительные расходы на ее покупку увеличивают глобальный дисбаланс мировых валют.

Второй фактор – территориальный разрыв между добычей и потреблением и рост транспортной составляющей.

Третий и четвертый факторы: энергосбережение и производство биотоплива. Высокие цены на нефть стали стимулом по созданию более инновационных технологий, особенно в автомобилестроении (электромобили).

Пятый фактор – рост доходов населения. Естественно, что темпы роста среднедушевых доходов лишь в первом приближении характеризуют темпы роста платежеспособного спроса населения на нефтяном рынке. Значительная часть нефтепродуктов приобретает за текущие доходы, а за сбережения приобретает часть для инвестиций в экономику. Однако, повышение темпов роста текущих доходов уменьшает склонность населения к сбережению и вызывает рост спроса населением на нефтепродукты. Снижение доходов приводит к падению платежеспособного спроса на рынке автомобильного и авиационного топлива.

Шестой фактор – объем денежной массы в мире и темпы инфляции от дополнительного вливания мировых денег например во время фаз смягчения денежно-кредитной политики США.

Седьмой фактор – тарифные пошлины.

Восьмой фактор образует совокупность психологических причин: публичные высказывания и тем более действия властей, обострение политических отношений и ожидание изменений в экономической политике и др.

Девятый фактор – спекулятивный. Формирование цен на нефть во многом зависит от мирового нефтяного рынка, на котором происходит переход от долгосрочных контрактов к разовым сделкам с наличной нефтью (рынок «спот»), и к сделкам с деривативами. Долгосрочные контракты составляют около 50%, остальная часть приходится на спотовую или форвардную торговлю. Рост инвестиционной привлекательности нефтяных фьючерсных контрактов и производных от них финансовых инструментов вызвали приток на не-

фтяной рынок значительных объемов капитала и способствовали его трансформации из товарно-сырьевого рынка в сегмент финансового рынка. На трех крупнейших биржах мира — NYMEX (Нью-Йорк), ICE (Лондон), SGX (Сингапур) доминируют спекулянты и финансовые сделки абсолютно преобладают, отражая ожидания дальнейшей динамики движения котировок. Если в 2000 г. объем фьючерсных сделок всего в 5 раз превышал объем товарных сделок с нефтью, то в 2004 г. — уже в 130 раз, а в 2007 г. — более чем в 1000 раз. При этом низкий уровень залога, которым обеспечивается фьючерсный нефтяной контракт, резко увеличивает потенциал спроса по сравнению с физическим рынком.

Консалтинговая компания PEG Energy, подсчитала, что хедж-фонды по всему миру, управляющие более чем 35 трлн. долл., размещают примерно 4% своих портфелей в сырьевые товары, а из этой доли вложения в нефть самые большие. Речь идет о более чем 1 трлн. долл. вложений в нефть. Как следствие, нефтяной рынок приобрел высокую волатильность, свойственную финансовым рынкам, с резкими колебаниями цен при относительно плавном изменении реального спроса на нефть (рисунок 1.14).

Будучи президентом Франции Саркози в 2011 г. В Брюсселе на конференции ЕС по сырью и товарам выступил с призывом усилить регулирование цен на сырье и сырьевые товары: нефть, пшеницу, медь и т.д. Он призвал европейцев последовать примеру США, которые приняли закон Додда-Фрэнка, усиливающий регулирование финансовых рынков. Благодаря фьючеризации торговли сырьевыми ресурсами, разрыв между реальными рынками и рынками сырьевых деривативов постоянно растет, так по нефти объем производственных рынков сейчас в 35 раз больше, чем объем рынков торгующих реальной нефтью. Аналогично в сельскохозяйственном сырье только на Чикагской товарной бирже (СМЕ) суммарный объем деривативов превышает мировое производство пшеницы в 46 раз.

Спекулятивный характер формирования мировых цен на нефть (также, как и цен на продовольствие) делает их крайне чувствительными к общемировым кризисам — кредитным, фондовым, банковским. В ходе таких кризисов цены могут на продолжительное время опускаться ниже комфортного уровня для стран экспортеров, что приводит к сокращению предложения и отказу от многих инвестиционных проектов, а также росту цен после преодоления кризиса. В то же время, потребность в инвестициях в мировую нефтедобывающую

отрасль и в нефтепереработку, по оценкам, экспертов составляет до 2040 г. почти 0,5 трлн. долл. Недостаточный уровень инвестиций, который при падении цен практически неизбежен, ведет к снижению предложения и в среднесрочной перспективе к новому резкому росту цен.

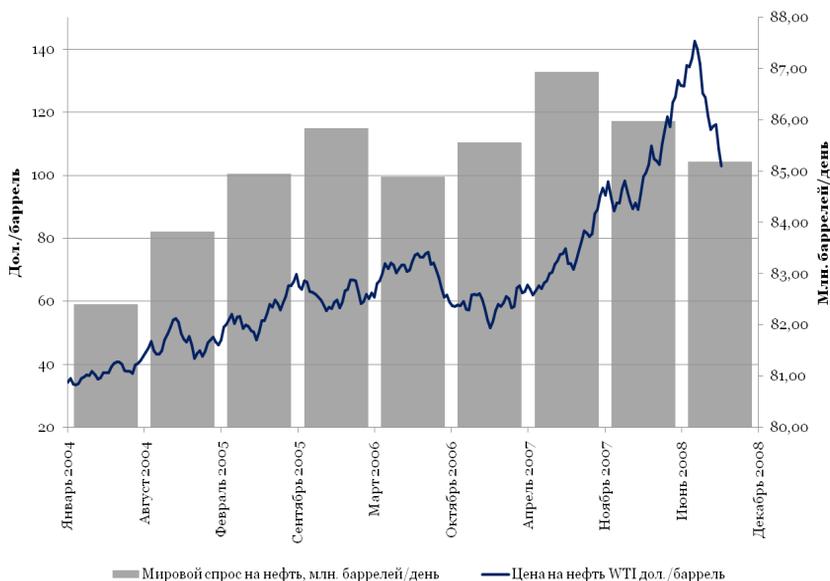


Рисунок 1.14 — Мировой спрос и цена нефти, 2004-2008 гг.

Источник: Bloomberg, Expert Assumption

Волатильность является одной из угроз глобальной энергетической безопасности, так как она оказывает существенное влияние на экономику производителей и потребителей сырья, на инвестирование в нефтегазовый сектор и на всю мировую финансовую систему. Особую актуальность эта проблема приобрела на стадии ценового пика и последующего достаточно резкого снижения цен в 2008 г. в условиях разразившегося мирового финансового кризиса.

В силу фьючерсного характера нефтяного рынка резкие колебания нефтяных цен связаны, в первую очередь, с динамикой американского фондового рынка и других биржевых площадок как альтернативного способа вложения средств. Цены на нефть также тесно связаны с курсами валют, в первую очередь доллара, как ва-

люты фьючерсных торгов, ставками рефинансирования, а также с показателями реальной экономики (темпами роста ВВП и инфляцией) в долгосрочной, среднесрочной и краткосрочной перспективе.

Тем не менее, представления о том, что динамика цен нефти определяется преимущественно спекулятивными факторами неверно. Если повышение цены нефти является результатом только спекуляций, то оно проходит также быстро, как и приходит.

Десятый фактор — запасы нефти в странах ОЭСР и в первую очередь в США. При переходе мирового финансового кризиса в новую фазу осенью 2008 г. произошел обвал цен на нефть, вызванный двумя причинами — продажами фьючерсных контрактов со стороны инвесторов, испытывающих нехватку ликвидности, а также ожиданиями сокращения спроса вследствие замедления темпов роста мировой экономики. При этом падение цен существенно опережало распространение кризиса в реальный сектор экономики и энергетику.

Одиннадцатый фактор — геополитические риски и экономическая неопределенность. Цены на нефть зависят от внешних шоков: катастрофа в Японии ухудшила перспективы ядерной энергетики, а гражданская война в Ливии и Сирии на долгий период резко сократила добычу нефти. В целом, арабская весна (Тунис, Египет, Ливия, Алжир) и волнения в Иране, Бахрейне, повлияли на нефтяные цены. Спорные географические области, например, в водах Южно-Китайского моря, на которые претендуют Китай, Филиппины, Вьетнам, Малайзия, Бруней, Тайвань, также увеличивают геополитические риски.

Двенадцатый фактор — мировые нефтеперерабатывающие мощности и возможные нарушения в логистике поставок нефти. Доклад консалтинговой компании Делойт и Туш [16], посвященный данной проблеме, концентрирует внимание на энергетических проблемах ЕС27 при приостановке движения по Суэцкому каналу (17% всей нефти, а это 11,6 млн. баррелей в сутки в ЕС следует по данному маршруту).

Перечень основных факторов, оказывающих влияние на цены на нефть дан в таблице 1.7.

В целом, характер взаимодействия и взаимовлияния различных факторов меняется во времени, в зависимости от состояния финансовой системы, при этом чередуются доминирующие факторы такого взаимодействия: фундаментальные, финансовые, геополитические (рисунок 1.15).

Таблица 1.7 – Факторы влияющие на изменение цен на нефть

Снижение цены	Рост цены
НТП (новые технологии, альтернативные источники энергии и т.п.)	
Экономические и финансовые кризисы (снижение спроса на нефть)	Рост ВВП (рост спроса на нефть)
Открытие новых месторождений	Истощение месторождений
Свободные мощности нефтедобывающих стран	Сообщение об исчерпании свободных добывающих мощностей
Поощрительные законодательные акты	Запретительные законодательные акты
Превышение стратегических запасов над оптимальным уровнем	Сокращение стратегических запасов
Теплая зима	Холодная зима

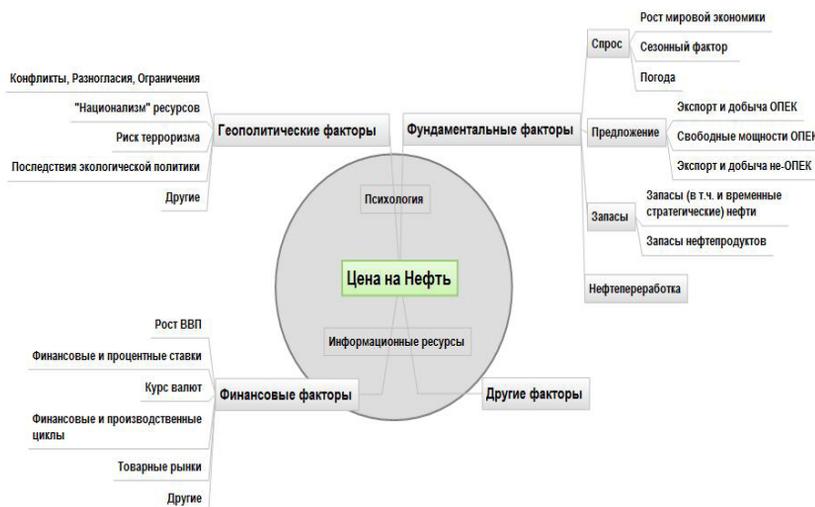


Рисунок 1.15 — Рыночная модель нефтяных цен

Источник: Expert Data

Регулировать рост цен на нефть практически невозможно. Даже ОПЕК не обладает достаточными рычагами давления на рынок, так как организация не может влиять на других независимых производителей, которые могут увеличивать или уменьшать поставки нефти. Итоги 2007-2008 гг. показали, что фундаментальные факторы соотно-

шения спроса и предложения нефти и действия ОПЕК не оказывают существенного влияния на нефтяные цены. В пользу этого вывода говорят следующие факты: в 2007 г. и в первой половине 2008 г. не произошло событий, которые, с точки зрения фундаментальных факторов, могли бы привести к росту цен с 50 до 150 долл. за барр.; во второй половине 2008 г. также не было отмечено фундаментальных факторов, которые могли бы вызвать их снижение до 40 долл. за барр.; увеличение добычи нефти странами ОПЕК на волне роста цен не приводило к их снижению и стабилизации, а снижение добычи в конце 2008 г. не привело к прекращению падения. То есть, ОПЕК была вынуждена следовать за ходом событий, несмотря на крайнюю заинтересованность стран-членов в повышении цен. В большей мере влияние на цены на нефть, оказали финансовые факторы. В то же время, если ОПЕК действует согласованно с Россией, как в 2016-2017 гг., то удастся стабилизировать цены на нефть.

В процессе ценообразования нефти (как и любого другого товара) должны быть учтены прямые и косвенные затраты производителя на ее добычу, начиная от геологоразведки, разработки месторождений, бурения и добычи, транспортировки, хранения и т.д. Себестоимость зависит от климатических, геологических, экологических и др. факторов того или иного месторождения. Часто используют понятие предельных издержек добычи барреля нефтяного эквивалента, ниже уровня которых реализация инвестпроектов экономически нерентабельна (рисунок 1.16)

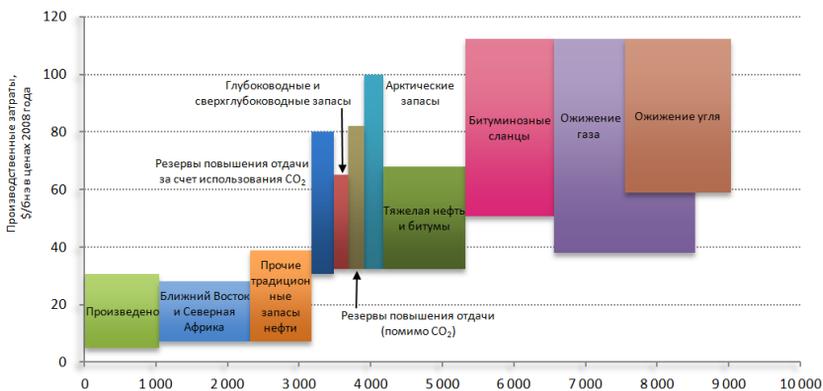


Рисунок 1.16 - Предельные издержки по добыче углеводородов из традиционных и нетрадиционных источников

Источник: МЭА (IEA) [121]

По оценкам экспертов предельные издержки по нефти, добытой до 2008 г., находились в пределах 5-30 долл. Из под арктических льдов нефть смогут добывать на уровне 30-100 долл., из сланцев – от 40 до 80 долл. за баррель. Таким образом, диапазон предельных издержек очень широк и не позволяет осуществлять фундаментальный анализ обоснованности рыночных цен.

Прогнозирование цен на нефть. Краткосрочные, среднесрочные и долгосрочные прогнозы цен на нефть необходимы для выработки мировых и национальных энергетических стратегий. Существует мнение о принципиальной непредсказуемости динамики цен на нефть так как их траектория отражает неравномерность развития глобального энергетического хозяйства на фоне политической нестабильности и неравномерности развития экономик.

При прогнозировании цен на нефть приходится учитывать следующие особенности нефтяного рынка:

1) нефть – особый товар, цены на который могут на порядок отклоняться от реальных издержек производства;

2) отсутствует целостная система регулирования нефтяного рынка, синхронизирующая интересы ключевых производителей и потребителей, а также стран-транзитеров;

3) специалистам не удавалось пока спрогнозировать ни один «крутой» поворот цен (взлет цен во время первой (1974 г.) и второй (1974–80 гг.) волны энергетического кризиса; падение цен в 1986 г. и 1998 г.; рост цен в канун кризиса 2008 г.;

4) спекулятивный фактор роста цен на нефть.

Подходы к построению методик прогнозирования цен на нефть должны учитывать влияние на цены многих факторов в их взаимосвязи. Опыт последних 40 лет показывает, что возможности исследователей, предсказать не только правильное значение, но даже верные тренды динамики цены на нефть, крайне ограничены. Тем не менее, при всей сложности прогнозирования цен нефти, определение, по крайней мере, направлений их динамики и диапазона изменений является решаемой задачей.

Анализ показывает, что за последние 10 лет период колебаний цен на мировом рынке нефти сократился, а амплитуда выросла. Это значит, что в прошедшем десятилетии на мировом рынке нефти появились новые дестабилизирующие факторы, влияние которых постепенно росло. Среди этих факторов и неконтролируемый рост экспорта нефти из стран, не входящих в ОПЕК и производство сланцевой нефти в США.

Прогнозированием цен на нефть занимается большое число влиятельных и авторитетных международных и государственных

организаций: МЭА (IEA), Министерство энергетики США, Мировой энергетический совет, Азиатско-Тихоокеанский исследовательский центр и др.; среди частных организаций -это Центр глобальных энергетических исследований (Лондон), секретариат ОПЕК, а также издательская компания Platt's, журналы Oil and Gas, Petroleum Intelligence Weekly, Petroleum Economist и др. Краткосрочные и долгосрочные прогнозы цен разрабатывают практически все крупнейшие нефтяные компании, многие банки, инвестиционные компании и другие финансовые организации. В частности, компании Shell и Exxon Mobil регулярно готовят глобальные сценарии развития мировой энергетики с прогнозами цен на нефть. Кроме влиятельных организаций прогнозами цен на нефть занимаются отдельные исследователи, предлагающие самые неожиданные подходы. Например, основанные на цикличности развития экономики. Как правило, при прогнозировании цен используется сценарный подход (ретроспективный анализ цен). Чаще всего разрабатываются три сценария: низкие цены, слабое повышение (при ежегодных колебаниях), высокие цены.

Методики к прогнозированию цен на нефть, можно классифицировать следующим образом:

- регрессионные динамические однофакторные модели,
- статические многофакторные модели,
- модели, опирающиеся на фундаментальный и технический анализ, в том числе по методологии фондового рынка,
- модели, использующие нейронные сети и т. д.

В прогнозировании цен на нефть применяют ретроспективный и фундаментальный анализ. Фундаментальный анализ, состоит из определения возможных темпов роста ВВП (стоимость потребленных населением товаров и государственные закупки, инвестиции, сальдо внешнеторгового баланса) по различным сценариям по миру в целом, по группе стран и отдельным странам, прогнозирования численности населения и прогноза энергопотребления. Далее, на базе прогноза потребности в энергоносителях и изменений в структуре топливноэнергетического баланса определяется прогноз потребления нефти, а именно темпы роста, объемы потребления, в.т.ч. по регионам мира и сферам использования. На последнем этапе определяются мощности и объемы добычи нефти по экономическим районам и странам и в целом по миру.

Выявление соотношения между спросом и предложением на перспективу является заключительной частью подготовительного этапа прогноза цен на нефть.

Результаты прогнозов пока еще не вполне удовлетворяют экспертов и потребителей, и поэтому дальнейшее развитие методик прогнозирования представляется актуальной и важной задачей для аналитиков нефтяного рынка. Особо необходимо отметить сравнительно новый аспект этой задачи – проявившуюся потребность органов госуправления и руководителей компаний в методиках прогнозирования развития рынка нефти, что связано с разработкой и необходимостью обоснования стратегий развития как отдельных энергетически зависимых отраслей, так и государства в целом. Такие методики, помимо обычных требований к научной обоснованности и достоверности результатов, выдвигают специфические требования доступности для расчетов в условиях ограниченного набора исходных данных и времени для подготовки прогноза, а также, что немаловажно, нахождения явной иллюстрации влияния тех или иных факторов на цены на нефть.

Анализ опыта разработки и использования методик прогноза показывает, что способность исследователей, опираясь на экспертные оценки или математические модели, предсказать не только правильное значение, но подчас даже верное направление перспективной динамики цены жидкого топлива, крайне ограничены.

Эластичность спроса на нефть по приросту ВВП мировой экономики составляет 0,45–0,5. Притом что для США (и аналогично для других развитых экономик) ниже – 0,2–0,3. С этой точки удорожание нефти, наблюдавшееся с 2000-го и особенно после 2004 г., и удешевление с 2008 г., не что иное, как структурный феномен, отражающий перемещение очагов экономического роста в быстроразвивающиеся экономики. Это перемещение будет вести к более интенсивному спросу на промежуточное сырье, энергию и продовольствие, формируя тенденцию их удорожания, а так называемые высокотехнологичные или с высокой добавленной стоимостью продукты, вероятно, будут относительно дешеветь, способствуя стиранию барьеров между развитыми и «слаборазвитыми» странами и, возможно, даже меняя их местами (США и Китай) во всемирной иерархии.

Взаимовлияние цен на нефть и на продовольствие. Исследуем связь эластичности цен на нефть и на продовольствие, что позволяет **коррелировать прогноз нефтяных цен с прогнозом цен на продовольствие.**

В пользу такого вывода свидетельствует динамика изменения цен на нефть и продовольствие за 10 лет (рисунок 1.17).

Построенная эконометрическая модель (рисунок 1.18) показывает линейную корреляцию цен на нефть с ценами на продовольствие

(точность модели 94,6 %): рост цен на продовольствие на 10 пунктов обуславливает прирост цены за баррель нефти на 6,1 долл. Модель позволяет использовать прогнозные оценки цен на продовольствие, модели расчетов которых характеризуются большей предсказуемостью, чем модели прогнозирования цен на нефть.

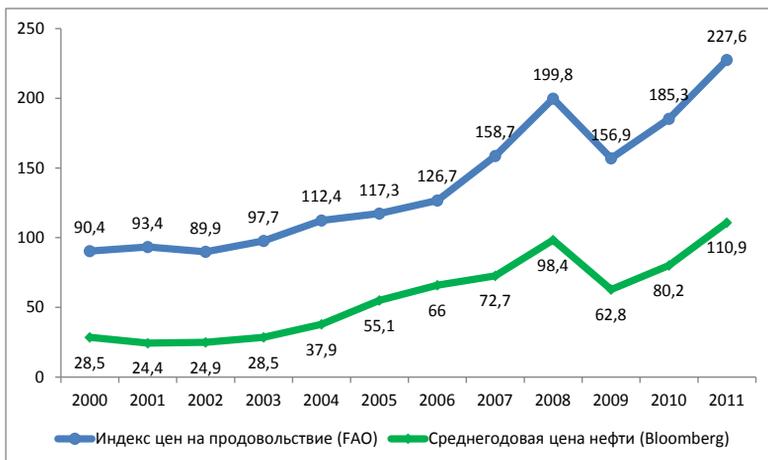


Рисунок 1.17 — Индексы среднегодовых цен на продовольствие (FAO) и нефть (Bloomberg) в 2000-2011 гг.

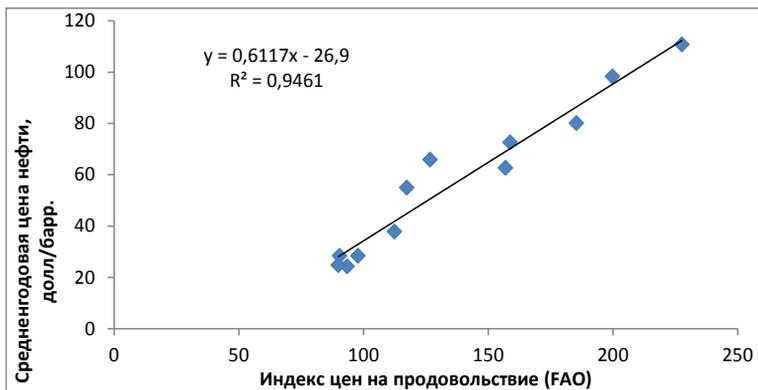


Рисунок 1.18 — Эконометрическая модель зависимости среднегодовой цены на нефть (по Bloomberg) с индексом цен на продовольствие (FAO)

Источник: расчеты авторов

Корреляция роста мировых цен на продовольствие с ростом цен на нефть позволяет использовать для прогноза цен на нефть прогнозные оценки роста цен на продовольствие, модели расчетов которых характеризуются большей предсказуемостью, чем модели прогнозирования цен на нефть, как в краткосрочной так и долгосрочной перспективах. Таким образом, по крайней мере, направление динамики цен на продовольствие, а вслед за ней и на нефть в целом прогнозировать можно. Естественно, что многое зависит от оценки того, каким будет замедление экономики, как быстро будут проникать на рынок энергосберегающие технологии и альтернативные источники энергии и какое влияние это будет оказывать на динамику цен на продовольствие.

Прогнозы цен на нефть. Главный фактор снижения цен на нефть – сланцевая нефть. Стремительный рост добычи в США при себестоимости в основных сланцевых регионах в 50-60 долл./баррель будет останавливать цены в районе 60-70 долл. После этой цены сланцевый нефтепоток будет ее сбивать вне зависимости от действий ОПЕК и России. Таким образом главный фактор, останавливающий рост цен – технологический прорыв США, резко снизивших стоимость сланцевой нефтедобычи. Во-вторых для многих стран, таких как Россия, Ирак, Иран, Венесуэла, Мексика, Саудовская Аравия, Нигерия и др. нефть основной источник доходов и источник валюты и поэтому любая цена является вынужденно приемлемой – другой альтернативы нет.

Поэтому большинство прогнозистов считают, что цена на нефть вряд ли подымется в ближайшие 10 лет выше 80-90 долл./баррель.

Эксперты РАН считают, что в 2018-2020 гг. цены на нефть будут постепенно расти до 67 долл./баррель. Минэкономразвития РФ считает, что цены в этот период будут в интервале 43-45 долл./баррель [59]. Центр Кудрина рассчитал, что к 2030 г. цены на нефть вырастут до 70 долл./баррель.

Инвестиционные банки Goldman Saks и Morgan Stanley полагают, что уже к концу 2018 г. нефть вырастет до 75 долл./баррель.

В долгосрочном прогнозе до 2040 г. US EIA (США АЭИ) [95] среднему сценарию цены на нефть до 2040 г. будут медленно расти до уровня 110 долл., по высокому сценарию – превысят 225 долл., а по низкому снизятся до 40-45 долл. Сценарии зависят от предполагаемого экономического роста.

МЭА (IEA) в отчете за 2017 г. считает, что до 2040 г. нефтедобывающие страны сумеют удерживать цены в диапазоне 50-70 долл. за баррель [121].

Представляется, что цена на нефть в пределах 60-80 долл. за барр. будет в ближайшей перспективе не спекулятивной, а скорее естественной и в этом диапазоне закрепиться на продолжительный период.

1.4 Беларусь на нефтяном рынке

Экспорт нефтепродуктов является одним из важнейших источников доходов Беларуси. В 90-е годы в суммарном белорусском экспорте собственная нефть и выработанные из российской нефти на двух НПЗ нефтепродукты, составляли 9–12%. Однако начиная с 2000-х годов благодаря росту переработки нефти (рисунок 1.19) и быстро растущим нефтяным ценам, нефтепродукты оттеснили все остальные позиции и заняли в структуре отечественного экспорта 30–35%. Экспортные доходы от переработки нефти не столько пополняли валютную выручку страны, — она почти вся уходила в оплату российской нефти — сколько обеспечивали за счет работы НПЗ бесплатное с точки зрения торгового баланса внутреннее потребление 5–6 млн т нефтепродуктов. По показателю экспорта нефти и нефтепродуктов на душу населения в 2012 г. Беларусь (1958 долл.) практически догнала Россию (1985 долл.) и сегодня имеет 0,25 % в мировой трансграничной торговле нефтепродуктами (для сравнения доля Беларуси в мировом населении — 0,1%).

Белорусский нефтяной кластер играет и будет играть значительную роль не только в отечественной экономике (12% в ВВП), но и в мире. Среди стран СНГ по объемам переработки нефти Беларусь (23-24 млн т) занимает второе место после России (270 млн т), опережая такие нефтяные страны, как Азербайджан (6,3 млн т), Казахстан (13,7 млн т), Туркменистан (6,4 млн т). Украина имела мощностей по переработке нефти в два раза больше, чем Беларусь (50,3 млн т), но из-за плачевного состояния ее НПЗ она сегодня является крупнейшим покупателем белорусских нефтепродуктов (сама перерабатывает только 4–5 млн т).

Рост белорусского экспорта нефтепродуктов обеспечивался возрастающим импортом нефти, который с 2000 г. вырос с 7,8 млн т до 11,2 млн т в 2010 г., а за следующие пять лет удвоился до 22-23 млн т. Согласованные с Россией объемы поставок нефти на период 2018–2024 гг. составят 24 млн т в год. Однако фактические поставки нефти в 2016-2017 гг. составили только 18 млн. т.



Рисунок 1.19 – Экспорт нефтепродуктов

Сегодня Беларусь – одно из крупнейших на постсоветском пространстве нефтеперерабатывающих государств. Вывести белорусский нефтяной кластер на передовые мировые позиции, подобно Роттердамскому в Голландии – важнейшая задача 5-й пятилетки. Этому будет способствовать реализуемые инвестиционные программы на НПЗ.

До 2007 г. компании, перерабатывавшие нефть в Беларуси, экспортную пошлину не платили. Поэтому перерабатывали в основном российские и белорусские давальцы, они же делили между собой сверхдоходы, белорусскому государству доставались крохи в виде налогов от двух НПЗ. С 2007 г. по трехлетнему соглашению с Россией пошлины начали уплачиваться с поступающей в Беларусь нефти сверх лимита в 6 млн т (для собственного потребления). В 2010 г. в результате возникших разногласий при заключении очередного соглашения поставки нефти из России были резко сокращены и частично замещены венесуэльской и азербайджанской нефтью. С 2011 по 2014 гг. экспортные пошлины в объеме 3–3,8 млрд долл. В год Беларусь стала уплачивать в российский бюджет после экспорта нефтепродуктов (в сумме белорусами было перечислено в российский бюджет примерно 13,2 млрд долл.).

С 2015 г. в связи с началом работы ЕАЭС экспортные пошлины на нефтепродукты были переданы белорусскому бюджету. Однако

при этом Россия ввела налог на добычу, так называемый налоговый маневр, вследствие чего экспортные пошлины резко уменьшились примерно на 0,5 млрд долл. за 2015–2017 гг., к тому же снижение цен на нефть и нефтепродукты привели к тому, что в 2015 г. белорусскому бюджету досталось всего 1,3 млрд долл. вывозных пошлин, а в 2016 и 2017 гг. 1,5 и 0,8 млрд. долл. соответственно. Налоговый маневр привел к изъятию примерно 38 долл. на тонне нефти в российский бюджет сразу после добычи. Иными словами, российский налоговый маневр 2015 г. добавил к падающей цене на нефть примерно 13–15%. Выросшие экспортные пошлины на мазут до пошлин на нефть сделали его экспорт нерентабельным. В 2016–2017 гг. белорусские НПЗ снизили производство мазута на 30% до 5,6–5,0 млн т.

В представленном в таблице 1.8 нефтяном балансе Беларуси по переработке российской нефти и доработке нефтепродуктов и их экспорте указаны импорт в страну нефтепродуктов, их стоимость, а также экспорт нефтепродуктов и примерный объем вывозных пошлин, перечисленных в Россию, последняя колонка это итоговая белорусская маржа, т.е. стоимость работы двух НПЗ и затраты на потребленные внутри страны нефтепродукты.

Как видим белорусская маржа, т.е. то, что доставалось белорусским НПЗ и государству, в 2014–2015 гг. была положительной. Однако не постоянной, причем на нее влияли не только пошлины и то, кому они доставались, но и мировые цены на нефть. Хотя анализ работы зарубежных НПЗ показывает, что их доходы мало зависят от цены на нефть – они получают более-менее стабильную маржу переработки.

Таблица 1.8 – Белорусский нефтяной баланс

Год	Импорт нефти			Импорт нефтепродуктов		
	объем, млн т	цена	стоимость, млрд.долл.	объем, млн т	цена, тыс. долл.	стоимость, млрд долл.
2001	11,9	115,8	1,378	нет данных		
2005	19,2	218,6	4,2			
2006	20,9	268,2	5,605			
2007	20	361	7,22			
2008	21,5	442	9,503			
2009	21,5	328	7,052			
2010	14,7	458,5	6,74			
2011	20,4	459,7	9,378			

2012	21,669	401,8	8,706	8,474	530	4,996
2013	21,261	394,7	8,392	0,125	1228	0,153
2014	22,508	338,9	7,628	0,421	666	0,280
2015	22,919	247,3	5,668	1,653	310	0,512
2016	18,142	218,9	3,971	1,719	330	0,567
2017	18,130	294,4	5,338	3,385	340	1,150

	Экспорт нефтепродуктов			Вывозные пошлины для России	Белорусская маржа, а с 2016 г. вывозные пошлины
	объем, млн т	цена	стоимость, млрд долл.		
2012	17,493	829,2	14,505	3,8	-0,20
2013	13,564	748,7	10,156	3,3	-1,7
2014	13,762	715,9	9,961	3	-0,9
2015	16,851	405,4	6,831	–	2,0
2016	13,019	310,4	4,041	–	1,5
2017	12,3	433,9	5,338	–	0,8

Год	Экспорт собственной нефти		
	объем, млн т	цена	стоимость, млрд долл.
1995	0,200	нет данных	
2000	0,346		
2005	1,351		
2012	1,645	746,5	1,228
2013	1,619	766,6	1,241
2014	1,617	695,1	1,124
2015	1,615	358,6	0,579
2016	1,617	291,7	0,472
2017	1,621	374,2	0,606

* Вывозные пошлины на нефть для Беларуси введены и уплачивались в 2007-2009 гг., а с 2011 г. заменены на вывозные пошлины на нефтепродукты.

** в 2012 г. под кодом ТН ВЭД ТС 3814 (органические растворители и разбавители) экспортировались нефтепродукты, поэтому объем стоимости экспорта нефтепродуктов с учетом указанного фактора составил 17,268 млрд долл.

География экспорта и экспортная корзина белорусских нефтепродуктов имеет следующую структуру (рисунок 1.20).

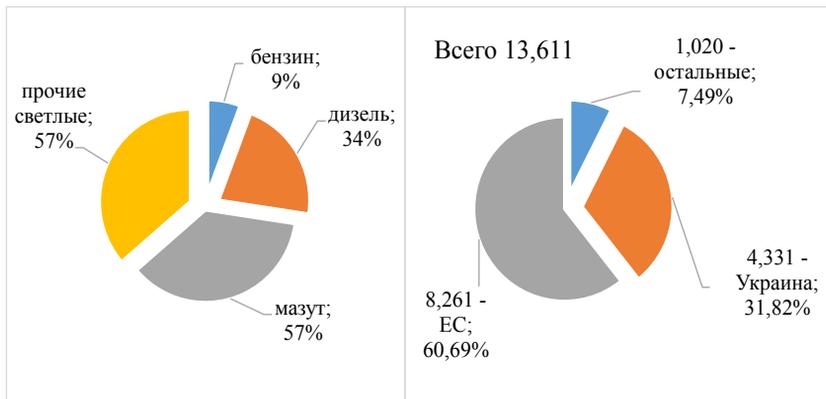


Рисунок 1.20 – Экспорт белорусских нефтепродуктов в 2016 г.

Существенно на величину белорусской маржи от переработки нефти повлияло несинхронное изменение цен на нефть и нефтепродукты: в 2013 г. по сравнению с 2012 г. цена нефтепродуктов упала на 30%, в то время как среднегодовая цена нефти только на 3,6%; в 2014 г. наоборот цена нефтепродуктов упала только на 4,4% в то время как цена нефти снизилась на 14,1%; в 2015 г. цена на нефть для Беларуси снизилась только на 29,7%, а нефтепродуктов на 43%. Существенно большее проседание цен на нефтепродукты по сравнению с ценой на нефть наводит на мысль о необходимости существенного улучшения работы по выбору зарубежных покупателей и устранению посредников в цепях продаж. Существует множество примеров, когда проданные в Балтию белорусские нефтепродукты тут же перепродавались по более высокой цене в Польшу и Украину.

Экспортной реализацией нефтепродуктов занимается Белорусский нефтяной дом (БНК), созданный в 2007 г. который основную массу продуктов реализует на условиях fob т.е. в порту отгрузки.

Акционерами компании БНК являются ПО Белоруснефть, НПЗ Нафтан, Мозырский НПЗ, Белорусский нефтяной торговый дом. Целью деятельности компании является максимизация стоимости консолидированных экспортных объемов нефтепродуктов, производимых двумя белорусскими НПЗ.

Основными рынками сбыта являются страны ЕС (около ¼ всего экспорта нефтепродуктов), а также Украина.

С 2015 г. Нафтан и Мозырский НПЗ в новых условиях низких цен на нефть и нефтепродукты столкнулись с новой ситуацией – из-за невысокой рентабельности с предприятий практически ушли давалыцы (2014 г. – 41%, 2015 г. – 20,4%, 2016 г. – 10,9%, 2017 г. – 1,9% переработки), которые до 2014 г. закупали и перерабатывали почти половину нефти. Нефтепереработчикам, и особенно Нафтани пришлось изыскивать кредитные ресурсы для собственной закупки импортной нефти на уровне 8,4 млн т на сумму более 2 млрд долл. В итоге несмотря на рост производительности труда примерно на 3,8% из-за падения нефтяных цен рентабельность предприятия снизилась до 5,7%. Тем не менее даже в трудных условиях Нафтан реализует напряженную инвестиционную программу – 2011–2015 гг. объем освоенных инвестиций составил 1,3 млрд долл., что в 1,8 раза больше чем за предыдущую. В 2011–2015 гг. на модернизацию, в целом, нефтехимического комплекса Беларуси направлено 8,9 млрд долл. Весь объем произведенных бензинов АИ-92 и АИ-95 соответствует экологическому классу 5, в 11 раз за пятилетку (до 1,358 млн т) увеличено производство дизтоплива класса Евро-5.

Годовые мощности НПЗ Беларуси по первичной переработке нефти составляют: НПЗ Нафтан около 9–11 млн тонн, Мозырский НПЗ – около 12 млн тонн. в 2017 г. НПЗ Нафтан переработано 8,3 млн т нефти.

Белорусские НПЗ могут перерабатывать до 24 млн. тонн нефти в год. В 2011 году глубина переработки нефти на Нафтани составила 75% при производственной мощности 10,8 млн.т., на Мозырском НПЗ перерабатывали нефть с глубиной 68%, производственная мощность составила около 12 млн. тонн. Глубина переработки нефтяного сырья на Мозырском НПЗ к 2015 г. увеличится до 90-92%. На Нафтани к 2014 г. предприятие должно достичь глубины переработки сырой нефти в 92-94%. Модернизация НПЗ осуществляется для перехода на производство топлива стандартов Евро-4 и Евро-5 и наращивания экспорта нефтепродуктов в страны Евросоюза.

Основные направления развития НПЗ на 2015–2020 гг. связаны с повышением глубины переработки нефти, а также увеличением ассортимента и повышение качества выпускаемой продукции.

В целях доведения глубины переработки нефти до уровня 90–92 % на НПЗ Нафтан завершается строительство комплекса замедленного коксования, на Мозырском НПЗ – строительство комплекса гидрокрекинга тяжелых нефтяных остатков.

Постоянная модернизация белорусских НПЗ уже привела к достаточно высокой глубине переработки (Беларусь уступает только

Омскому НПЗ в России). К 2020 г. планируется довести глубину переработки на обоих НПЗ до 90–92%. Значимость НПЗ Нафтан обусловлена также его особой ролью во внутриотраслевой кооперации – предприятие поставляет сырье по сниженным ценам как на входящий в его группу «Полимир», так и на целый ряд самостоятельных госпредприятий: в Осиповичах, Могилевхимволокно, Лидская лакокраска, завод горного воска, и т.д. В Беларуси, как и в России, необходимо создать индустриальный парк, например в Новополоцке, малого и среднего бизнеса по переработке полиэтилена и полипропилена в современную инновационную продукцию для производства труб, строительства дорог, утепления домов, а также быстрорастущих мировых рынков полимеров для 3D принтеров, полимерных мембран, древесно-полимерных композитов и т.п. Примером успешной работы в этом направлении является Верхнедвинское предприятие «Инвет», выпускающее боксы для телят. Представляется, что главное это не только инвестиции в модернизацию НПЗ, а формирование белорусского нефтехимического кластера на базе «Нафтана-Полимира» по подобию кластеров, сформированных в России: в Омске, Перми, Нижнекамске, Тобольске, Калининграде, которые кроме НПЗ включают производство и переработку полимеров. В Беларуси, как и в России, необходимо создать индустриальный парк, например в Новополоцке, малого и среднего бизнеса по переработке полиэтилена и полипропилена в современную инновационную продукцию для производства труб, строительства дорог, ЖКХ (утепление домов), а также для быстрорастущих мировых рынков полимеров для 3D принтеров, полимерных мембран, древесно-полимерных композитов и т.п. Примером успешной работы в этом направлении является Верхнедвинское предприятие «Инвет», выпускающее боксы для телят.

НПЗ Беларуси выпускают около 80 наименований сертифицированной товарной продукции: автомобильный бензин, дизельное топливо, топливо для реактивных двигателей, осветительный керосин, печное топливо, мазут, масла смазочные, сжиженные газы, нефтяные битумы, индивидуальные ароматические углеводороды и др. Весь объем дизельного топлива выпускается в соответствии со стандартами Евро-4 и Евро-5. Автомобильный бензин (АИ-95 производства Мозырский НПЗ) соответствуют требованиям Евро-3 и Евро-5.

2. АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ МИРОВЫХ РЫНКОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА

*«Золотой век газа»
Фольклор*

Второй, а в будущем первый энергоресурс — природный газ. Природный газ — выгодный источник получения энергии по следующим причинам:

- обладает более низким содержанием углерода в своем составе по сравнению с другими видами ископаемого топлива;
- газоперерабатывающие заводы могут быть относительно быстро построены (около 2 лет);
- газовые установки гибки как в техническом, так и в экономическом плане, что легко сглаживает сезонные и пиковые нагрузки.

2.1 Мировые запасы природного газа

Таблица 2.1 – Топ-10 стран с максимальным запасом природного газа на конец 2016 г.

Страны	трлн куб. м по ВР	трлн куб. м по ОПЕС
Россия	32,3	32,6
Иран	33,5	34,0
Катар	24,3	24,5
Туркменистан	17,5	17,5
США	8,7	9,8
Саудовская Аравия	8,4	8,2
ОАЭ	6,1	6,2
Венесуэла	5,7	5,6
Китай	5,4	3,3
Нигерия	5,3	5,1

Источник: ОПЕС [81], ВР [86]

Общие мировые запасы природного газа оцениваются в 186,9 трлн. куб. м (BP) и 201,1 трлн. куб. м (ОПЕС), причем на 3 страны – Россия, Иран, Катар – приходится более 60 % запасов (таблица 2.1). На рисунке 2.1 показана обеспеченность добычи запасами. Их доли и США, идущей на 5-м месте в мировых запасах по данным BP [86], составляли соответственно: Россия – 17,3%, Иран – 18%, Катар – 13%, США – 4,7%.

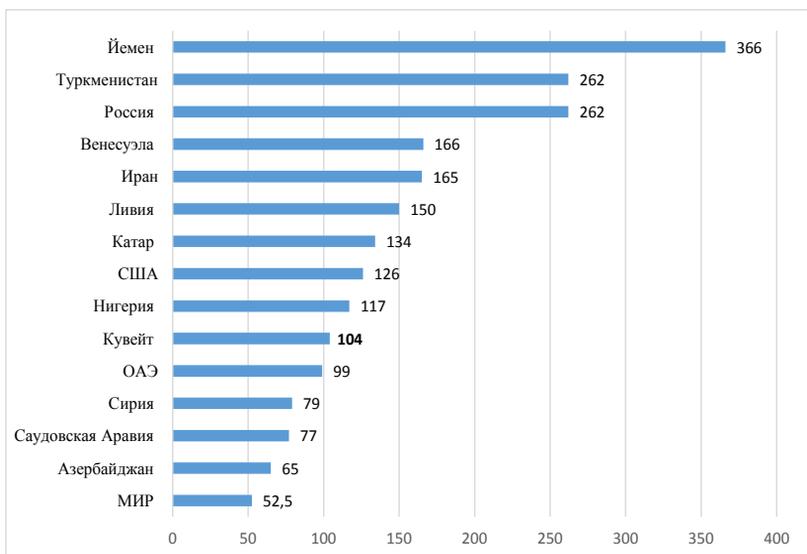


Рисунок 2.1 — Обеспеченность добычи газа запасами (P/R лет).

Источник: ОПЕС [81], BP [86]

Количества доказанных геологических запасов природного газа хватает для удовлетворения 52,5 лет мирового производства, в 2010 г. данный показатель составлял 58,6 лет. Прогнозируют что 15 % мировой газодобычи к 2040 г. составит нетрадиционный газ: 11% сланцевый, 3% метан угольных пластов, 1% - биогаз. По некоторым оценкам пятерка мировых лидеров по запасам газа концентрирует до 70 % его мировых запасов.

2.2 Мировое производство природного газа

Если в 2006 г. производилось 2877 млрд куб. м газа, то в 2016 г. – 3552 млрд куб. м, данные BP [86].

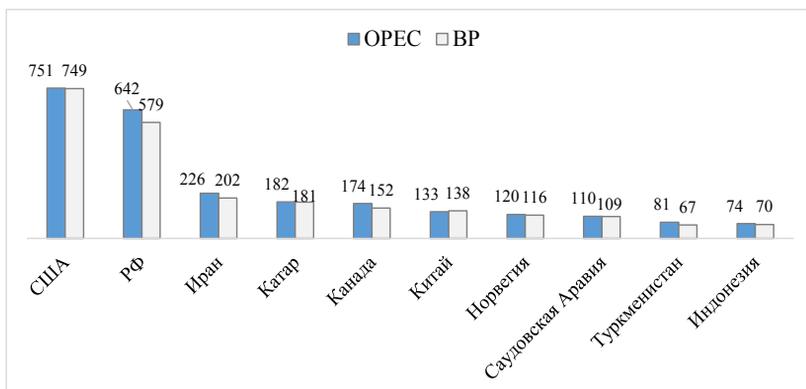


Рисунок 2.2 – Главные мировые производители газа в 2016 г., млрд куб. м
м Источник – составлено авторами по данным ОПЕС [81] и ВР [86]

По версии ОПЕС [81] мировая добыча газа в 2016 г. составила 3,7 трлн куб. м. Доли в мировой добыче ведущих газовых держав выглядят следующим образом: США – 21,1%, Россия – 16,3%, Иран – 5,3%, Катар – 5,1%. (в разрезе стран – рис. 2.2).

2.3 Мировое потребление газа

Нехватка нефти в будущем приведет к увеличению потребления газа. Потребление природного газа миром за последние два десятилетия увеличилось в 1,6 раз. Основные потребители представлены в таблице 2.2. Их доли в мировом потреблении составляют соответственно: США – 22%, Россия – 11%, Китай – 5,9%, Иран – 5,7%, Япония и Саудовская Аравия – по 3,1%, Германия – 2,3%

Таблица 2.2 — Страны – основные потребители газа

	1991		2001		2011		2016
США	504,82	США	573,86	США	626,02	США	778,6
Россия	376,37	Россия	329,62	Россия	382,11	Россия	390,9
Украина	106,05	Великобритания	86,723	Иран	138,01	Китай	210,3
Канада	60,9	Канада	79,4	Китай	117,6	Иран	200,8
Германия	56,6	Германия	74,6	Япония	95,0	Япония	111,2

Источник – расчеты авторов на основе данных ВР [86]

Республика Беларусь, потребляя природного газа 16,5 млн. т.н.э. в 2016 г., занимает 35 место в мире.

Предполагается, что к 2020 г. добыча Газпрома достигнет 585 млрд. куб. м. природного газа (547 млрд. куб. м. в 2005 г.), запасы Газпрома оцениваются в 29 трлн. куб. м. газа (к 2030 г. прирост запасов составит 23,5 трлн. куб. м.).

2.4 Трансграничная торговля природным газом

В 1971 г. объем международной торговли газом составлял лишь 5,5% от общего объема потребления. Только в последние десятилетия экспорт природного газа стал быстро развиваться и составляет в настоящее время свыше четверти всего потребляемого газа. Более того, если в прошлом рынок газа был в основном местный, то развитие более эффективных технологий строительства газопроводов привело к расширению рынка до региональных масштабов. Например, Европа – Северная Америка. Разработка газовых месторождений вдали от регионов потребления и расширение спотового рынка ведут к глобализации рынка газа.

Существуют 2 основных вида транспортировки природного газа: в газообразном виде по газопроводам и в жидком виде специальными транспортными средствами для перевозки СПГ. До недавнего времени из-за относительной сложности и высокой стоимости транспортировки торговля СПГ носила ограниченный характер. США изменили ситуацию.

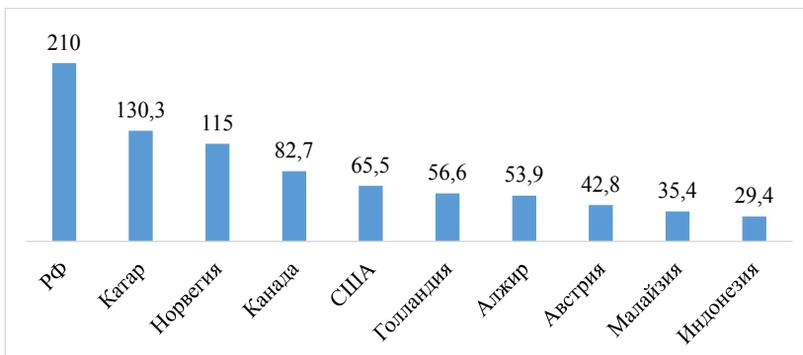


Рисунок 2.3 – Главные мировые экспортеры газа в 2016 г., млрд куб. м,

Источник – составлено авторами по данным ОПЕК [81]

В 2016 г. было экспортировано газа по данным ОПЕК [81] на 1,1 трлн куб. м, в разрезе стран – мировых лидеров (рис. 2.3).

Наибольший мировой поток в 2016 г. по трубопроводам шел из Канады в США – 82,4 млрд куб. м, из России в Германию – 46,0 млрд. куб. м, из США в Мексику – 38,4 млрд. куб. м, а также из Туркменистана в Китай – 29,4 млрд. куб. м. В Беларусь из России также шел значительный поток – 16,6 млрд. куб. м.

Потоки сжиженного газа пока в два раза меньше – всего 346,6 млрд. куб. м. Больше всего сжиженного газа поставляет Катар (104,4 млрд. куб. м): в Японию – 15,8 млрд. куб. м, в Южную Корею – 15,6 млрд куб. м, в Индию – 14,0 млрд куб. м., а также Австралия – 29,2 млрд. куб. м в Японию и 15,7 млрд куб. м в Китай.

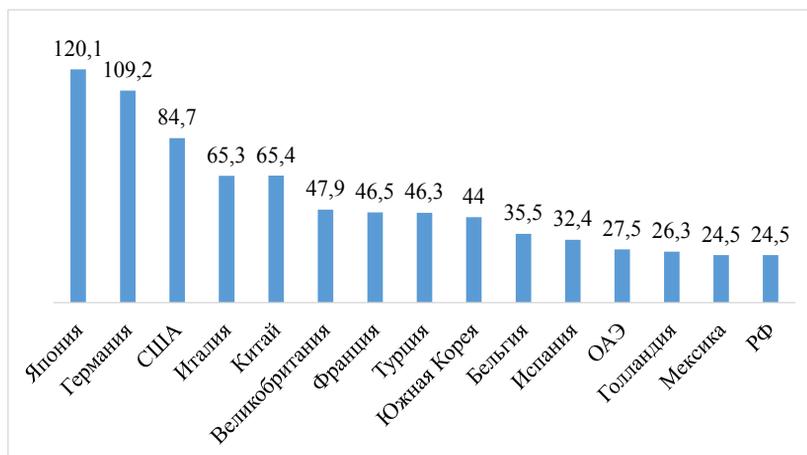


Рисунок 2.4 – Главные мировые импортеры газа в 2016 г., млрд куб. м,

Источник: ОПЕК [81]

Основные мировые импортеры газа – Европа и Азия, причем доля Азии стремительно растет (рис. 2.4).

Поставщики газа, как и поставщики нефти, получают могучие рычаги влияния. Газ к тому же в большей степени чем нефть привязан к газопроводам (транспортировка сжиженного газа в ближайшие 15–20 лет вряд ли станет столь массовой как нефти танкерами). Поэтому газопроводы будут достаточно тесно интегрировать Россию и ЕС, Алжир и ЕС, а Китай завершит борьбу за газ из восточной части России, Индонезии, Австралии, Туркменистана.

2.5 Прогноз спроса на газ

Прогнозы показывают, что более востребованным на мировых рынках будет газ («золотой век газа»). По данным МЭА (IEA), в ближайшие пять лет ежегодный рост потребления газа составит 2,4%, в то время как все энергоносители будут расти на 1,2%. Возрастающий спрос станет драйвером повышения стоимости «голубого топлива».

Таким образом, газ станет самым востребованным энергоносителем, а к 2035 г. обеспечит 25% спроса на энергоносители. Причем спрос на газ будет повышаться такими темпами, что газ вытеснит уголь со второго места среди источников энергии. Дополнительным стимулом к росту объемов потребления газа явился отказ многих развитых экономик от ядерной энергетики. Это приведет к сокращению доли ядерной энергии в мировом балансе энергоресурсов с нынешних 14 до 10%. Так, только в связи с закрытием АЭС в Германии потребуются увеличить поставки в Европу примерно на 16 млрд куб. м. газа в год. Такие быстрорастущие рынки, как Китай и Индия, в свою очередь, потребуют дополнительных 80 млрд. куб. м. в год, что соответствует сегодняшнему производству газа Катаром.

За период с 2015 г. по 2040 г. США АЭИ (US EIA) [95] прогнозирует, что США произведет примерно 11, Китай – 9,5, Россия – 5 трлн куб. м.

3. АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ МИРОВЫХ РЫНКОВ УГЛЯ

«Уголь был первым из используемых человеком видов ископаемого топлива. Он образовался из древних растений и битумных масс, подвергшихся метаморфизму вследствие опускания на большие глубины под землю под высокими температурами и без доступа кислорода»

Уголь продолжает играть важную роль в энергетике отдельных стран, но его доля в общей структуре энергопотребления значительно снижается с переходом на более чистые виды топлива.

По данным ВР [86] мировые запасы угля на конец 2016 г. оценивались в 1139 млрд. тонн, при нынешних темпах добычи их достаточно на 153 года. На рисунке 3.1 показаны страны, обладающие наибольшими запасами угля. Безусловных лидера три: США, Китай и Россия, вместе они обладают 57.6% мировых запасов.

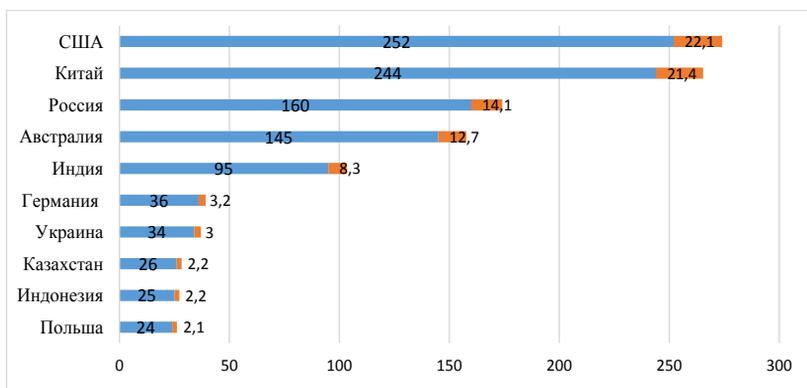


Рисунок 3.1 — Мировые лидеры по запасам угля (млрд. т. / доля в мире, %)

Источник: ВР [86]

Существующих запасов достаточно при нынешних темпах добычи (P/R): России на 417 лет, США – на 381 год, Австралии на 294 года, Казахстану на 250 лет, Германии на 206 лет, Индии на 137 лет, Китаю на 72 года.

Мировое производство угля в 2016 г. составило 3,7 млрд. т. (в 2006 г. составляло 3,2 млрд. т.). В добыче угля лидируют: Китай – 1686 млн. т. (41,6% мирового производства), США – 365 млн. т. (10,0%), Австралия – 299 млн. т. (8,2%), Индия – 289 млн. т. (7,9%), Индонезия – 256 млн. т. (7,0%), Россия – 193 млн. т. (3,1%), ЮАР – 142 млн. т. (3,9%), Колумбия – 163 млн. т. (1,7%), Польша – 52 млн. т. (1,4%), Казахстан – 44 млн. т. (1,2%) Остальные страны производят менее 30 млн. т. каждая.

Предполагается, что к 2040 г. мировое производство угля вырастет всего на 3%. [127].

Мировое потребление угля. Потребление угля с 1991 г. увеличилось до 2012 г. в 1,7 раза, что составляло примерно 30% от потребления мировых энергоресурсов. Это самый высокий показатель с 1969 г. С 2013 г. началось снижение потребления угля. Рост потребления осуществляется в развивающихся странах, в то время как в развитых странах происходит сокращение потребления данного вида энергоресурса. Основные причины данного явления – его негативное воздействие на окружающую среду. Половину мирового угля потребляет Китай. Потребление угля странами, не являющимися членами ОЭСР в среднем с 2005 по 2015 гг. увеличивалось на 3,7% в год. Страны ОЭСР снизили с 2005 по 2015г. потребление угля на -1,9%. Среднегодовой рост потребления угля на отрезке 2005-2015 гг. составил 1,9%.

Республика Беларусь потребляет угля меньше 0,05 т.н.э. в таблице 3.1 представлены крупнейшие потребители угля.

Таблица 3.1 — Страны – основные потребители угля, млн. т.н.э.

	2006		2011		2016
Китай	1455	Китай	1904	Китай	1888
США	566	США	495	США	358
Индия	219	Индия	305	Индия	412
Япония	112	Япония	109	Япония	120
Россия	97	Россия	94	Россия	87
МИР	3294	МИР	3807	МИР	3732

Источник – расчеты авторов на основе данных ВР [86]

По мнению [126] и к 2040 г. уголь в энергобалансе будет занимать около 20%.

Цены на уголь в начале XXI века непрерывно росли и выросли с 29 долл./т в 1999 г. до 147,7 долл./т в 2008 г. (европейская рыночная цена). В кризис в 2009 г. упали до 70,7 долл./т и волатильно стали падать до 59,9 долл./т в 2016 г.

К 2040 г., как предполагает МЭА (IEA) [127] больше всего импортировать угля будет Индия (рост потребления на 2,6% в год) и другие азиатские страны: Южная Корея, Япония, Китай, а главными экспортёрами в мире станут Австралия (37% мирового экспорта) и Индонезия (28% мирового экспорта). Мировая торговля углем будет прирастать на 1% в год.

4. РОСТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВИЭ

«Возобновляемая (зеленая) энергия – энергия, получаемая из природных ресурсов, таких как: солнце, вода, ветер, приливы, геотермальная теплота, древесина, биотопливо, которые являются возобновляемыми»

ВИЭ представляет собой энергию, получаемую из природных источников, которые постоянно восстанавливаются (рисунок 4.1). Некоторые аналитические обзоры к ВИЭ относят и ядерную энергию. Вместе атомные и ВИЭ демонстрируют уверенный рост – на их долю приходится около 40% дополнительного предложения энергоносителей [126]. В итоге атомные и ВИЭ приблизятся к 2,5% в структуре мирового энергопотребления. С 2015 по 2040 г. спрос на атомные энергоресурсы удвоится, в основном за счет Китая, и к 2040 г. в энергобалансе займет 7%.

Использование ВИЭ в мировом масштабе решает такие важные проблемы, как:

- 1) нехватка энергии из-за ограниченности и исчерпаемости традиционных источников энергии;
- 2) негативное воздействие традиционной энергетики (особенно угля) на окружающую среду, здоровье человека и продолжительность его жизни, связанное с выбросами парниковых газов и загрязняющих веществ;
- 3) зависимость отдельных стран от импорта дорогого углеводородного сырья из стран энергомнополистов (ВИЭ всегда носят национальный характер);
- 4) создание новых рабочих мест;
- 5) электрификация и отопление в отдаленных труднодоступных местностях без привязки к централизованным сетям.

Вместе с тем использование ВИЭ сталкивается со следующими трудностями:

- 1) нестабильность получения энергии в зависимости от времени суток и поры года, погоды (солнечная, ветряная);
- 2) высокие издержки строительства объектов ВИЭ.

С 1990 г. объем ВИЭ в мире ежегодно возрастал в среднем на 17%, что выше, чем темпы прироста первичной энергии. Классификация ВИЭ приведена на рис. 4.1. Особенно высоки темпы прироста для новых ВИЭ (ветровая и солнечная энергия), которые составляли приблизительно 20% и 25% в последние годы. Большая часть прироста приходится на такие страны как Китай, Дания и Германия, имеющие

программы использования ветра. За последние 10 лет мировой темп прироста ВИЭ составил 22,4% в итоге мировая установленная мощность к 2016 г. превысила 2000 ГВт, а без гидроэнергетики – 785 ГВт.. Главная причина быстрого роста – национальные стратегии «зеленого роста», формируемые на основе рекомендаций международных организаций ООН (UN) [94] и ОЭСР (OECD) [103]. Благодаря господдержке ВИЭ лидирует в энергетике по привлечению инвестиций – 328,9 млрд. долл. в 2015 г., а без гидроэнергетики – 265,8 млрд. долл., что вдвое больше инвестиций в энергетику на угле и газе. Основной объем идет в ветро- и солнечную энергетику. Лидеры по инвестициям в ВИЭ – Китай, США, Великобритания.

Масштабы использования ВИЭ неуклонно растут – их доля в общем объеме ПЭР, прогнозируемая ОЭСР (OECD) в 2020 г. была достигнута уже в 2010 г. В связи с падением цен в ВИЭ (особенно фотоэлементов в солнечной энергетике) рост их доли в мировом объеме ПЭР и уже к 2016 г. занял 19% (вместе с гидро-). Наибольшая доля установленных мощностей в ВИЭ приходится на гидроэнергию – 54,4%, затем идут ветроэнергия – 24,2%, солнечная – 15,0%, энергия биомассы – 5,6%, геотермальная – 0,7%, солнечная тепловая энергия – 0,24%. К г. ОЭСР (OECD) прогнозирует, что в ВИЭ будет преобладать ветровая – 34%, солнечная – 18% энергия. В электрогенерации доля ВИЭ (с гидро-) уже приближается к 25%, а к 2040 г. достигнет 40% (МЭА - IEA).



Рисунок 4.1 — Классификация ВИЭ и отходов по группам.

Источник: данные МЭА (IEA). Руководство по энергетической статистике.

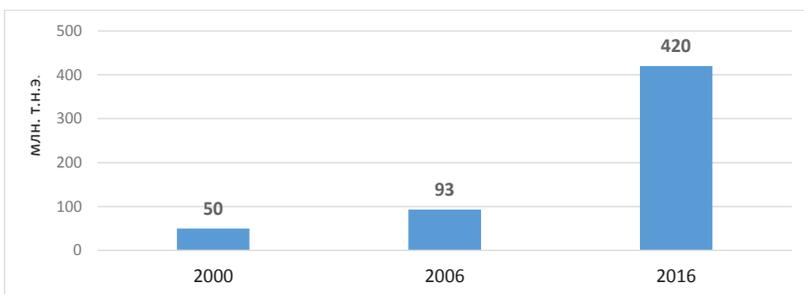


Рисунок 4.2 — Динамика потребления ВИЭ (мир в целом) без гидроэнергетики

Источник — составлено авторами по данным ВР [86]

Китай занимает I место в мире по потреблению ВИЭ: 199 ГВт, или 23,3% мирового потребления, второе место у США: 122 ГВт, и 11,9% от общего объема. Третье место у Германии: 92 ГВт, или 9,1% от мирового объема (подробнее — таблица 4.1 и рис. 4.3).

Развитие ВИЭ будет достаточно динамичным и их суммарная доля увеличится с 19 % в 2016 г. до 25 % в 2030 г. На долю региона Европа и Азия приходится 43% всего объема. Минимальный рост будет у гидроэнергии — 2,3 % в год (в 2015 г. достигла 1064 ГВт.). Связано это с тем, что промышленные страны уже практически полностью исчерпали имеющийся у них потенциал по гидроэнергии, а создание крупных энергетических объектов в развивающихся странах обусловлено определенными экономическими и экологическими ограничениями. Мощный рывок использованию ВИЭ дали с 2010 г. Китай и Индия. МЭА (IEA) [127] прогнозирует, что треть от мировых новых солнечных и ветровых электростанций будет установлена в Китае и на него уже сегодня приходится 40% мировых инвестиций в электромобили.

По данным ВР [125] использование ВИЭ (без гидро) с 2006 г. выросло с 93,2 млн. т.н.э. (МТНЭ/г) до 419,6 МТНЭ/г.

Солнечная, приливная и ветровая энергия, входят в группу «другие виды ВИЭ», и здесь наибольшая динамика, примерно на 25 % в год. Особенно динамично развивается солнечная фотоэлектрическая энергия, благодаря Китаю, Японии, США, Индии. Рост за 10 лет в 10 раз.

Всего в мире установлено более 227 ГВт солнечных фотоэлектрических источников энергии, в основном в Германии, Китае,

Японии, США, Испании. Ежегодный прирост в последние годы достиг 50 ГВт.

Таблица 4.1 — Топ-10 стран-потребителей ВИЭ в 2006 и 2016 гг. (МТНЭ/г)

Страна	2011	2016
Китай	2,5	86,1
США	22,8	83,8
Германия	11,7	37,9
Бразилия	3,4	19,0
Япония	5,8	18,8
Великобритания	3,1	17,5
Индия	3,3	16,5
Испания	6,2	15,5
Италия	3,5	15,0
Канада	2,5	9,2

Источник — составлено авторами по данным ВР [86]

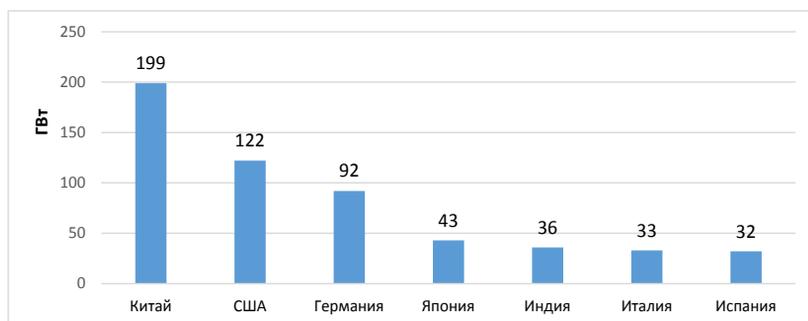


Рисунок 4.3 — Основные мировые производители энергии из ВИЭ

Источник — составлено авторами по данным [125]

Мировая установленная мощность ветроэнергетики к 2015 г. превысила 433 ГВт (данные REN21 [61]). ТОП-10 стран, использующих наиболее интенсивно ветроэнергетику включает: Китай — лидирует с большим отрывом по сравнению с другими странами с общей их мощностью около 20 ГВт; в США производится около 60 ГВт; Германия производит более 30 ГВт — это треть от производства ветряной энергии в ЕС; Испания — 4-я в мире; Индия — стремительно догоняет Китай в ветряной энергии; Великобритания, Италия, Франция,

Канада имеют примерно одинаковый потенциал ветряной энергии, заполняя ей пробел гидроэлектроэнергии в период после окончания дождей; Дания, которая уже 28% электричества использует от ветряных станций, к 2020 г. поставила цель достичь 50%. Сектор ветроэнергии – ведущий в Китае, США, ЕС.

Биотопливо. Биомасса будет способна в будущем обеспечить 15% ПЭР (Shell) [113], сегодня она составляет по мнению REN21 [61] 14% в ПЭР. Биомасса используется в основном для традиционного отопления зданий – 8,9%, теплоснабжения – 2,2%, на транспорте – 0,8%, при производстве электроэнергии – 0,4% (данные REN21 [61]). Установленные мощности биоэнергетики к 2015 г. достигли 106 ГВт, а ее годовая выработка превысила 464 ТВт/час. Мировое производство биотоплива ВР [86] к 2030 г. вырастет до 100-150 МТНЭ/г. с 82 в 2016 г. Среднегодовой прирост составит 3,4 % благодаря стимулирующим мерам и программам государственной поддержки. Доля биотоплива в общемировом потреблении в период к 2030 г. достигнет 5,3 %. В то же время в отдельных странах (например ЕС) ставятся ограничения на использование сельскохозяйственных культур на производство биотоплива. Ее достоинство – возможность преобразования в тепловую, электрическую, биотопливо и биогаз. Как мы уже отмечали, производство биотоплива к 2016 г. достигло 82,3 млн. т.н.э., в том числе производство биотоплива для транспорта из продукции растениеводства в период с 2000 по 2016 гг. выросло более чем в три раза – с 18 до 70 млрд. л. (около 50 МТНЭ/г), что составляет около 3,5% всего мирового потребления топлива транспортом. Производство биотоплива сосредоточено в основном в США – 46%, Бразилии – 24% и ЕС – 16%, остальной мир – 14% (данные REN21 [61]).

Этанол был и остается доминирующим (около 74%) видом биотоплива в мире, годовое производство этанола в 2016 г. превысило 100 млрд. литров, биодизеля – 30,1 млрд. литров. Его крупнейшие производители США и Бразилия. В США этанол изготавливается из кукурузы, а производственные затраты составляют около 0,5 доллара за литр (на производственном оборудовании, настроенном с учетом энергосодержания сырья) при выходе продукта приблизительно 3 500 литров с гектара. Затраты на производство этанола из кукурузы превышают затраты на производство бензина при цене на нефть до 60 долларов за баррель. В настоящее время кукурузный этанол удовлетворяет 2 % имеющегося в США спроса на бензин. Это примерно 15 млрд. литров этанола, на производство которых требуется 13 % от урожая кукурузы в США. На таком уровне этанол обеспечит около

3 % потребности США в бензине, но на это понадобится почти 21 % урожая кукурузы. Цена биотоплива пока конкурентна только в странах с тропическим и субтропическим климатом, где собирают несколько урожаев.

Биоэнергетика окажется одним из немногих секторов энергетики, в котором по темпам производства и потребления будут лидировать развитые страны. Значительные усилия будут направлены на развитие производства биотоплива второго поколения. Правда ОПЕК сомневается, что эти технологии смогут стать коммерчески привлекательными до 2020 года.

Производство биотоплива из продукции растениеводства рассматривается как важнейший фактор снижения цен на нефтепродукты. Однако, биотопливо пока составляет менее 4% мирового потребления топлива транспортом. Вывод – использование сельскохозяйственных ресурсов для производства биотоплива пока не решает глобальные энергетические проблемы. При оценке потенциала биотоплива следует также учитывать масштабы производства, издержки, а также выбор оптимального соотношения между потребностью человечества в продовольствии и выгодами от применения биотоплива. Большие надежды возлагаются на производство биотоплива (включая биогаз) не из сельскохозяйственных культур, а из отходов их переработки: картофельные очистки, жмых сахарного тростника, свекольный жмых, солома, древесная стружка, ил, водоросли, навоз, органические отходы и других источников.

Сторонники мирового распространения ВИЭ борются за отмену субсидий на органическое топливо, увеличивающее вредные выбросы и увеличение субсидий в возобновляемую энергетику. Предлагается больший акцент сделать на усилении роли ВИЭ на транспорте и в секторе отопления, а также на связи этих секторов использования ВИЭ с основной – электроэнергетикой.

Широкое внедрение ВИЭ требует децентрализации энергосетей. Распределенные энергосети нуждаются в интеллектуальных (умных – smart-grid) системах управления.

Основная причина быстрого распространения ВИЭ – резкое снижение стоимости источников чистой генерации: с 2010 по 2016 г. стоимость новых СЭС снизилась на 70%, ВЭС – на 25%, аккумуляторов – на 40%.

Гидроэнергетика. Гидроэнергетику иногда выделяют из ВИЭ в отдельную группу. Согласно данным ВР [125] мировое потребление гидроэнергии за десять лет с 2005 по 2015 г. прирастало на 2,9%

и достигло в 2016 г. 910,3 млн. т.н.э. Заметим, что еще в 2005 оно равнялось всего 887,5 млн. т.н.э., т.е за 10 лет приросло почти на треть. Мировые лидеры по потреблению гидроэнергии представлены на рис. 4.4. Как видим, потребление Китая составляет 29% от мирового, Канады – 9,7%, Бразилии – 9,6%, США – 6,5%, России – 4,6%, Норвегии – 3,6%, Индии – 3,2%.

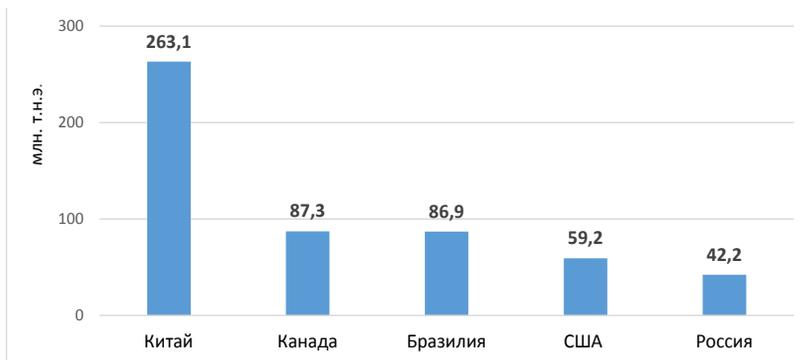


Рисунок 4.4 — ТОП-5 мировых потребителей гидроэнергии

Источник — составлено авторами по данным ВР [125]

Сегодня Китаю принадлежит 28% мировой мощности гидроэлектростанций, Бразилии – 8,6%, США – 7,5%, Канаде – 7,4%, России – 4,5%, Индии 4,4%.

Мировое потребление ядерной энергии. Как мы уже отмечали, с некоторой натяжкой ядерную энергию можно рассматривать в разделе ВИЭ. Напомним, что ядерная (атомная) энергия выделяется при ядерных реакциях и радиоактивном распаде. В природе ядерная энергия выделяется в звездах, а человеком применяется, в частности, на атомных электростанциях. Первая электроэнергия из энергии ядерного распада была получена в 1951 г. в США в Национальной лаборатории Айдахо. С реактора в Обнинске электроэнергия в 1954 г. стала поступать в электросеть Мосэнерго.

По данным ВР [86] мировое потребление ядерной энергии за 10 лет с 2005 по 2015 гг. не увеличилось, а в среднем в год уменьшалось с 635,0 млн. т.н.э. В 2005 г. до 582,7 млн. т.н.э. В 2015 г., увеличившись в 2016 г. до 592,1 млн. т.н.э. и составляет по версии REN21 [61] в 2014 г. 2,5% ПЭР.

В потреблении ядерной энергии в нефтяном эквиваленте лидируют: США – 192 млн. т.н.э., Франция – 91 млн. т.н.э., Китай – 48 млн. т.н.э., Россия – 45 млн. т.н.э., Южная Корея – 37 млн. т.н.э. (рис. 4.5)

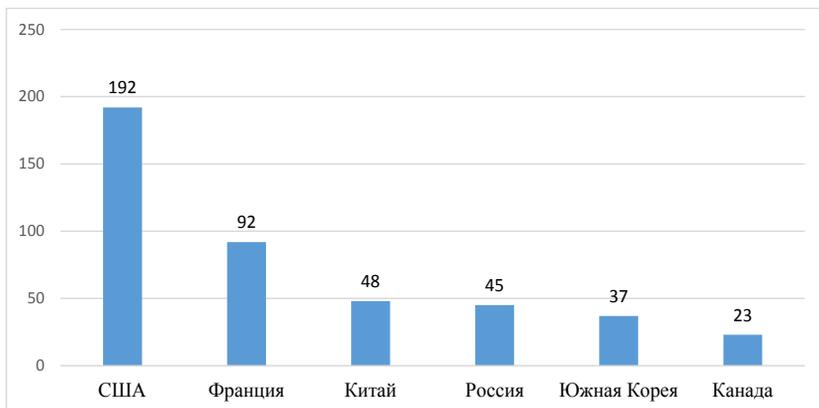


Рисунок 4.5 — Мировые лидеры по потреблению ядерной энергии (МТНЭ/г)

Источник — составлено авторами по данным ВР [86]

В настоящее время с ураном для АЭС проблем нет — к поставкам из недр добавляются его складские запасы, в том числе уран из демонтированных ядерных боеголовок. Однако прогнозируется, что в 2020–2025 гг. будут полностью исчерпаны запасы природного и обогащенного урана. Основным источником станет добыча. МАГАТЭ оценивает мировые ресурсы урана в 5,7–5,8 млрд. т. при цене отсечения 130 долл./кг. и их хватит атомной отрасли на 92 года.

Применительно к атомной энергии несмотря на определенное возобновление интереса к АЭС в развитых странах, для этой группы стран прогнозируется низкий рост новых мощностей — 1,2 % в год. Средние темпы развития атомной энергии в развивающихся странах выше — 1,6 % в год. Исключением будут Индия и Китай, в частности, у Китая прирост мощностей АЭС ожидается на уровне 7,6 % в год, на долю Китая придется 45% прироста атомной генерации.

К 2040 г. ЕХХОН [58] прогнозирует, что доля в ПЭР атомной энергии вырастет с 5 до 7% и достигнет 51 квадриллиона БТЕ (сегодня 27).

Мировое производство электроэнергии на атомных станциях в 2016 г. составило 392521 МВт. Мировой лидер по доле АЭС (72%) в производстве электроэнергии — Франция.

Мировая атомная энергетика сегодня это: 451 реактор в 31 стране мира, с установленной мощностью — 375 ГВт электроэнергии; — доля в производстве мировой электроэнергии — 14%.

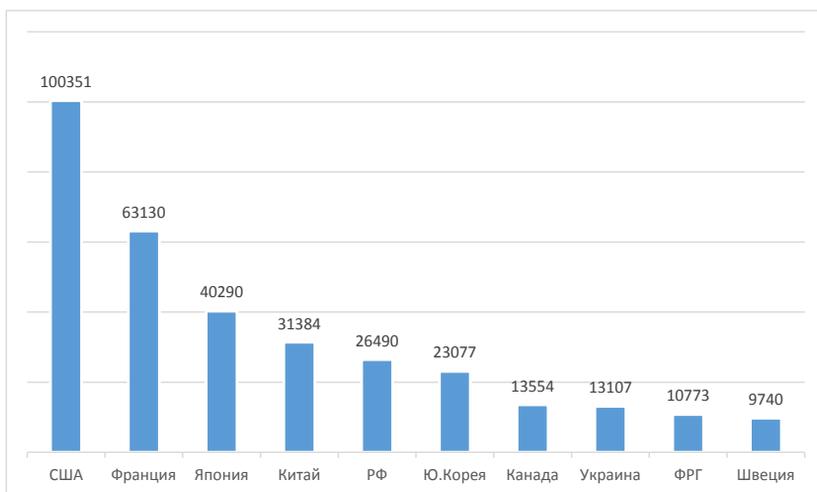


Рисунок 4.6 – Мировые лидеры по производству ядерной энергии в 2016 г. (МВт)

Источник – составлено авторами по данным ВР [125]

Ведется сооружение 60 реакторов в 15 странах, из них: Китай – 26, Россия – 10, Индия – 6, Корея – 5, Аргентина, Бразилия, Болгария, Финляндия, Япония, Пакистан, Украина, Южная Корея, Беларусь – 2, Словакия и США – по 1– 2 реактора. Эксперты полагают, что человечество должно сейчас создавать свое энергетическое будущее, основанное на применении энергии атома, так как 1 грамм урана производит такое же количество энергии, сколько тонна нефти. При этом вред, который может нанести природе атомная электростанция, в миллионы раз меньше, чем ТЭЦ, работающая на углеводородном сырье. Доля загрязнений от атомной энергетики составляет тысячные доли всех радиоактивных отходов. В то же время другие эксперты утверждают, что стремительное снижение стоимости энергии ВИЭ делает нерентабельным производство электроэнергии на АЭС и приводится пример, что в США из-за нерентабельности закрыты АЭС Вермонт и АЭС Кевони.

Тем не менее, МАГАТЭ считает, что ядерная энергетика будет и далее вносить свой вклад в устойчивое развитие, обеспечивая энергией растущее население планеты. При этом по сравнению с большинством других источников энергии она в меньшей степени воздействует на климат и окружающую среду.

5. ГЛОБАЛЬНЫЕ ТРЕНДЫ НА ЭНЕРГОРЫНКАХ

*«Глобальные тренды мировой энергетики:
декарбонизация, децентрализация, дигитализация»*

*М. Тимченко,
председатель правления ДТЭК, Украина*

Тренд (от англ. trend – тенденция) – доминирующее направление в развитии, в общественном мнении.

Тенденция (от лат. tendentia – направленность) – выявленное в результате анализа устойчивое направление в развитии явления, процесса.

Таким образом, когда мы говорим о глобальных энергетических трендах или глобальных энергетических тенденциях, то имеем в виду доминирующие или выявленные устойчивые направления в глобальных энергетических процессах, в развитии мировой энергетики.

Шесть ключевых трендов (факторов) будут влиять на формирование международных и национальных энергетических стратегий:

- изменение потоков энергоресурсов и их логистики поставок;
- отставание в развитии нефтепереработки;
- сланцевый прорыв;
- повышение эффективности и снижение энергозатрат;
- рост использования ВИЭ;
- стремительный рост электроэнергетики;
- обеспечение устойчивого развития.

5.1 Повышение энергоэффективности

Уточним экономическое содержание терминов энергоэффективность и энергосбережение (см. [5])

Энергоэффективность – набор характеристик, отражающих отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов, произведенных в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.

Энергосбережение – реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, на-

правленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг).

Измеряют энергоэффективность обычно следующими показателями: производительность энергии — производство ВВП на единицу потребленной энергии; энергоемкость ВВП — затраты энергии (в натуральном или стоимостном выражении) на производство единицы ВВП; индекс энергоэффективности — специально рассчитываемый сводный индекс, отражающий динамику энергоэффективности только за счет технологического изменения удельных расходов энергии. Если бы человечество продолжало сохранять свое энергопотребление на уровне 2005 г., общемировой спрос на энергоносители к 2030 г. мог бы быть на 40 % выше по сравнению с текущими прогнозами. Прогнозируемая энергоемкость ВВП быстро снижается — уже полвека она уменьшается в среднем на 1,2% в год. К 2040 г. мировой ВВП вырастет в 2 раза, тогда как потребление энергии увеличится только на 35% по прогнозу ВР [86] и только на 25% по прогнозу ЕХХОН [58]. Это будет результатом ежегодного снижения энергоемкости в период с 2015 по 2040 гг. на 2%. В период с 1970 по 2015 г. энергоемкость ВВП снижалась примерно на 1% в год.

По данным Global Energy Statistical Yearbook 2017, с 2000 г. по 2016 г. энергоемкость ВВП ежегодно падала на 1,6%, а в 2016 г. она снизилась вообще на 2%. Страны СНГ остаются регионом с самой высокой энергоемкостью — его уровень в 3 раза превышает уровень ЕС.

В тройку стран с самым низким показателем энергоемкости ВВП входят Колумбия — 0,057 центов/на 1 долл. ВВП по ППС (из-за неразвитости промышленности), а из развитых Великобритания — 0,074 центов/ на 1 долл. ВВП по ППС, Италия — 0,102 центов/ на 1 долл. ВВП по ППС, ФРГ — 0,101 центов/ на 1 долл. ВВП по ППС. Для Беларуси в 2016 г. это значение было равным 0,18 центов/ на 1 долл. ВВП по ППС [97] (табл. 5.1).

REN 21 [61] приводит такие цифры: если в 1990 г. на 1 долл. мирового ВВП по ППС в ценах 2005 г. требовалось 0,224 к.т.у.т, то в 2014 г. уже только 0,156 к.т.у.т.

Высокие цены на нефть и газ создают для экономик мира колоссальный рынок энерго- и ресурсосберегающих технологий. Стимулы экономить энергию обозначены предельно четко: кто не научится эффективно использовать дорогостоящие энергию и ресурсы — станет неконкурентоспособным. Это обстоятельство сформулирует высокий

спрос на энерго- и ресурсосберегающие технологии, на альтернативные источники энергии, на новые неэнергоёмкие материалы, а также стимулирует активное развитие энергосберегающих производств.

Мир готовится к новому технологическому витку [110], который, как ожидают, произойдет после 2020 г. к 2035 г., когда новые технологические достижения будут реализованы в проектах передовых стран, мировое энергопотребление должно существенно сократиться. Некоторые [80], вообще считают, что в период до 2040 г. потребление углеводородов сократится на 80 % при росте потребления не углеводородных источников только на 50%. Произойдет это в том числе за счет сокращения энергопотребления на жителя планеты с 80 гигаджоулей до 30 гигаджоулей.

Причиной дальнейшего снижения энергопотребления будут служить и инфраструктурные изменения:

- информационные технологии приведут к сокращению поездок на автомобилях;

- электромобили резко сократят число автомобилей;

- резко снизится потребление бензина и дизельного топлива у традиционных автомобилей, снижение расхода топлива в новых моделях автомобилей: с нынешних 5-7л/100 км к 2040 г. снизится до 2,2-3,5 л./100 км. (прогноз ВР [125]);

- сети высокоскоростных поездов перенесут центр тяжести транспортных и пассажирских потоков на них.

Факторы, обуславливающие переход к энергопотреблению на основе ресурсосберегающих технологий приведены на рисунке 5.1. Важнейшими из этих факторов являются экологические. При этом, важно учитывать, что опасные вещества выбрасываются в атмосферу не в ходе добычи угля и нефти, в процессе их сгорания. Поэтому для улучшения экологии необходимо оснащать угольные тепло- и электростанции высокотехнологичным оборудованием для полного сгорания топлива и современными фильтрами. Ряд исследований показывает, что выбросы двуокиси углерода могут быть минимизированы, а продукты сгорания можно в дальнейшем использовать в промышленности.

Анализ перечисленных на рисунке 5.1 факторов показывает, что экономический анализ эффективности применения различных энергоносителей представляет собой сложную проблему, так требуется учет долговременных эффектов, связанных с затратами на поддержание экологического баланса, являющегося важнейшим фактором устойчивого развития.

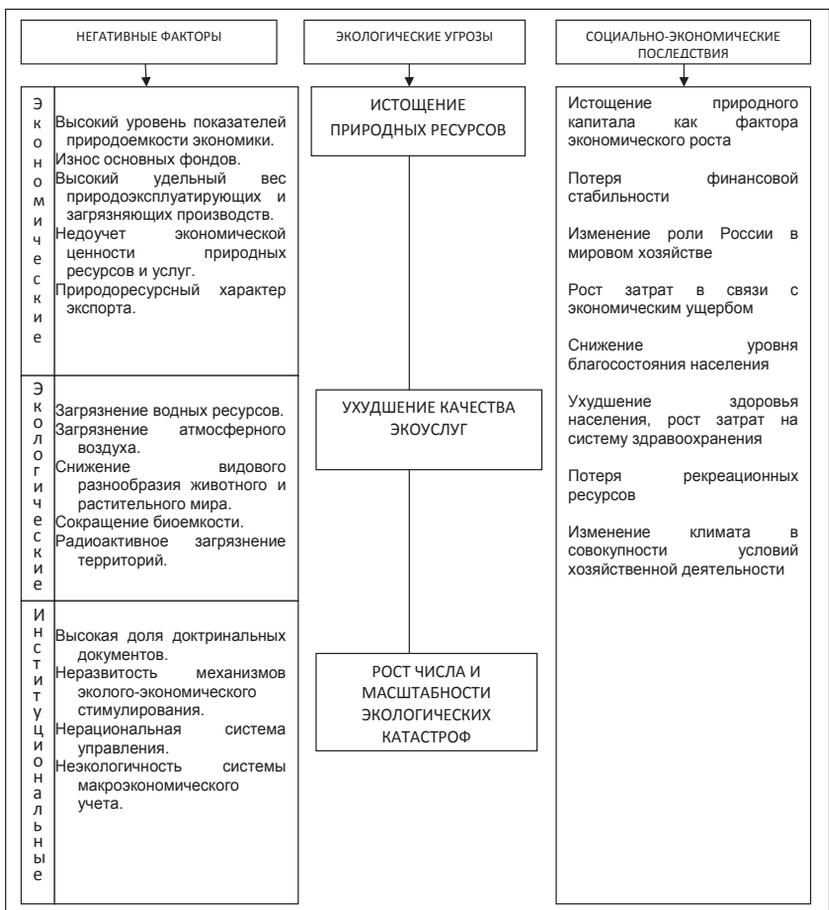


Рисунок 5.1 - Факторы, обуславливающие переход к энергопотреблению на основе ресурсосберегающих технологий

Снижение потребления традиционных энергоносителей будет обусловлено также существенным ресурсосбережением в сельском хозяйстве. Исторически сельское хозяйство является и потребителем, и производителем энергии. Под влиянием НТП способы потребления и производства энергии в аграрном секторе изменялись. Так, благодаря переходу на энергосберегающие технологии за последние 30 лет потребление энергии в сельском хозяйстве США

сократилось с 2,3 до 1,7 квадриллионов БТЕ, то есть в 1,3 раза, при росте объема продукции сельского хозяйства в 1,6 раза, в результате энергоёмкость сельскохозяйственной продукции в США снизилась почти в 2 раза. Важным фактором снижения потребления энергоресурсов является также уменьшение объемов использования минеральных удобрений и пестицидов, внедрение более эффективных химикатов и передовых технологий внесения.

Следует ожидать очередного технологического сдвига в сельскохозяйственном производстве. Точное земледелие и животноводство позволят добиться ещё большего сокращения потребления энергии в расчете на единицу сельхозпродукции.

В итоге, экономики ведущих стран становятся менее энергоёмкими: если в начале 1980-х суммарная стоимость потребляемых в США, ЕС и Японии энергоносителей достигала 14,4, 11,2 и 9,6% ВВП этих стран, то несмотря на рост цен в 2008 г. — 7,9, 4,9 и 3,4% соответственно, удельная энергоёмкость ВВП сократилась в США за 1980-2008 гг. на 35-40%, в ЕС — более чем вдвое. С 1980 г. энергоёмкость сокращалась примерно на 1,2% в год, а с 2010 г., в среднем, на 2,1% в год. Рост энергоэффективности улучшает энергетическую безопасность, снижает затраты финансовых ресурсов на импорт энергоносителей, сокращает затраты домашних хозяйств на энергию (с 2000 г. немцы, французы, англичане экономят около 400 долл. в год).

Считается, что внедрение стандартов ISO 50001 существенно снизило энергопотребление в промышленности, но в строительстве, на транспорте и в системах охлаждения МЭА (IEA) считает, что можно добиться большего. В целом, в мире в год в энергоэффективность инвестируется порядка 230 млрд. долл., разумеется лидирует Китай и ЕС.

Цены на нефть будут и в дальнейшем стимулировать технологические инновации и использование альтернативных источников энергии: именно они привели к развитию добычи «тяжелой» нефти и сланцевого газа, а также ветровой, солнечной и ядерной энергетики. Повышение цен на нефть сделает экономики развитых стран еще более эффективными и креативными.

В ЕС потребление нефти в последние годы не растёт и в ряде секторов уменьшается. Согласно энергетической стратегии ЕС объединение энергосетей в единую умную сеть, должен уменьшить спрос на энергию на 20 %, что позволит использовать излишки энергии. За счёт оптимизации и перераспределения энергопотоков, закрытия ненужных производств и перехода на альтернативные источники

энергии, а также использования ВИЭ и других новаций спрос в ЕС будет существенно сокращён.

Таблица 5.1 - Топ-10 стран с наименьшим и наибольшим показателем энергоёмкости ВВП в 2011 г., центов/1 долл. 2005 г. ВВП по ППС

Страна	Значение	Страна	Значение
Колумбия	0,057	Россия	0,326
Великобритания	0,074	Украина	0,318
Индонезия	0,087	Узбекистан	0,262
Египет	0,092	ЮАР	0,289
Испания	0,093	Тайвань	0,220
Италия	0,093	Казахстан	0,209
Нигерия	0,096	Иран	0,206
Португалия	0,097	Канада	0,197
Германия	0,101	Китай	0,179
Мексика	0,106	Южная Корея	0,170

Источник - Global Energy Statistical Yearbook 2017 [97]

5.2 Стремительный рост электроэнергетики

Повышение уровня электрификации мировой экономики требует роста выработки электроэнергии, в итоге ее рост существенно опережает рост энергетики в целом и к 2040 г. электроэнергетика обеспечит почти четверть конечного энергопотребления [121]. К 2040 г. Китаю нужно добавить к своей электрической инфраструктуре столько мощностей, сколько существует сегодня в США, а Индии – сколько сегодня в ЕС.

Электрическая энергия – самый быстрорастущий рынок среди энергоносителей и ее мировое потребление с 1987 г. по 2016 г. выросло в 2,5 раза (рисунок 5.2), например с 2006 по 2016 гг. на 2,8% в год. Электрогенерация в мире к 2016 г. достигла 24816,4 тераватт/час, в 2006 г. составляла только 19131,7 тераватт/час (данные ВР [125]).

Мировые лидеры по производству электроэнергии: Китай – 24,8% мирового производства, США – 17,5%, Индия – 5,6%, Россия – 4,4%, Япония – 4,0%, Канада – 2,7%, Германия – 2,6%, Бразилия – 2,3%.

К 2040 г. около миллиарда человек получают доступ к электрической энергии, тем не менее, более чем полмиллиарда населения будет оставаться без электрической энергии (МЭО, WEO [14]).

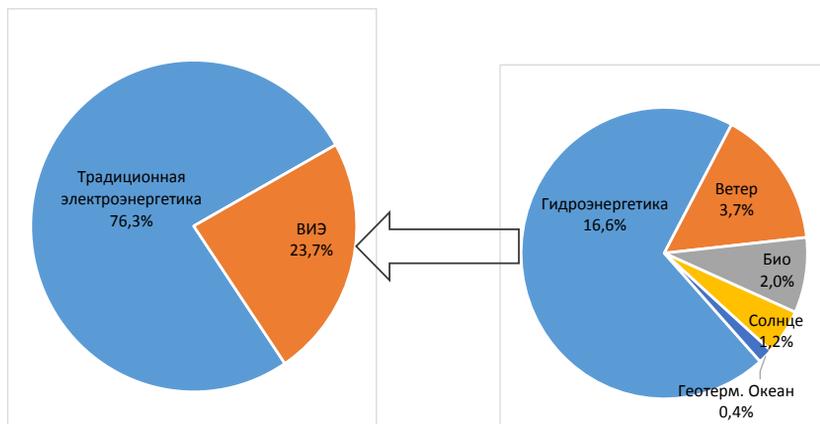


Рисунок 5.2 — Доля ВИЭ в электроэнергетике и ее структура, 2015

Источник данных: REN 21 [61]

В электроэнергетике при строительстве новых электростанций на отрезке до 2040 г. 60% инвестиций пойдет в ВИЭ и к 2040 г. некоторые эксперты предполагают, что почти половина всего производства электроэнергии будет генерироваться с помощью технологий гидро- и ВИЭ [121]. Доля угля упадет с нынешних 41% до 31%, доля газа вырастет и сравняется с долей угля.

По версии EXXON [58] спрос на электроэнергию в мире вырастет с нынешних (2015 г.) 20787 тераватт-часов до 33551 тераватт-часов в 2040 г. (на 61%), а ее выработка достигнет 278 квадриллионов БТЕ против нынешних 203 (рост на 37%).

МЭА (IEA) [82] считает, что использование газа в электроэнергетике будет расти в год на 2,1%, ВИЭ на 2,8%, ядерная на 1,5%.

В отличие от EXXON (рис. 5.3) МЭА (IEA) считает, что к 2040 г. ВИЭ с гидро будут давать, как и уголь, 31% электроэнергии.

Значительный спрос до 2-4 % на электроэнергию станут предъявлять электромобили, число которых к 2040 г. достигнет 380 млн. (BP [125] или при господдержке – 900 млн. МЭА (IEA) [121], к этому времени в мире будет 2 млрд. автомобилей. По одному из прогнозов МЭА (IEA) [92] к 2060 г. электромобили составят 90% автопарка.

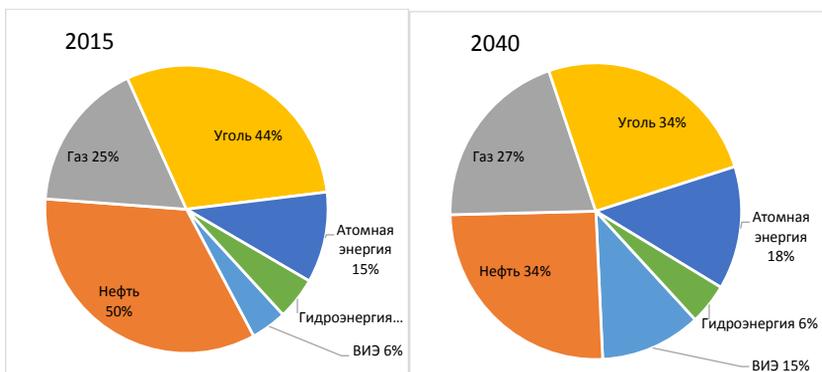


Рисунок 5.3 — Выработка электроэнергии

Источник данных EXXON [58]

5.3 Обеспечение устойчивого развития

Наиболее короткое и емкое определение термина «устойчивое развитие энергетики» дает энциклопедия энергетики: «освоение энергоресурсов таким образом, при котором поддерживается долговременное развитие».

На конференции ООН в 1992 г. было дано следующее определение «устойчивая энергетика — это производство энергии, которое поддерживает человеческое развитие в долгосрочной перспективе во всех экономических, социологических и экологических аспектах [56].

Можно дать краткое определение: «долговременное состояние гармонии между справедливой доступностью энергоемких товаров и услуг населению и сохранением окружающего мира для будущих поколений».

В инициативе ООН «Устойчивая энергетика для всех» заявлены к 2030 г. три следующие цели:

- 1) гарантия всемирного доступа к современным энергоресурсам;
- 2) увеличение в 2 раза мировой скорости повышения энергоэффективности;
- 3) увеличение в 2 раза доли ВИЭ в мировой структуре энергопотребления.

МЭС концепцию устойчивой энергетики прагматично сводит к реализации энергетической трилеммы:

1) энергетическая безопасность, под которой понимает эффективную организацию поставки первичной энергии из национальных и зарубежных источников, надежность энергетической инфраструктуры и способность поставщиков энергии удовлетворят текущий и будущий спрос;

2) энергетическое равенство — доступность энергии для населения;

3) экологическая устойчивость, которая определяется эффективностью предложений и спроса на ВИЭ и другие малоуглеродистые источники.

В связи с тем, что интенсивная добыча, переработка и транспортировка нефтепродуктов и газа приводят к большой нагрузке на природную среду, один из главных факторов мировых энергетических стратегий — устойчивое развитие энергетической отрасли с высоким уровнем природоохранных мероприятий.

Принцип устойчивого развития энергетики формировался в ходе осознания обществом проблем состояния природной среды. Это — конструктивная реакция общества на наблюдаемые и активно освещаемые в научных публикациях и средствах массовой информации процессы деградации природы под усиленным антропогенным давлением. Концепция устойчивого развития явилась логическим итогом научного анализа, начинавшегося в 1970-е гг., когда вопросам ограниченности природных ресурсов, а также загрязнения природной среды, было посвящено большое количество научных работ. Исходя из того, что человечество выживет как вид только в том случае, если сумеет установить такое равновесие между собственной жизнедеятельностью и возможностями биосферы, которое не просто сохраняло бы живой мир, но позволяло бы постоянно воспроизводить возобновляемые ресурсы планеты и обеспечивало экономное использование не возобновляемых ресурсов как минимум до тех пор, пока широкий выход человека в Мировой океан и космическое пространство не откроют перед ним новые резервы энергетических ресурсов.

В национальном и мировом масштабах это означает, что принятые первоначально два аспекта устойчивости развития — природоохранный и экономический — недостаточны для претворения концепции устойчивого развития в жизнь: они должны дополняться теперь другими аспектами: социальным, информационным, управленческим и главное - энергетическим.

Устойчивое развитие и устойчивое потребление углеводородных ресурсов — одна из основных мировых и особенно национальных энергетических стратегий.

Индексы и рейтинги устойчивого развития энергосистемы страны.

Под термином «устойчивое энергетическое развитие страны» понимается по версии Мирового энергетического совета (МЭС):

1) энергетическая безопасность – эффективная организация поставок ПЭР из национальных и зарубежных источников, надежность энергетической инфраструктуры и способность поставщиков энергии удовлетворять текущий и будущий спрос;

2) энергетическое равенство – наличие и доступность энергии для населения;

3) экономическая устойчивость – определяет эффективность предложения энергии из ВИЭ и других малоуглеродистых источников.

Для оценки устойчивого энергетического развития страны можно выделить три методических подхода:

1) на основе трех из семнадцати целей устойчивого развития ООН: цель 7 – обеспечение доступа к недорогим источникам энергии для всех; цель 13 – принятие срочных мер по борьбе с изменениями климата и его последствиями; цель 4 – обеспечение всеохватного и справедливого качественного образования и поощрение возможности обучения на протяжении жизни для всех (кадровый потенциал для энергетики)¹.

2) на основе построения системы показателей, каждый из которых отражает отдельные аспекты устойчивого энергетического развития страны;

3) с помощью интегрированного (агрегированного) рейтингового критерия, с помощью которого вычисляется индекс устойчивого энергетического развития;

Первый подход содержательный и достаточно очевидный.

Ко второму подходу можно отнести методику МАГАТЭ, которая является набором из 30 индикаторов устойчивого развития энергетики, а также методику расчета индекса энергетической устойчивости, предложенную факультетом государственной политики Института технологий Джорджии для оценки устойчивого энергетического развития США [89].

Энергетические индикаторы устойчивого развития МАГАТЭ представлены в таблице 5.3.

¹ Во многих странах мира, в том числе и в России ЮНЕСКО создало Международные центры устойчивого энергетического развития, которые осуществляют мониторинг достижения указанных целей.

Таблица 5.3 – Энергетические индикаторы устойчивого развития МАГАТЭ

Подсистема, к которой относится индикатор	Показатель
Социальная	Доля домохозяйств (или населения) без электрической или коммерческой энергии, либо сильно зависящих от некоммерческой энергии
	Доля расходов на топливо и электрическую энергию в доходах домохозяйств
	Использование энергии на 1 домохозяйство в каждой группе домохозяйств по доходам и соответствующая структура топлива в каждой группе домохозяйств по доходам
	Количество несчастных случаев со смертельным исходом в энергетике на единицу произведенной энергии
Экономическая	Потребление энергии на душу населения
	Потребление энергии на единицу ВВП
	Эффективность преобразования и распределения энергии (на основе потерь, включая потери в производстве, передаче и распределении электрической энергии)
	Отношение доказанных запасов энергоресурсов к энергопроизводству
	Отношение оценочного объема энергоресурсов к энергопроизводству
	Энергоемкость промышленного сектора (на основе потребления энергии в промышленном секторе и соответствующей валовой добавленной стоимости)
	Энергоемкость сельскохозяйственного сектора (аналогично энергоемкости промышленного сектора)
	Энергоемкость сектора услуг/коммерческого сектора (аналогично энергоемкости промышленного сектора)
	Энергоемкость жилищно-бытового сектора (на основе потребления энергии домохозяйствами и по ключевым сферам использования с учетом количества домохозяйств, площади жилья, количества людей, составляющих домохозяйство, обеспечения бытовой техникой)
	Энергоемкость транспортного сектора (на основе потребления энергии в секторах пассажирского и грузового транспорта и по видам транспорта и по количеству пассажиро-километров и тонно-километров по видам транспорта)
Структура топлива в энерго- и электробалансах (на основе снабжения первичной энергией, конечного энергопотребления, производства электрической энергии и генерирующих мощностей по видам топлива)	

Экономическая	Доля энергии из неуглеродных источников в энергобалансе и в электробалансе (аналогично показателю структура топлива в энерго- и электробалансах)
	Доля энергии из ВИЭ в энергобалансе и в электробалансе (аналогично показателю структура топлива в энерго- и электробалансах)
	Цены на энергию для конечных потребителей по видам топлива и по секторам (с учетом и без учета налогов/субсидий)
	Зависимость от чистого импорта энергии (на основе общего объема импорта энергии и общего снабжения первичной энергией)
	Отношение запасов критически важных топлив (нефть, газ) к потреблению соответствующих видов топлив
Экологическая	Объем выбросов парниковых газов от энергопроизводства и энергопотребления на душу населения и на единицу ВВП
	Объем выбросов загрязняющих воздух веществ в городских районах
	Объем выбросов загрязняющих воздух веществ от энергосистем
	Объем жидких промышленных отходов от энергосистем, включая нефтяные
	Площадь местности, где окисление превышает критический уровень
	Коэффициент уничтожения лесов вследствие энергопотребления (на основе площади лесов в различные периоды времени и использования биомассы)
	Отношение объема образования твердых отходов к объему энергопроизводства
	Отношение объема твердых отходов, надлежащим образом утилизированных, к общему объему твердых отходов
	Отношение объема твердых радиоактивных отходов к объему энергопроизводства
Отношение объема твердых радиоактивных отходов, ожидающих утилизации, к общему объему твердых радиоактивных отходов	

Источник: авторская разработка

Как следует из таблицы 5.3, все индикаторы устойчивого развития МАГАТЭ разделены на три группы: экономические, социальные, экологические. Самой многочисленной является система экологических индикаторов.

Методика расчета индекса энергетической устойчивости, предложенная Институтом технологий университета Джорджии для оценки устойчивого энергетического развития США представлена в таблице 5.4

Таблица 5.4 – Методика расчета индекса энергетической устойчивости США, Института технологий университета Джорджии (Georgia)

Сфера	Показатель
Надежность обеспечения нефтью	Импорт нефти (% от общего потребления нефти)
	Цена на нефть (долл. на баррель)
	Моторные топлива не нефтяного происхождения (% от энергопотребления транспортным сектором)
	Средний расход топлива новых пассажирских транспортных средств (миль на галлон)
Надежность обеспечения электрической энергией	Импорт природного газа (% от общего потребления природного газа)
	Цена на природный газ для электрической энергии (долл. на Гигаджоуль)
	Розничная цена на электрическую энергию (центов долл. на кВт/ч)
	Годовые инвестиции в систему передачи электрической энергии (млрд. долл.)
Энерго-эффективность	Энергоемкость (кВт/ч на долл. ВВП)
	Энергопотребление на душу населения (индексированное к 1970 г.)
Качество окружающей среды	Выбросы SO ₂ от мощностей, производящих электрическую энергию (млрд. тонн)
	Выбросы CO ₂ от энергопотребления (млрд. тонн)

Источник: авторская разработка на основе [89]

В соответствии с методикой не рассчитывается комплексный индекс, а происходит индивидуальная оценка каждого показателя. Это позволяет проследить изменения каждого фактора устойчивого энергетического развития страны в динамике.

Таблица 5.5 содержит методику расчета индекса энергетической устойчивости развития страны, предложенную Мировых энергетическим советом - МЭС (отчет «World Energy Trilemma: Time to get real – the agenda for chance», которая находит рейтинги стран согласно индексу энергетической устойчивости – Energy Sustainability Index).

Таблица 5.5 – Методика расчета индекса энергетической устойчивости МЭС

Сфера и ее вес в интегрированном критерии	Показатель и его вес в расчете индекса сферы
Энергобезопасность 0,25	Отношение производства первичных энергоресурсов к потреблению, - вес, $\frac{1}{5}$
	Разнообразие источников генерации электрической энергии, $\frac{1}{5}$
	Оптовая надбавка на моторные топлива, $\frac{1}{5}$
	Пятилетний рост потребления первичных энергоресурсов, $\frac{1}{5}$
	Для экспортеров – разнообразие источников экспорта энергии, $\frac{1}{5}$ Для импортеров – норма стратегического запаса нефти, $\frac{1}{5}$
Социальное равенство 0,25	Доступность моторных топлив в розничной продаже, $\frac{1}{2}$
	Доступность и качество электрической энергии с учетом доступа, $\frac{1}{2}$
Минимизация воздействия на окружающую среду 0,25	Энергоемкость ВВП на душу населения, $\frac{1}{4}$
	Количество выбросов на ВВП на душу населения, $\frac{1}{4}$
	Выбросы CO2 от производства электрической и тепловой энергии, $\frac{1}{4}$
	Воздействие загрязнения воздуха и воды, $\frac{1}{4}$
Политическая среда 0,83	Политическая стабильность, $\frac{1}{3}$
	Качество нормативно-правового регулирования, $\frac{1}{3}$
	Эффективность правительства, $\frac{1}{3}$
Социальная среда 0,83	Контроль коррупции, $\frac{1}{4}$
	Верховенство закона, $\frac{1}{4}$
	Качество образования, $\frac{1}{4}$
	Качество здравоохранения, $\frac{1}{4}$
Экономическая среда 0,83	Стоимость жизни, $\frac{1}{3}$
	Макроэкономическая стабильность, $\frac{1}{3}$
	Доступность кредита для частного сектора, $\frac{1}{3}$

Источник данных: МЭС [122]

Индексу энергетической устойчивости МЭС присущи некоторые недостатки: во-первых, в открытом доступе представлены только места стран, а не значения показателей и индекса в целом, вследствие чего не представляется возможным только оценить устойчивое энергетическое развитие конкретной страны; во-вторых, с момента разработки индекса методика несколько раз уточнялась, что затрудняет сравнение результатов в динамике; в-третьих, непрозрачной является методика расчета отдельных показателей; в-четвертых, учитываются как показатели, характеризующие энергетическое развитие на уровне страны, так и показатели, более подходящие к характеристике отдельных направлений социально-экономического развития (социальная и экономическая среда).

5.4 Изменение потоков энергоресурсов и их логистики

В 1-й половине XXI века максимальный рост энергетического спроса придется на быстроразвивающиеся страны – Китай, Индию и др. Причина – не только стремительный рост ВВП этих стран, но и процессы урбанизации и роста среднего класса.

Дифференциация усиливает различия между энергопроизводящими и энергопотребляющими регионами и влечет рост значимости внешней торговли и всего комплекса внешнеполитических и внешнеэкономических аспектов и национальных энергетических стратегий, особенно это касается нефтяной и газовой отраслей. Появились новые крупнейшие потребители энергоресурсов и импортеры нефти. Все это существенно изменило логистику доставки энергоресурсов (нефти и газа) (см. 1.10)

6. ПРОГНОЗ РОСТА ВВП И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА ДИВЕРСИФИКАЦИЮ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

*«Рост численности населения и доходов – две самые мощные движущие силы спроса на энергию. С 1900 г. население мира увеличилось более чем в 4 раза, реальный доход – в 25 раз, а потребление ПЭР – в 2,25 раза»
ВР [86]*

6.1 Рост ВВП и энергопотребление

Связь между ростом ВВП и энергопотреблением. Связь между ростом ВВП и энергопотреблением есть зависимость между добавленной стоимостью и стоимостью энергозатрат при производстве промежуточных товаров и товаров конечного потребления. Пропорциональный характер этой зависимости свойственен разным странам и зависит от структуры экономики конкретной страны. При этом, страны с преимущественно сырьевой экономикой потребляют больше энергии для производства продукции на один доллар ВВП, а страны, производящие преимущественно современные товары конечного потребления, для получения одного доллара ВВП затрачивают примерно в 10 раз меньше энергии.

Эта зависимость показывает, что, энергетический ресурс конвертируется в экономическое развитие и материальное благополучие. Более тщательный анализ показывает, что зависимость между энергопотреблением и ВВП существует не для всех стран (табл.6.1).

Таблица 6.1 – Оценка гипотезы о взаимосвязи энергопотребления и ВВП

№	Гипотеза	Подтверждение гипотезы в рамках исследования
1	ВВП зависит от энергопотребления	Справедливо для 23% стран
2	Энергопотребление зависит от ВВП	Справедливо для 28% стран
3	Перекрестное влияние (взаимное влияние энергопотребления и ВВП)	Справедливо для 18% стран
4	Гипотеза нейтральности (отсутствие связи между ВВП и энергопотреблением)	Справедливо для 31% стран

Источник: составлено автором на основе [43]

Согласно данным по энергопотреблению в мире МЭА (IEA) и данным (МЭФ) IMF по росту мировой экономики существует линейная зависимость между ростом ВВП и энергопотреблением, начиная с 1985 г. по настоящее время (рис.6.1).

В целом, растущая мировая экономика ежегодно увеличивала потребление энергии в период 1996-2016 гг. около 2 %, в период 2017-2040 гг. ежегодный рост мирового энергопотребления составит 1,3-1,4%. Рост мирового энергопотребления вызван, в первую очередь, ростом среднего класса в мире (к 2040 г. он удвоится) — этот класс пользуется кондиционерами, холодильниками, посудомоечными машинами, компьютерами, автомобилями, смартфонами, что повышает спрос на энергию. На 45% дополнительный спрос на энергоресурсы предъявят Китай и Индия. Доля ЕС и США в мировом энергопотреблении снизится с 30% в 2015 г. до 20% в 2040 г., что будет равно доле одного Китая.

Источником первичного производства энергии в первой половине XXI века, равно как и в предыдущее столетие, остаются в основном невозпроизводимые минеральные ископаемые — нефть, газ и уголь. Запасы же этих минеральных ресурсов расположены на планете крайне неравномерно. Страны ведут постоянную конкурентную (а иногда и военную) борьбу за более выгодные условия доступа к источникам энергетического сырья и контроля за распределением добытой энергии. Тем более, что стоимость мировых энергоресурсов в сумме постоянно растет (их годовая суммарная стоимость превысила 4 трлн. долл.). Рост населения, ВВП, потребления энергии, продовольствия и воды взаимосвязаны. Большинство прогнозов единодушны — к 2040 г. потребление энергии, воды и продовольствия вырастет практических синхронно.

Большинство прогнозов сходится на том, что при удвоении мирового ВВП к 2040 г. (с примерно 100 трлн. долл. до 200 трлн. долл.) энергопотребление вырастет только на треть (24% — Еххон, 35% — ВР). Причина — снижение на доллар ВВП затрат энергии вдвое с нынешних 11 тысяч БТЕ до 5.

В Беларуси в период с 1990 до 1995 г. индексы изменения ВВП и потребления электроэнергии совпадали, однако в 1995 г. в связи с ростом экономики и реализации программ энергосбережения рост потребления энергии существенно отставал от роста ВВП (рис. 6.2), в том числе снижался уровень электропотребления и максимальной энергетической нагрузки (рис.6.3.)

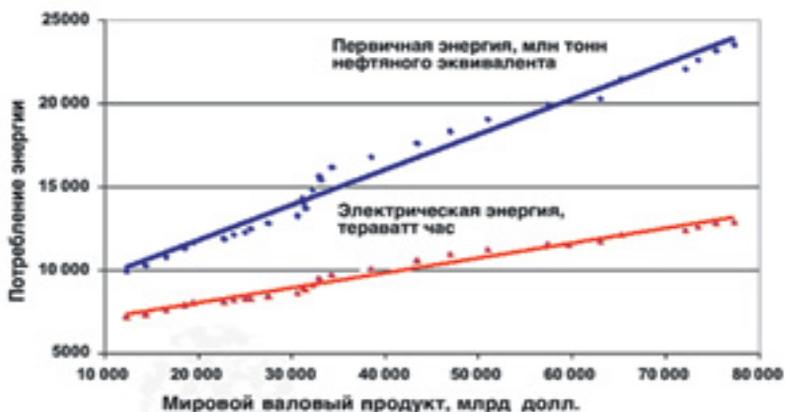


Рисунок 6.1 – Корреляция между ростом экономики мира и энергопотреблением

Источник: МЭА, МВФ



Рисунок 6.2 – Оценка взаимосвязи белорусского ВВП и потребления электроэнергии (1990 год взят за 100%)

Источник: расчеты авторов по данным Нац. статистики

Линейная регрессия связи темпов роста ВВП и роста мирового потребления энергии (по данным за 1820-2010 гг.):

$$\text{GROWTH ENERGY} = 0,8897 \text{ GROWTH GDP} + 0,0094, \quad R^2=0,7404$$

На отрезке времени 1980-2000 г. уравнение имеет вид:

$$\text{GROWTH ENERGY} = 1,9674 \text{ GROWTH GDP} + 0,0059, \quad R^2=0,8217$$

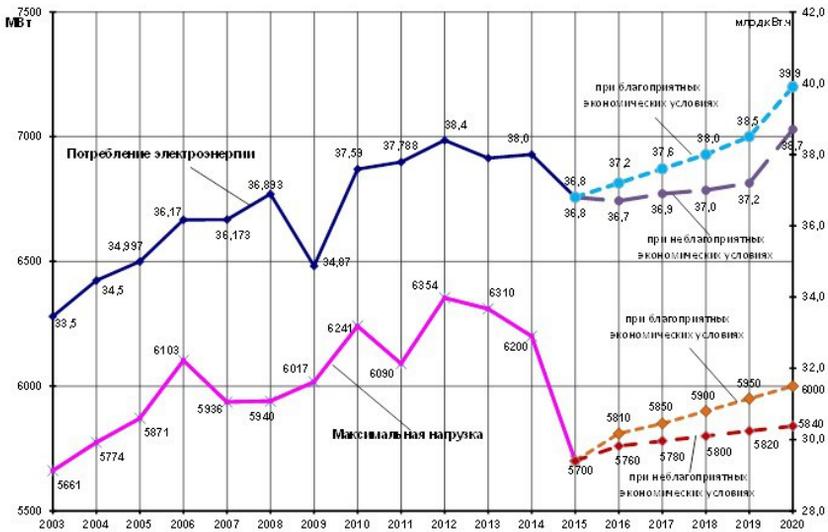


Рисунок 6.3 – Потребление и нагрузка электроэнергии и отраслевые программы развития электроэнергетики на 2016 – 2020 годы.

Источник - Минэнерго Республики Беларусь.

Использование данного регрессионного уравнения показывает, что для сохранения до 2050 г. существовавшего экономического роста потребление энергии за 40 лет должно вырасти на 50%.

Линейная регрессия темпов роста потребления энергии и роста населения имеют вид:

$$\text{GROWTH ENERGY} = 0,3005 \text{ GROWTH Population} + 0,0061, \quad R^2=0,5499$$

На душу населения зависимость между темпами роста энергопотребления имеет вид:

$$\text{GROWTH ENERGY}_{\text{pc}} = 0,6855 \text{ GROWTH ENERGY} - 0,0059, \quad R^2=0,8664$$

Таким образом, если ранее считалось, что темпы роста энергопотребления в стране находятся в прямой зависимости от роста ВВП,

то в настоящее время вследствие мероприятий по энергосбережению рост ВВП достигается без существенного увеличения энергопотребления.

Рост экономик мира. Многочисленные прогнозы экономического роста [93, 120] сведены в монографии [20] и консенсус-прогнозы будут здесь приведены. На рис. 6.4 дана динамика роста долей важнейших стран мира и регионов, свидетельствующая об их кардинальном изменении.

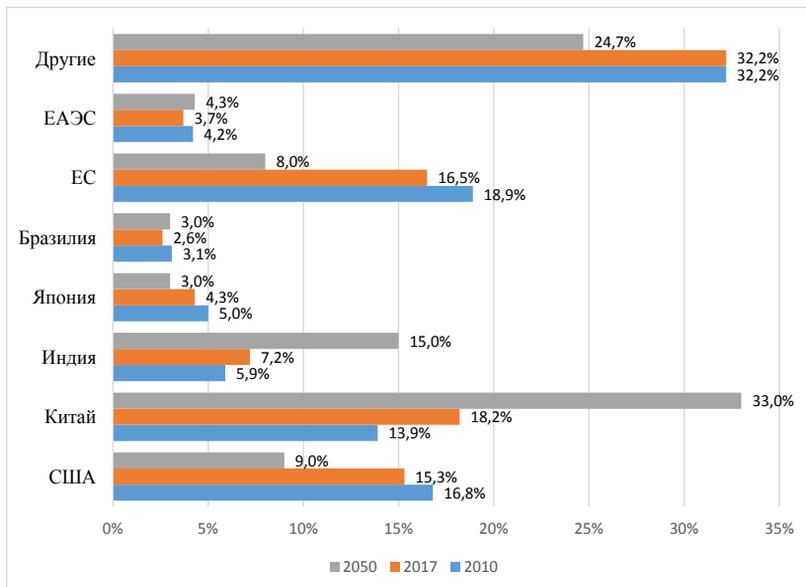


Рисунок 6.4 – Доли стран в мировой экономике 2010, 2017и 2050 гг. (ВВП по ППС)

Источник: IMF (2010 и 2016 гг.), консенсус-прогноз [20],

В группе развивающихся стран только у Латинской Америки динамика роста экономики в 2,8 % в год будет ниже среднемирового показателя в 3% в год. У развитых стран, входящих в ОЭСР, среднегодовые темпы роста ВВП составят 1,7 % в год, что более чем в 3 раза ниже темпов развивающихся стран.

При этом для этой группы стран необходимо обратить внимание на два момента. Во-первых, трампо-экономика США будет развиваться в 1,5 раза быстрее, чем стран ЕС и Японии. Во-вторых, у раз-

витых стран темпы роста ВВП в последней декаде (2021 - 2030 гг.) будут выше, чем в первой (2009 - 2020 гг.), в то время как у развивающихся стран – обратная динамика. Так, для Китая рост ВВП оценивается в 7,6 % в год до 2020 г., а в 2021-2030 гг. прогнозируется замедление до 4,5 %.

Что касается России и других стран с переходной экономикой, то там прогнозируется промежуточный уровень развития с приростом ВВП около 2,3 % в год. При этом показатели второй декады рассматриваемого периода будут лучше, чем первой.

По базовому сценарию ОПЕК [81, 123] мировое потребление энергии в 2017-2030 гг. увеличится до 15,8 МТНЭ/г. Прирост составит 42 %, или в среднем на 1,5 % в год. Основной рост обеспечат развивающиеся страны, но у них и в 2030 г. среднедушевой показатель потребления энергии будет много ниже, чем в индустриальных странах, и значительная часть населения Земли по-прежнему не будет иметь доступа ко многим современным услугам.

По расчетам экспертов Еххон [126] глобальный спрос на энергоресурсы по сравнению с 2010 г. к 2040 г. вырастет на +30%. При этом в странах ОЭСР спрос на энергоресурсы останется относительно постоянным, в то время как в странах, которые не являются членами ОЭСР, спрос увеличится приблизительно на +60%.

Согласно прогнозу МЭА (IEA) мировой спрос на энергоресурсы с 2008 по 2035 гг. вырастет на +53%, при этом половину данного роста будут обеспечивать Китай и Индия.

Согласно различным прогнозирующим организациям среднегодовой рост мирового ВВП с 2010 по 2050 г. составит: 4,4% (Citi-банк), 2,9% (ОЭСР), 3,1% (PriceWaterHouse), 2,8% (французский центр СЕРП), 3,5% (БГУ). Прогноз ОПЕК – 3,5% на отрезке 2013-2035 гг., при этом доля Индии в мировой экономике вырастет с 5,4% в 2010 г. до 10,6% в 2035 г. Прогноз темпов роста мировой экономики от Еххон несколько пессимистичнее – 2,8%, точнее экономический рост Еххон [126] заложил в прогноз следующий: страны - члены ОЭСР 2% в год, страны, не члены ОЭСР, 4,5% в год.

Согласно прогнозу Испанского центра Venturatis до 2050 г., в развивающихся странах мира ожидается стремительный рост ВВП. Так, по сравнению с 2009 г. ВВП Индии вырастет более чем в 31 раз, Нигерии – в 23 раза, Китая – более чем в 14 раз, Индонезии – в 14 раз, Мексики – в 10 раз, Бразилии – в 7,6 раз, России – в 6,6 раз. Китай к 2050 г. станет страной с самым большим ВВП в мире (70 трлн. долл.), что позволит Китаю значительно обогнать нынешнего лидера США (к 2050 г. – 38,5 трлн. долл.). Индия, благодаря самым высоким

показателям роста, переместится с 12-го места в рейтинге стран по объему ВВП на 3-е. В странах ЕС в течение следующих 40 лет значительных изменений не произойдет: ВВП Германии, Франции, Великобритании, Италии, Испании — увеличится менее чем в 2 раза. Следствием такой разницы в темпах роста экономики к 2050 г. станет практически полностью изменившийся состав 8 лидеров по объему ВВП: если в 2009 г. — это США, Китай, Япония, Германия, Франция, Великобритания, Италия, Россия, то в 2050 г. — это Китай, США, Индия, Бразилия, Мексика, Россия, Индонезия, Япония.

6.2 Прогнозы потребления энергоресурсов

Основу для прогноза мирового спроса энергетического рынка составляют рост народонаселения, рост мирового ВВП и динамика потребления энергоресурсов.

С 1900 г. население мира увеличилось более, чем в 4 раза, реальные доходы выросли в 25 раз, а потребление первичной энергии выросло в 22,5 раза. За последние 20 лет население мира увеличилось на 1,6 млрд. человек, реальные доходы — на 87%, а потребление нефти выросло в 4,5 раза.

Рост народонаселения влияет на размер и структуру спроса на энергоресурсы. Согласно данным ООН, в 2016 г. население мира составило 6,8 млрд. человек. Ожидается, что эта цифра будет увеличиваться в среднем на 1% в год и к 2030 г. достигнет отметки 8,2 млрд. человек, к 2040 г. — 8,9 млрд. человек, к 2050 г. — 10 млрд. человек, причем наибольший вклад в увеличение численности населения мира внесут развивающиеся страны. Население этих стран будет расти в среднем на 1,1% в год с 2007 по 2030 гг. и достигнет 6,9 млрд. человек, что приблизительно составит 84% от мирового населения. Единственной крупной страной, не являющейся членом ОЭСР, в которой также прогнозируется снижение количества населения, является Россия: 2007 г. — 142 млн. человек, 2030 г. — 129 млн. человек. Китай останется наиболее густонаселенной страной: в 2030 г. ожидается 1,46 млрд. человек, к 2040 г. самой населенной страной станет Индия. Население стран-членов ОЭСР будет увеличиваться в среднем на 0,4% в год. В итоге его доля в мировом населении снизится на 2% и в 2030 г. составит 16%. Наибольший прирост населения у стран-членов ОЭСР ожидается в регионе Северная Америка, в то время как в Азиатско-Тихоокеанском регионе ожидается уменьшение темпов роста населения.

В 2016 - 2030 гг. наибольшая динамика спроса на энергоносители ожидается у развивающихся стран, в среднем 4,5 % в год, причем для Китая прогнозируется рост 6,3 % в год и 4,7 % – для стран Южной Азии.

К 2050 г. приблизительно три четверти населения будут жить в городах. Наибольший прирост городского населения будет наблюдаться в Китае, Индии, Нигерии и (как ни удивительно) в США. Сегодня в городах живет чуть больше половины населения и города потребляют 66% энергии, в ближайшие 30 лет эта цифра может возрасти до 80% и привести к нехватке энергии в отдельных стихийно разросшихся городских конгломератах.

Немаловажной причиной увеличения объема потребляемых ресурсов является не только возрастание численности, но и повышения уровня жизни населения: увеличивается потребление энергии – для домов, автомобилей и предприятий.

Мировое первичное энергопотребление в 2015 г. составило 564 квадриллиона БТЕ. К 2040 г. оно вырастет до 700 квадриллионов БТЕ ((ЕХХОН [126])

По прогнозу МЭВ (IEA) до 2030 г., рост потребления энергоресурсов составит 1,5 % в год, что приведет к росту потребности в нефти до 64 млн. барр. нефти в сутки. Две трети от этого объема потребуются для компенсирования выпадения объемов добычи, в то время как одна треть придется на рост потребления. Возрастут также инвестиции в импорт нефти и газа.

1. К 2030 г. миру понадобится на 40-50% больше продовольствия, энергии, воды. Взаимозависимость этих ресурсов (большие объемы энергии требуют больше воды – большее количество еды и воды требует больше энергии) ведет к повышению волатильности и нестабильности цен.

2. Продолжает усиливаться сдвиг от развитых (Запад) к развивающимся (Восток) странам: если в 2000 г. страны ОЭСР потребляли 55% мировой энергии, то к 2030 г. уже только 33%. Соответственно доля развивающихся стран вырастет с 38,5 до 61 %. В том числе доля Китая в мировом потреблении нефти достигнет 15 % в 2030 г., при этом среднедушевое потребление нефти в Китае останется в 2-3 раза ниже, чем в странах ОЭСД. В 2030 г. среднедушевое потребление нефти в США будет превышать 15 барр./чел. в год, а в Китае – около 4 барр. Естественно что выравнивание потребления энергии в развитых и быстроразвивающихся странах к 2050 г. проведет к глобальным изменениям в мировом потреблении. Например, HSBC-банк [120] прогнозирует, что если потребление США стабилизируется на уровне 3500 млн. т.н.э., то потребление Китая превысит 7000 млн. т.н.э.,

а Индии — 2500 млн. т.н.э. На горизонте до 2050 г. этот тренд станет еще более заметным: глобальное потребление первичных энергетических ресурсов вырастет до 763-1259 квадриллионов ВТУ [86], при этом 41% будут потреблять бывшие развитые страны и 59% — развивающиеся. Спрос на энергию развивающихся экономик (недостаточно энергоэффективных) может привести к несоответствию спроса и предложения и соответственно к росту цен на энергоносители. Это будет зависеть от скорости роста развивающихся стран, в первую очередь Китая и Индии. В случае сохранения высокого роста азиатских экономик может вырасти стоимость нефти и газа, что сохранит позиции угля и вызовет укрепление позиций солнечной энергетики: с 13-го места на 4-е после нефти, газа и угля. Относительно высокие цены на нефть ведут к разработке дорогостоящих нефтяных ресурсов и стимулируют использование биотоплива — к концу столетия до двух третей потребности транспортной отрасли. Сохранение широкого использования угля как источника энергии до середины столетия сократит выбросы в атмосферу и следовательно не позволит замедлить повышение температуры. К 2070 г. нефтепродукты почти полностью вытесняются из транспорта.

3. Более медленный рост мировой экономики снизит спрос на энергию. Низким ценам на газ способствует и активная добыча газа из плотных пород, сланцевого газа и метана угольных пластов, которые могут составить до 40% общей добычи газа. Вместе с тем умеренные цены на энергию приводят к сокращению добычи дорогостоящих энергоресурсов. К лидерам в добыче газа присоединились США и Китай, что позволило им сократить потребление нефти и угля.

Стратегическое городское планирование базируется на компактном развитии города и электрификации транспорта. Жители предпочитают электромобили, гибридные автомобили и автомобили на сжиженном природном газе. К 2060 г. использование водорода на транспорте превысит его использование в промышленности.

4. Экономический рост быстроразвивающихся стран и возрастающая роль Китая в мировой экономике изменяют структуру мирового импорта энергоносителей от их традиционных покупателей (в 2013 г. Китай стал первым в мире потребителем нефти).

Из вышеизложенного видно, что прогнозы различных компаний весьма схожи. Опираясь на приведенные цифры можно сделать следующие выводы:

1) в предстоящие 40 лет (с 2010 по 2050 гг.) энергопотребление возрастет примерно на 60-70%, с темпом роста 1,7-2,0% в год (имеются и более радикальные прогнозы энергопотребления — 132% [96];

2) нефть и газ продолжат доминировать над другими видами топлива;

3) наиболее высокими темпами будет расти спрос на газ (около 2,4% ежегодно);

4) прирост потребления нефти и газа в мире за ближайшие 30 лет составит около 2,2 МТНЭ/г. по каждому из видов сырья (для сравнения: за 30 лет с 1971 по 2000 г. прирост потребления нефти составил 1,1 МТНЭ/г и газа 1,2 МТНЭ/г).

Можно утверждать, что в мировом энергопотреблении существуют следующие тренды:

1) происходит замедление темпов мирового энергопотребления;

2) ключевую роль в приросте мирового энергопотребления начинают играть развивающиеся страны;

3) географическое «смещение» центров энергопотребления оказывает мощное воздействие на международную торговлю ресурсами.

Для стран крайне необходимо искать новых поставщиков источников энергии, переориентировать строящиеся нефте- и газопроводы на новые рынки сбыта, нужно повышать эффективность использования энергоресурсов и решать экологические проблемы.

6.3 Диверсификация структуры мирового энергопотребления

Историческая структура энергопотребления по Мэддисону [48] приведена в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Мировое энергопотребление и его структура

Вид топлива	млн. т. н. э.			доля, %		
	1900	2003	2030	1900	2003	2030
уголь	474,5	2582	3512	58,2	24,1	22,8
нефть	18,0	3785	4945	2,2	35,3	32,2
природный газ	6,5	2244	3370	0,8	20,9	21,9
атомная энергия	0,0	687	1070	0	6,4	6,9
гидроэнергия	3,0	227	422	0,4	2,1	2,7
биомасса	312,0	1143	1703	38,4	10,7	11,1
другие возобновляемые ресурсы	-	54	373	0	0,5	2,4
Всего	814,7	10723,0	14405,0	100	100	100

Источник данных: [48]

Уже Мэддисон на рубеже веков предсказывал процесс диверсификации мирового энергопотребления в структуре которого увеличится доля газа, атомной энергии и ВИЭ. Более поздние исследования подтвердили этот тренд. Ускоренное технологическое развитие резко повысило эффективность энергопотребления, замедляя рост энергетического спроса. Новые технологии резко снижают стоимость ВИЭ. Атомная энергия и ВИЭ достигнут почти 25% в структуре мирового энергопотребления. Главная причина — снижение стоимости, так с 2010 по 2016 гг. стоимость новых солнечных электростанций снизилась на 70%, ветровых — на 25%, аккумуляторов — на 40%. (EXXON [58]).

В итоге структура мирового энергопотребления в XXI веке находится в процессе изменения: уменьшается доля угля, растет доля газа, атомной энергии и ВИЭ.

Диверсификация источников энергетических ресурсов станет результатом технологического развития, а также международной стратегии, направленной на снижение атмосферных выбросов. Уже к 2030 г. структура спроса на энергоносители может измениться, — причем прогнозы сильно разнятся и носят иногда идеологический характер (рисунок 6.5).

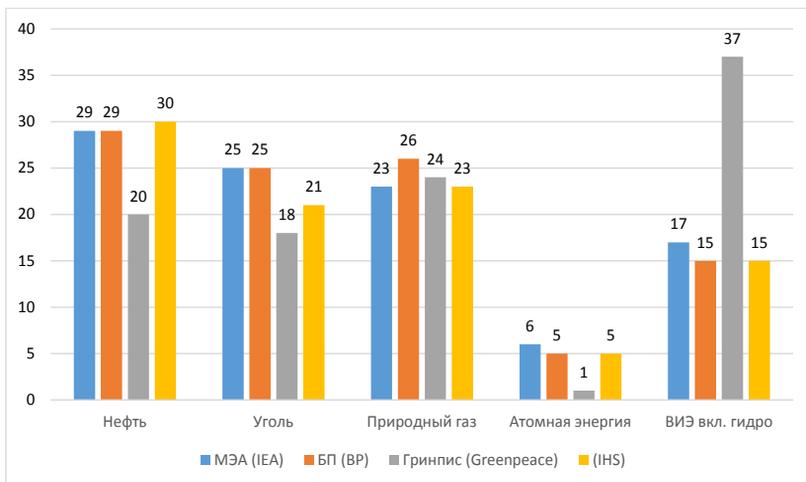


Рисунок 6.5 – Прогноз структуры спроса на ПЭР в 2030 г. (%)

Анализ текущей и прогнозы будущей структуры мирового энергопотребления различных агентств и экспертов (таблица 6.3) показывает, что нефть и газ пока остаются и останутся до середины века сырьевым стержнем экономики (до 60% энергопотребления), но

вместе с тем происходят существенные подвижки в структуре энергопотребления. Доля ВИЭ и ядерной энергии приблизится к 25% мирового энергопотребления. Наиболее динамично будут развиваться такие ВИЭ как солнечная и ветровая энергия, а также энергия биомассы.

По прогнозу ВР к 2040 г. потребление нефти составит 18,6 млн. барр. в сутки, что даже несколько ниже 18,7 барр. в 2016 г. Массовый переход на электромобили (по прогнозу ВР [125] к 2040 г. из 2 млрд. автомобилей 320 млн. (сегодня 3 млн.) будут электрическими, при этом электромобили будут использоваться более интенсивно и поэтому к 2040 г. на них придется 30% пассажирокилометров.

Доля нефти в мировом потреблении снизится: с 33 % в 2016 г. до 27 % в 2040 г. Природный газ будет единственным из традиционных видов топлива, который увеличит свою долю в мировом потреблении энергии, с 21,7 % в 2016 г. до 26 % в 2040 г. (мнение ВР [125]).

Доля альтернативных источников согласно ВР вырастет с 5 % в 2010 г. до 15 % в 2030 г. [125], согласно МЭА (IEA) до 18%.

При этом к 2040 г. нетрадиционная сланцевая добыча газа составит примерно треть общей газодобычи за счет резкого роста добычи сланцевой нефти в США. Даже при снижении мировых цен на нефть США остаются экспортером СПГ.

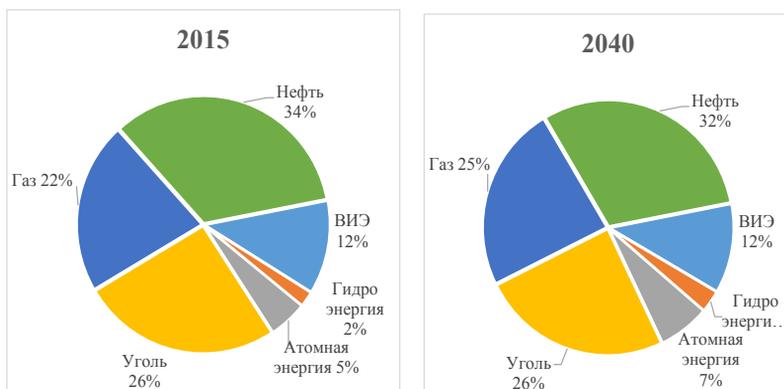


Рисунок 6.6 – Структура мирового энергопотребления в 2015 г. и его прогноз к 2040 г.

Источник: Еххон [58]

По одному из вариантов прогнозов Еххон [58] структуры потребления ПЭР в мире к 2040 г. предполагается сокращение

использования нефти до 20% от суммарного потребления ПЭР в мире.

Как прогнозирует МЭС (WEC) [122] структура потребления по секторам экономики изменяется медленно (рис. 6.7), рост потребления ПЭР к 2060 г. составит 22% (симфонический сценарий), 38% (джазовый сценарий) и 46% (роковый сценарий). Лучшее сценарии описывает среднегодовой темп роста ВВП: при симфоническом – 2,9%, джазовом – 3,3%, роковом – 17%.



Рисунок 6.7 – Структура потребления по секторам экономики

Источник: МЭС (WEC) [122]



Рисунок 6.8 – Структура потребления

Источник: МЭС (WEC) [122]

В прогнозе МЭС (WEC) [122] пик спроса на нефть придется в 2030 г. и составит 103 mb/d, а к 2060 г. снизится до 80 mb/d.

В связи с растущей электрофикацией заметно увеличится доля первичной энергии, используемой для производства электроэнергии — 47% к 2040 г. по сравнению с 36% в 2010 г. Из нефтепродуктов сегодня вырабатывается примерно 5% всей мировой электроэнергии, к 2040 г. их доля уменьшится до 3-4%. Производство электроэнергии к 2060 г. удвоится и будет составлять от 25 до 29% общего энергопотребления. Солнечная и ветряная энергии с нынешних 5% вырастут к 2060 г. до 20-39% по прогнозу МЭС (WEC) [14].

ИЭА (IEA) дает прогноз, что мощности атомной энергетики к 2040 г. вырастут на 60% до более чем 620 ГВт. В производстве электроэнергии доля атомной энергетики достигнет 12% (по прогнозу EXXON — 18%).

Таблица 6.3 – Прогноз изменения структуры энергопотребления по средним сценариям до 2040 г.

Организация	IEA	US IEA	EXXON	SHELL2050		OPEC	BP
				“Scramble”	“Blueprint”		
Нефть	27%	30%	32%	24%	28%	27%	27%
Уголь	24%	28%	20%	18%	21%	23%	21%
Газ	23% 8% 18%	22%	25%	29%	27%	25%	26%
Ядерная энергия		13%	7%	5%	5%	6%	5%
Гидро		7%	3%	24%	19%	3%	7%
ВИЭ			12%			15%	14%
Спрос на нефть,	103 mbd	109 mbd - средний	108 mbd	-		102mbd	103mbd
Цены на нефть,	50-70 долл./ барр.	109 долл./ барр. - средняя	-	-			-
Рост энергетического спроса за период	30%	28%	35%	38%		35 % (1,2 % в год)	35% (1,3 % в год)

Источник: расчеты авторов по данным [121, 125, 126]

Норвежская компания Statoil, как и другие, прогнозирует до 2040 г. опережающий рост спроса на газ (1,6% в год), ВИЭ (на 8,9%), уголь (на 0,7%), нефть (0,5%). Пик мирового потребления нефти будет в 2030 г., а к 2040 г. он стабилизируется на уровне 100 млн. барр. в день. Доля ВИЭ, по версии Statoil, достигнет 8% в год.

По всем прогнозам предполагается сокращение потребления угля.

Прогнозируется, что к 2035 г. совокупное использование углеводородных источников: нефти, газа и угля сократится на 11% и составит 75% относительно 86% в 2015 г. При этом, по мере исчерпания запасов углеводородов стоимость их извлечения и транспортировки будет возрастать, легкодоступные запасы будут все более замещаться трудноизвлекаемыми, что скажется на стоимости традиционных энергоносителей. Кроме того, на стоимость использования технологий переработки традиционных энергоресурсов все большее значение будет оказывать их высокая нагрузка на окружающую среду из-за отходов при сжигании топлив (сажа, оксиды серы и азота, диоксины, зола, шлаки). Промежуточным решением является переход на газовые ТЭЦ, как более эффективные и экологичные. Конкурентом углеводородной энергетике является атомная, которая сегодня базируется на тепловых реакторах с открытым ядерным топливным циклом, что приводит к непрерывному росту радиоактивных отходов. Однако, согласно прогнозам, до 2030 года атомная энергия может стать, по сути, возобновляемым и безопасным ресурсом, что потребует пересмотра перспективы развития тех или иных технологий извлечения энергии. Кроме того, фундаментальные исследования реализации управляемого термоядерного синтеза, которые могут быть практически реализованы в ближайшие 30 лет, позволят кардинально изменить мировой энергобаланс, так как мировой океан является практически неиссякаемым источником требуемого топлива (тяжелых изотопов водорода). Поэтому при глобальном рассмотрении топливно-энергетического комплекса можно отметить, что важнейшими являются следующие три составляющие мировой энергетической политики будущего: энергосбережение, атомная и альтернативная энергетика.

В прогнозном сценарии развития мировой энергетике от Межгосударственной группы экспертов по изменению климата ООН, также предполагается, что структура ПЭР изменится: за счет ядерной энергии и ВИЭ сократится доля нефти и других ископаемых видов топлива. Более того, к концу XXI века они могут обеспечивать более половины потребления ПЭР в мире.

В результате обозначенных перемен появится возможность преодолеть нарастающий глобальный экологический кризис, причиной которого является загрязнение атмосферы стационарными (предприятия) и индивидуальными (транспорт) энергоустановками (число автомобилей к 2040 г. достигнет 20 млрд.).

В XXI в. с нефтью будут конкурировать другие энергоносители, причем не только в части котельно-печного топлива, но и в части моторного топлива, где нефть пока еще доминирует. Нефть сохранит свое домини-

рующее значение в структуре мирового энергопотребления, не только из-за традиционных автомобилей, но и из-за роста производства пластиков. Темпы роста спроса на нефть не будут столь высокими, как на газ или даже на энергоресурсы в целом. По оценкам ОПЕК наибольшие изменения в структуре мирового энергетического баланса (таблица 1.5) будут связаны с нефтью, природным газом и ВИЭ, включая биотопливо.

Таким образом при наращивании объемов потребления нефти значение ее в мировом энергетическом балансе будет снижаться. Считается, что свой пик нефть, как топливо, уже прошла: XIX век был веком угля, XX – веком нефти, XXI век (его первая половина) – будет веком диверсификации энергоносителей: нефти, газа и ВИЭ.

Показатели среднегодового роста производства угля будут чуть ниже темпов роста мирового потребления энергии, и в силу этого его доля к 2040 г. уменьшится, примерно до 22 %.

Примерно такую же структуру прогнозирует к 2040 г. ИНЭИ РАН [59]: нефть – 27 %, газ – 25 %, уголь – 25 %, атомная – 6 %, ВИЭ – 17% (в том числе гидроэнергия – 3 %, биотопливо – 10 %, другие ВИЭ – 4 %).

В заключение суммируем в виде рисунка 6.9 различные прогнозы (табл. 6.3) изменения структуры энергопотребления.

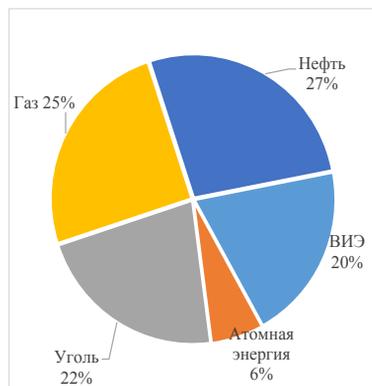


Рисунок 6.9 – Консенсус-прогноз структуры энергопотребления к 2040 г.

Консенсус–прогноз свидетельствует, что газ будет удовлетворять четверть мирового энергетического спроса и его потребление к 2040 г. вырастет примерно на 75%. (EIAUS) [95]. Таким образом к 2040 г. нефть и газ будут обеспечивать чуть более половины спроса на энергоресурсы, а гидро, ВИЭ и атомная обеспечат четверть в доле мирового энергопотребления.

Консенсус-прогноз будущего мировой энергетики (к 2050 г.) позволяет сделать следующие выводы:

1) потребление нефти вырастет на 12% МЭА (IEA) – 19 % (US IEA) с современного уровня (4 млрд. т.н.э.);

2) потребление газа вырастет на 43% МЭА (IEA) к 2050 г. или на 57% (ОПЕС) до 2040 г. до 5-6 млрд. т.н.э., что резко повысит его значение в мировой экономике;

3) потребление угля снизится и его доля составит 22%;

4) рост потребления атомной энергии составит 1,5-1,8 раза (в основном за счет Китая и Индии) и его доля достигнет 6%;

5) потребление ВИЭ (включая биомассы) вырастет в 3-4 раза, а его доля с 9% до 20% в 2040 г.;

6) структура потребления станет более диверсифицированной и достигнет к 2050 г. 20-23 млрд. т.н.э.

7) значительная доля энергоресурсов пойдет на выработку электроэнергии из-за повышения уровня электрификации мировой экономики – более половины роста энергетического спроса придется на электроэнергетику.

Чтобы обеспечить переход к обозначенному выше изменению в структуре источников мировой энергетики, необходимы новые энергоэффективные технологии. Эксперты предполагают, что процесс перехода к этим технологиям будет происходить в два этапа:

- этап разработки и внедрения – в течение примерно 30 лет будет происходить внедрение энергоэффективных технологий (энергокотлов, электромобилей и др.), начиная с опытно-промышленных масштабов (этот процесс в Беларуси уже идет, благодаря деятельности Департамента по энергоэффективности Минэнерго Беларуси);

- этап развития – будет происходить более последовательное и масштабное внедрение новых технологий (генерации и накопления энергии), что определит их окончательную нишу в структуре энергетики.

Во второй половине XXI века, наряду с обозначенными выше технологиями, следует ожидать, что появятся и новые прорывные инновации. В целом, решение проблем энергообеспечения страны требует не только формирования комплексной и надежной системы генерации электроэнергии, но и модернизации передающих сетей для снижения потерь на линиях передачи электроэнергии, а также применения умных (Smart-grid) систем управления генерацией и распределением электроэнергии, что важно и с точки зрения повышения надежности энергообеспечения.

Аналогичные направления развития национальной энергетики закреплены в государственных программах белорусского законодательства.

7. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

*«Энергоемкость ВВП Беларуси достигла
уровня развитых стран со схожими климатическими
условиями – Канады и Финляндии»
МЭА (IEA)*

Энергетическая отрасль – одна из ведущих в Беларуси. От ее стабильной и эффективной работы, обеспечения надежного и бесперебойного энергоснабжения зависит работа всех других отраслей народного хозяйства республики, комфорт и благосостояние населения.

7.1 Эволюция и текущее состояние системы энергообеспечения Беларуси

Природные энергетические ресурсы Беларуси. Добыча нефти в Беларуси начата в 1964 г. после открытия Речицкого месторождения. Открыто 65 нефтяных месторождений с общими остаточными разведочными запасами 62,9 млн. тонн и одно нефтеконденсатное (Красносельское). Около 59 месторождений находится в промышленной разработке. Накопленная добыча нефти составляет порядка 120 млн. тонн и попутного газа около 12 млрд. куб. м. Остаточные извлекаемые запасы нефти оцениваются в 55-60 млн. т.

На территории Беларуси имеются залежи сланцев. Уже сегодня Беларусь готова построить горно-химический комбинат по добыче и переработке горючих сланцев мощностью 5 млн. тонн в год. Прогнозные ресурсы Любанского месторождения оценены в 1223 млн. тонн, Туровского – 2684 млн. тонн. При переработке 5 млн. тонн в год горючих сланцев Туровского месторождения термическим методом можно получить сланцевой нефти – 300 тыс. тонн, газового бензина – 50 тыс. тонн, газа – 175-275 куб. м.

На территории Беларуси выявлены Житковичское, Бриневское, Тонежское месторождения бурых углей и около 50 углепроявлений. В 12 углепроявлениях запасы и ресурсы угля оцениваются в количестве более 10 млн. тонн в каждом, а в отдельных – превышают 20-30 млн. тонн. Суммарные разведанные запасы оцениваются в 150 млн. тонн. По своим качественным характеристикам бурые угли пригодны

для использования в качестве энергетического и коммунально-бытового топлива. Средняя теплота их сгорания изменяется в основном от 16,6 до 21,6 мДж/кг., а средняя зольность от 16,7 до 27,2%. Геологоразведочными работами подготовлены для разработки 2 месторождения бурых углей: Житковичское в Житковичском и Бриневское в Петриковском районах Гомельской области с разведанными запасами 99,1 млн. тонн. На Житковичском месторождении для промышленного освоения подготовлены 2 залежи — Северная и Найдинская с общими запасами 69,1 млн. тонн.

Площадь лесного фонда Беларуси 9,248 тыс. га (88% территории). Запас древесины на корню 1,56 млрд. куб.м.

Торфяные месторождения имеют широкое распространение на территории Беларуси. Общая площадь болот и торфяных месторождений до начала осушения и добычи торфа составляла 14,2% всей территории республики. В 2010 г. геологические запасы торфа оценивались в 4 млрд. тонн. В результате интенсивной добычи торфа, в период 1961–1987 гг. (20–35 млн. тонн в год) и минерализации органического вещества мелиорированных торфяных почв, суммарные геологические запасы торфа на 2004 г. составляли около 4,1 млрд. тонн в 9192 месторождениях. Весь торфяной фонд Беларуси распределен по предполагаемым направлениям его использования. Исходя из чего, для разработки осталось сравнительно небольшое количество торфа — 584 млн. тонн.

Собственные энергоресурсы и местные виды топлива. Один из показателей энергетической безопасности страны — доля собственных энергоресурсов в ее топливном балансе. Так, в 2008 г. их доля в балансе котельно-печного топлива (КПТ) составила всего 18,3 %, тогда как доля импортируемого природного газа — 81,5 %. Значительное усиление работы в данном направлении способствовало тому, что в 2011 г. доля местных ТЭР в балансе КПТ приросла на 2,5 %, а в 2012 году этот показатель уже составил 23,7 %.

Действующая в республике Национальная программа развития местных и возобновляемых энергоисточников предусматривает:

— использование в энергетических целях древесного топлива и торфа, соломы, коммунальных отходов, стоков и вторичных энергоресурсов для выработки тепловой и электрической энергии;

— внедрение биогазовых, ветроэнергетических и гелиоустановок, тепловых насосов, строительство и восстановление ГЭС.

В ходе реализации программ по увеличению использования местных ТЭР, вторичных энергоресурсов и ВИЭ будет введено в эксплуатацию около 200 энергоисточников на древесном топливе и торфе, 33

ГЭС мощностью 102,1 МВт, 84 биогазовых комплекса, работающих на отходах животноводства и птицеводства, мясопереработки, сточных вод, сахарных заводов.

Ряд пилотных проектов уже реализован. Так, в период 2008-2012 гг. построено 8 биогазовых комплексов суммарной электрической мощностью около 8,3 МВт, в том числе в текущем году — один мощностью 0,6 МВт. До конца года запланирован ввод еще 10 биогазовых комплексов суммарной электрической мощностью 11,6 МВт.

Современный энергоисточник мощностью 1,4 МВт по производству электрической и тепловой энергии из биогаза появился в агропромышленном комплексе в деревне Лань в 2012 году. Объект находится в опытной эксплуатации, проводятся пуско-наладочные работы. Подобные комплексы позволяют вырабатывать электроэнергию из биогаза, получаемого при брожении органических отходов. Причем биогазовые установки не только производят электрическую и тепловую энергию, но и высококачественные удобрения, обеспечивают утилизацию отходов, сокращают выбросы метана в атмосферу.

Технический потенциал ветровой энергии оценивается на уровне 1,9 — 2,0 млн. т.у.т. При выработке электричества на малых гидроэлектростанциях возможная экономия органического топлива составляет порядка 0,11-0,15 млн. т.у.т. Потенциальная энергия при переработке твердых бытовых отходов оценивается в 470 тыс. т.у.т. Естественный годовой прирост древесины 6,6 млн. т.у.т. Для сравнения: годовой объем централизованных заготовок дров и отходов — 1 млн. т.у.т.

Импорт энергоносителей. После получения независимости с 1990 по 1994 г. необходимая Беларуси для закупок энергетических ресурсов доля экспортной выручки увеличилась с 10 до 40 %. В дальнейшем она снизилась благодаря росту экспорта. В 1995 г. был подписан договор о свободном экономическом пространстве с Россией, который был призван обеспечить равные условия хозяйствования, важнейшим из которых было — равные цены на энергоносители. Добиться на протяжении 23 лет полностью равных условий так и не удалось, До 2006 г. Беларусь получала сырье по благоприятным тарифам, см. таблицу 7.1). В 2006 г. договор фактически перестал выполняться и цена на газ поднялась вдвое, а на нефть были введены вывозные пошлины. Россия предупредила, что цена на газ для Беларуси с 2006 г. будет определяться аналогично ценам для ЕС с понижающим коэффициентом, 50 % в 2007 г., 67 % в 2008 г., 80 % в 2009 г., 90 % в 2010 г., 100 % в 2011 г. Беларусь зная динамику цен на газ на 5 лет вперед должна

была подготовить экономику (сохранить конкурентоспособность) к выходу на мировые цены.

Таблица 7.1 – Импорт энергоносителей Республикой Беларусь

Энергоноситель	1996	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Сырая нефть (млн т)	10,6	11,9	19,4	14,7	20,4	21,7	21,2	22,5	22,9	18,1	18,1
Цена за т	95,2	136,2	218,6	442	459	5400	395	339	247	21,9	294
Стоимость, млн долл.	1013	1636	4222		4400		8392	7629	5668	3971	5338
Природный газ (млрд куб. м.)	14,4	17,3	20,1	21,5	19,9	20,3	20,3	20,1	18,8	18,6	19,0
цена (долл./тыс. куб. м.)	49,9	30,7	47,2	187,6	265,4		165,7	170,1	147,5	136,6	196,2
для сравнения ЕС		85,0	162,0	302	383	385	380	349	245	17,6	193
Стоимость для Беларуси (млн долл.)	716	526	945				3358	3411	2715	2517	2779
Нефтепродукты (млн т)		1,08	0,57	1,577	5,731	8,474	0,124	0,420	1,653	1,719	3,385
Электроэнергия (терраВт/час)	8,5	7,22	4,9	3,0	5,7	7,9	6,7	3,8	2,8	3,2	2,7
Уголь (млн т)		0,43	0,14		0,12	0,42	0,59	0,781	0,690	0,348	0,39
Импорт (всего млн т н. э.)		28,92	37,7								
Импорт энергоносителей, млн долл.	1910	2291	5424				12364	11409	9011	7260	9445

Источник: расчеты авторов на основе Доклада Всемирного банка.

«Беларусь: поиск путей решения задач энергетического сектора»:

Июнь 2006 и данных Белстата.

Таблица 7.2 – Структура белорусского энергопотребления, %

Виды энергоресурсов	2000	2005	2010	2015 прогноз	2020 прогноз
Газ природный, включая попутный	57,2	62,0	54,5	48,8	39,3
Нефтепродукты и нефть в качестве сырья для химической и нефтехимической промышленности	26,3	23,3	28,2	28,8	29,5

Уголь, включая кокс	1,4	0,4	0,5	0,52	1,3
Прочие виды топлива, в т. ч. прочие местные, электроэнергия от ГЭС	9,2	9,9	14,1	16,1	17,5
Ядерное топливо				4,41	12,4
Электричество (чистый импорт)	5,9	4,4	2,7	1,3	0,0
Итого валовое потребление ТЭР	100	100	100	100	100

Источник: Национальная программа по энергосбережению на 2006–2010 гг.

Подписанный в январе 2007 г. договор по условиям поставок российской нефти в Республику Беларусь позволил сохранить беспошлинные поставки для нужд внутреннего рынка. Была определена пропорция (70 % на 30 %) раздела экспортных пошлин на нефтепродукты, выработанные из российской нефти в Беларуси, между российским и белорусским бюджетами на 2007 г. и последующие годы с увеличением доли российской стороны. В соответствии с этой пропорцией с целью гарантий того, что Беларусь вернет России ее долю пошлин на нефтепродукты, вывозимые из Беларуси, исходя из расчетных объемов поставки нефти для нужд внутреннего рынка и для переработки на экспорт, была определена вывозная пошлина на нефть, экспортируемую из России в Беларусь, в размере 53 долл. Таким образом, Беларусь с 2007 г. теряла около 1,1 млрд. долл. на 20 млн. тонн импорта сырой нефти из России. Белорусские экспортные пошлины на нефтепродукты были унифицированы с российскими, в результате чего была поставлена точка в споре о льготном, по сравнению с российским, налоговом режиме переработки нефти в Беларуси. В целом, пошлины на нефть и нефтепродукты в тот период времени стимулировали переработку нефти на белорусских НПЗ. Если вывозная пошлина на тонну сырой нефти составляла 180,7 долл., то на выработанные из этой тонны нефтепродукты – всего в среднем 108,2 долл., что позволяло экономить переработчикам 72,5 долл. на тонне нефти, в результате экспорта 14 млн. тонн нефтепродуктов около 1 млрд. долл. Вместе с тем цена поставок нефти в 2006 г. (например, 247 долл. в ноябре) значительно превосходила внутрироссийскую цену (163,1 долл.) и даже мировую цену без вывозной российской пошлины ($406,5 - 180,7 = 225,8$ долл.). В результате непростых переговоров Беларуси удалось определить новую формулу цены и заключить контракты с российскими компаниями на поставку нефти, тем самым потери Беларуси из-за перечисления пошлины в российский бюджет практически были компенсированы

за счет снижения цен до реалистичного уровня и сокращения сверхдоходов российских нефтяных компаний. Однако снижение доходов нефтепартнеров снизило переработку нефти в 2007 г. и только создание Белорусской нефтяной компании и принятие мер по компенсации ввозных пошлин восстановило к концу года традиционные объемы переработки нефти в Беларуси.

Энергетическая безопасность Беларуси связана также с объемом перекачиваемой через ее территорию и перерабатываемой на ее территории нефти и газа (транзитная транспортировка «Белтрансгаза» с 2001 г. возросла с 25 до 40 млрд куб. м.) и удерживается на этом уровне. По «Белтрансгазу», проданному Газпрому за 5,5 млрд. долл. протяженностью 575 км прокачивается примерно 40 млрд м³, что дает Беларуси около 60 млн. долл. По сети «Ямал – Европа», построенного «Газпромом», прокачивается 33 млн т. Строительство нитки газопровода Ямал-Европа – это значительные инвестиции в экономику Беларуси (примерно 1,3 млрд долл.) и значительный вклад в белорусскую энергетическую безопасность. Через территорию Беларуси осуществляются поставки российской нефти в Польшу, Германию, Чехию, Словакию, Венгрию, Латвию, Литву, на Украину, а также в Калининградскую область.

Таблица 7.3 – Транспортировка грузов по магистральным трубопроводам, млн. тонн

	2007	2008	2009	2010	2011
газ	56,1345	57,92	49,79	51,83	51,46
нефть	90,8712	85,07	89,56	82,76	81,42
нефтепродукты	9,843	9,17	7,33	8,3941	9,9083

Источник - Белстат

Таблица 7.4 – Прогноз производства, импорта и потребления энергоресурсов в Беларуси

Наименование	2010	2015	2020
<i>Добыча (производство)</i>			
Нефть, млн т	1,58	1,36	1,17
Попутный газ, млн куб. м.	204	177	150
Торф, млн т	2,36	2,53	2,70
Дрова, млн куб. м.	9,8	12,0	14,0

Гидроэнергия, млн кВт/ч	361	580	800
Электрическая энергия, млрд кВт/ч	33,2	37,6	41,0
Импорт			
Нефть, млн т	21	21	21
Природный газ, млрд куб. м.	17,2	17,0	16,8
Уголь, млн т	0,25	1,26	2,20
Электроэнергия для нужд республики, млрд кВт/ч	3,61	1,79	0
Ядерное топливо			
Потребление в республике			
Нефть, млн т	21,6	21,6	21,7
Природный и попутный газ, млрд куб. м.	17,4	17,1	16,9
Уголь, млн т	0,25	1,26	2,20
Дрова, млн куб. м.	9,8	12,0	14,0
Электроэнергия, млрд кВт/ч	36,8	39,4	41,0
Теплоэнергия, млн Гкал	76,5	80	84,0
Торф, млн т	3,30	3,45	3,60

Источник: Национальная программа по энергосбережению на 2006–2010 гг.

Эволюция. В развитии энергетической отрасли в независимой Беларуси можно выделить два важных периода:

1. Период развития существовавшей в СССР инфраструктуры и энергосбережения. Белорусская энергетика, как и всех республик СССР, развивалась в рамках единой централизованно управляемой энергосистемы с учетом особенностей каждого региона, в частности, наличия запасов собственных энергоресурсов. Поэтому существующая на настоящий момент централизованная система энергоснабжения Беларуси, основу которой составляют конденсационные электростанции, теплоэлектроцентрали и котельные, складывалась на протяжении последних 50 лет. Современная структура генерирующих объектов в стране характеризуется высокой степенью концентрации мощностей, доминированием тепловой энергетики, а также относительно небольшой степенью развития объектов распределенной генерации (таблица 7.5). Система энергообеспечения остается в основном углеводородной. Ее основу составляют КЭС и ТЭС (паротурбинные и парогазовые), а также многочисленные блок-станции на базе когенерационных установок. Кроме того, в ее

состав входят ГЭС с установленной мощностью порядка 250 МВт и введенные ветроэнергетические установки.

В последнее время формирование электрогенерирующей системы осуществляется на базе инновационных технологий. Одной из них является парогазовая, которая приходит на смену паротурбинной, большая эффективность которой достигается за счет экономии топлива, так как удельный расход топлива на 1 кВт·ч снижается на 0,05-0,06 кг у. т.

Таблица 7.5 – Структура электрогенерирующих мощностей Республики Беларусь в 2016 г.

Категория энергообъекта	Количество, шт.	Установленная электрическая мощность, МВт
Тепловые электростанции высокого давления	12	8347,6
Малые тепловые электростанции	30	604,0
Гидроэлектростанции (ГРЭС)	23	26,304
Ветроэлектростанции (ВЭС)	1	1,5
Итого энергоисточники «Белэнерго»	66	8979,36
Блок-станции	232	761,13

Источник: [28]

В электропотреблении Республики Беларусь на промышленные организации приходится около 60 %, население потребляет 20 % (городское/сельское население – 70/30 %), на непромышленных потребителей – 11 %, на сельскохозяйственные нужды – около 7 %, городской и железнодорожный транспорт – около 2 % [22].

Развитие в этот период генерирующих мощностей направлено на диверсификацию по виду используемого первичного энергоресурса (природный газ, местные виды топлива, имеются планы использования угля) и на развитие распределенной генерации энергии, технологическую основу которой составляют когенерационные генерирующие источники на углеводородном топливе, а также возобновляемые источники (гидро-, ветро-, солнце и биоэнергоустановки).

За время выполнения государственных программ по повышению энергоэффективности взамен мелких дизель-генераторных электростанций строились крупные паротурбинные электростанции - КЭС и ТЭЦ. Модернизация энергосистемы была направлена на снижение себестоимости электроэнергии, путем ввода парогазовых блоков,

электрогенерирующих источников в котельных, использования местных видов топлива и ВИЭ.

При рассмотрении краткосрочной перспективы необходимо принимать во внимание уже сложившуюся структуру генерирующих источников, т. е. учет действующих электростанций. До ввода АЭС нагрузка и ее рост будут покрываться в основном действующими углеводородными станциями (пренебрегая ролью ГЭС, ВЭУ, биомассой, удельный вес которых невелик).

В состав энергосистемы входят три КЭС: Лукомльская и Березовская ГРЭС, а также Минская ТЭЦ-5 и более 20 теплоэлектроцентралей. В соответствии с Государственной программой развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года проводился ряд мероприятий по модернизации и вводу новых регулирующих источников. В частности, были введены в строй парогазовые блоки мощностью по 400 МВт каждая на Лукомльской и Березовской ГРЭС и на Минской ТЭЦ-5.

Таким образом, основными технологиями на нынешних КЭС являются паротурбинные и парогазовые, а в перспективе вторые сменят первые, что дает существенную экономию топлива.

Крупные ТЭЦ размещены в областных городах и промышленных узлах и предназначены для обеспечения потребителей, находящихся в зоне их действия, тепловой, а также электрической энергией. Кроме этих ТЭЦ имеется еще более десятка небольших по мощности ТЭЦ, предназначенных прежде всего для теплоснабжения тех городов, где они размещены. Вклад этих ТЭЦ в общий баланс электрической мощности и электроэнергии по энергосистеме незначителен.

В системе энергообеспечения страны имеются также около 200 небольших ТЭЦ на базе когенерационных генерирующих источников, в основном газопоршневых установок, размещенных главным образом на промышленных предприятиях и в организациях различных отраслей экономики страны.

Развитие распределенной когенерации энергии на основе сооружения на предприятиях, в организациях блок-станций, работающих в когенерационном режиме на природном газе обеспечивает значительный экономический эффект. Экономический эффект обеспечивается высоким энергетическим КПД, равным 90%, и отсутствием потерь электрической энергии в сетях при передаче ее благодаря размещению этих источников у потребителей энергии.

Когенерационные мощности мини-ТЭЦ, главным образом на базе газопоршневых энергетических установок общей мощностью 500 МВт

предназначены для покрытия собственной нагрузки предприятий, где они установлены. Их влияние на режим работы электростанций энергосистемы проявляется в том, что они снижают загрузку станций энергосистемы, принимая на себя часть электрической нагрузки, ухудшая тем самым технико-экономические показатели их работы. В то же время если предприятие - владелец станции прежде потребляло тепловую энергию от энергосистемы, и тем самым в энергосистеме снижалась генерируемая теплофикационная мощность, то теперь. Свою избыточную электрическую мощность владельцы блок-станций могут предлагать на договорной основе энергосистеме.

Формируя структуру генерирующих мощностей в энергосистеме, следует исходить из того, что часть электрической нагрузки энергосистемы будет покрываться указанными блок-станциями.

Представляется целесообразным, что на данном этапе определение экономически мотивированных масштабов ввода когенерационных блок-станций в стране с учетом их размещения в первую очередь на предприятиях и в организациях, а также в малых и средних городах, в городах-спутниках.

Экономическая эффективность замещения ими централизованной системы энергоснабжения обуславливается следующими причинами. Общий энергетический КПД для газопоршневых энергетических установок (ГПЭУ), которые представляют технологическую основу распределенной когенерации, составляет порядка 90%, при этом электрический КПД современных ГПЭУ при работе без отпуска тепла достигает 45% и даже выше (47%), что соответствует 0,273,3 (0,262) кг. у. т./кВт-ч.

Удельный расход топлива при когенерационном режиме составляет для электроэнергии 0,140 кг у. т./кВт-ч и для тепловой энергии - 158 кг у. т./Гкал. Сравнивая удельные расходы топлива относительно полезно отпущенной электроэнергии для централизованной системы электроснабжения на базе парогазовых станций (с удельным расходом примерно 220 г. у. т./ кВт-ч) и для децентрализованной на базе ГПЭУ при когенерационном режиме их использования, можно отметить, что удельный расход топлива во втором случае почти в 2 раза меньше. С учетом удельных капитальных затрат такие результаты показывают экономическую предпочтительность сооружения данных источников по сравнению с парогазовыми энергоблоками.

Необходимо выявление потенциала когенерационных мощностей в стране с использованием их в первую очередь в базовом режиме. Заметим, что эти установки обладают весьма высокими маневренными возможностями, так как могут за короткое время загружаться от нуля

до максимальной нагрузки. При этом удельный расход топлива почти не изменяется с варьированием их нагрузки. Далее должен быть выявлен потенциал теплофикационных мощностей на основе действующих ТЭЦ в городах и промышленных центрах, и его использование должно быть предусмотрено в базовом режиме.

Для этих ТЭЦ должны быть выявлены пути их модернизации и развития с учетом прогнозируемого роста тепловой нагрузки. Выбору подлежит величина мощности газотурбинных энергетических установок предназначенных для покрытия пиковой зоны графика, и при этом она должна определяться в увязке с выбором установленной мощности парогазовых агрегатов с учетом технической возможности последних к разгрузке в ночное время суток и обеспечения резервирования в электрогенерирующей системе.

В настоящее время прохождение ночного минимума обеспечивается разгрузкой паротурбинных блоков до технического минимума в размере 40% от номинальной мощности и разгрузкой отборов турбин с передачей отпуска тепла на энергетические котлы.

С подъемом нагрузки максимум будет повышаться и, соответственно, будет увеличиваться ночная нагрузка. Это обстоятельство упростит решение проблемы прохождения ночного минимума. Однако так как будет повышаться максимум нагрузки, то может потребоваться увеличение мощности включенных энергоблоков, а это может привести к увеличению предлагаемой мощности в период минимума, которая, в свою очередь, может превысить рост ночной нагрузки. В связи с этим необходимо анализировать ночные режимы для каждого года на предмет их технической осуществимости. Кроме того, необходимо форсировать сооружение ГТЭУ, которые могут запускаться в утреннее время и разгружаться вплоть до остановки в ночное время.

В итоге ввода АЭС нагрузка будет покрываться углеводородными станциями. Ночной минимум будет покрываться теплофикационной мощностью ТЭЦ, мощностями КЭС, работающих на техническом минимуме нагрузки, вынужденной мощностью ГЭС, когенерационными мощностями ГПЭУ. Для покрытия максимума будут загружаться парогазовые и оставшиеся в эксплуатации паротурбинные агрегаты, мощности ГПЭУ по электрическому режиму (без отпуска тепла), ГЭС. В момент пуска АЭС и выхода ее на режим нормальной эксплуатации в 2021 г. она заместит мощности КЭС, вытеснив их в полупиковый режим и в резерв. Для объективной оценки покрытия режима следует рассматривать два периода года - отопительный и неотопительный.

Нынешние мощности тепловых электростанций с учетом их обновления и модернизации могут обеспечить покрытие прогнозируемого роста электрической нагрузки до 2020 г.. С учетом же ввода первых парогазовых энергоблоков на Минской ТЭЦ-5, Лукомльской и Березовской ГРЭС, а также развития распределенной генерации энергии белорусская энергосистема оказывается избыточной по мощности.

К энергосистеме проявляются требования обеспечения возможности покрытия переменного режима электропотребления в суточном, недельном и годовом разрезах. Неравномерность в суточном разрезе проявляется в изменении электрической нагрузки от минимальной в ночное время до максимальной в утреннее и вечернее время. В недельном разрезе неравномерность проявляется в значительном снижении нагрузки и электропотребления в субботние и воскресные сутки по сравнению с рабочими. В годовом разрезе неравномерность выражается в более высоких значениях электрической нагрузки и объема электропотребления в отопительный период года по сравнению с неотапительным, и при этом следует учитывать различную структуру генерации энергии по ее видам и по типам включенных генерирующих источников для указанных сезонов года. Неравномерность в суточном и недельном разрезах требует учета способности к маневренному режиму генерирующих источников, а именно способности глубоко разгружаться или останавливаться в ночное время, а также быстро набирать нагрузку к утреннему или вечернему максимуму.

Поэтому важной является проблема обеспечения покрытия переменной части суточного графика и максимума нагрузки. Чисто маневренными мощностями, которые могут быть использованы для покрытия пиковой режимной зоны, могут быть ГТУ и ГЭС. Они быстро загружаются и разгружаются, первые от нуля, вторые - от минимальной загрузки до номинальной. В программе развития Белорусской энергосистемы намечается ввод ГТУ общей мощностью 146 МВт. Не исключается возможность ввода до 2021 г. дополнительных мощностей ГТУ. Основную функцию маневренных мощностей должны будут выполнять конденсационные электростанции, оборудованные парогазовыми и паротурбинными установками. Задача заключается в выборе оптимального соотношения между типами маневренных источников.

Основные масштабы развития базовых мощностей определяются на основе обособленного рассмотрения развития ТЭЦ и когенерационных генерирующих источников, величина электрической мощности которых определяется величиной тепловой нагрузки.

Существенное снижение генерируемой теплофикационной электрической мощности (примерно в 3-4 раза) в летнее время из-за снижения тепловой грузки и вывода в плановые ремонты основного оборудования ТЭЦ оказывает решающее влияние на выбор величины установленной мощности маневренных генерирующих источников.

Для обоснованного решения задачи по выбору оптимальной структуры генерирующих источников целесообразно формирование модели с представлением в ней годового режима электропотребления в виде нескольких характерных суточных графиков электрической нагрузки, например, в виде графиков рабочих, субботних и воскресных суток для отопительного и неотопительного периодов года [8]. Речь идет, по существу, о применении недельных графиков нагрузки для двух сезонов года.

Значительные объемы работ выполнены по модернизации и строительству электрических сетей. В первую очередь это относится к выдаче мощности от АЭС и, в частности, восьми ЛЭП напряжением 330 кВ, а также переводом ЛЭП 220 кВ на 330 кВ и ЛЭП 35 кВ на 110 кВ. Постепенно осуществляется оснащение основной и распределительной сети интеллектуальными системами управления.

К позитивным результатам развития белорусской энергосистемы за прошедший период следует отнести снижение износа основных фондов примерно с 60 до 40%, что было обеспечено выводом из эксплуатации физически и морально устаревшего оборудования, например 4 агрегатов ПТ-25 на Минской ТЭЦ-3. Кроме того, благодаря модернизации действующего оборудования существенно был снижен уровень износа установленного оборудования. В результате этих мер существенно снизился средний удельный расход топлива в энергосистеме.

К негативным тенденциям следует отнести недоиспользование установленной мощности действующих ТЭЦ (Новополоцкая, Светлогорская, Мозырская), которые работают с тепловой нагрузкой составляющей 20-25% от располагаемой тепловой мощности. В результате этого имеет место недоработки дешевой теплофикационной электроэнергии. Необходимо расширять зоны теплоснабжения, переводя питание тепловой энергией от котельных и ТЭЦ.

К негативным факторам можно отнести также сохранение перекрестного субсидирования при формировании тарифов на электроэнергию. Недостаточно применяются также дифференцированные по зонам суточного времени тарифы на электроэнергию, которые способствуют выравниванию режима электропотребления, что очень важно в будущих условиях функционирования АЭС в составе энерго-

системы. Существуют также и другие проблемы совершенствования тарифов на энергию как электрическую, так и тепловую.

Негативным фактором является сохранение сильной зависимости поставок топлива, в частности, природного газа из России. Сооружение АЭС не снижает эту зависимость, так как вместо части природного газа будет поставляться ядерное топливо из России. Причем эта зависимость окажется еще сильнее, так как заменить поставщика будет невозможно.

Проблемой для Беларуси является отсутствие собственной энергомашиностроительной базы, что требует значительных затрат валютных средств на закупку энергетического оборудования в других странах. Это одна из причин того, что в Беларуси недостаточно генерирующих мощностей на базе ВИЭ. Затягивается реформирование электроэнергетической отрасли на основе создания независимых энергетических компаний трех типов: генерирующих, электросетевых и распределительно - сбытовых и оптового рынка электроэнергии. Это приводит к снижению привлекательности инвестирования в эту отрасль.

2. Второй период после 2019-2021 гг. связан с вводом в 2019 г. и 2021 г. в эксплуатацию двух блоков Белорусской АЭС мощностью 2400 Мв. Это резко увеличит переизбыток предлагаемой к использованию электроэнергии, особенно в ночной период. Для обеспечения баланса электрической мощности необходимо будет увеличить ее потребление, в том числе путем перераспределения электроэнергии на внешние рынки, а также применения современных мощных накопителей. Накопление и распределение электроэнергии является сложной проблемой, так как электрическая энергия является товаром быстрого потребления, а технологии ее перераспределения и хранения трудоемкие и затратные.

7.2. Энергосбережение в Беларуси

В целях обеспечения энергетической безопасности были утверждены Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь, Указ Президента Республики Беларусь № 433 от 17 сентября 2007 г.. Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 годах. Особый акцент в этих документах был отведен использованию местных видов топлива.

Приоритеты развития топливно-энергетического комплекса состояли в следующем:

- развитие и модернизация энергетических источников за счет внедрения высокоэффективных парогазовых технологий на действующем паросиловом оборудовании, строительство новых парогазовых блоков, повышение эффективности за счет модернизации турбин, установки генерирующего оборудования в действующих котельных и преобразование их в мини-ТЭЦ;

- диверсификация существующего топливно-энергетического баланса в целях обеспечения энергетической безопасности государства в том числе вовлечение в баланс ядерного топлива, каменного угля и максимальное вовлечение местных видов топлива и возобновляемых источников энергии; наращивание подземных хранилищ природного газа; развитие сетевой инфраструктуры и наращивание экспортных и транзитных возможностей, продолжение газификации страны; организация собственного производства энергетического оборудования; внедрение современных энергосберегающих технологий во всех отраслях экономики.

В соответствии с этими приоритетами были разработаны и приняты документы по энергосбережению:

— Закон Республики Беларусь «Об энергосбережении» от 15 июля 1998 г. № 190-3

— Директива Президента Республики Беларусь «Экономия и бережливость — главные факторы экономической безопасности государства» от 14 июня 2007 г. № 3

- Республиканская программа энергосбережения на 2006-2010 гг. (утверждена Постановлением Совета Министров Республики Беларусь 02.02.2006 № 137).

— Республиканская программа энергосбережения на 2011 — 2015 годы (утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 24 декабря 2010 г. № 1882).

— Закон Республики Беларусь «О возобновляемых источниках энергии» от 27 декабря 2010 г. № 204-3 Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь (Указ Президента Республики Беларусь от 17 сентября 2007 г. № 433)

— Государственная программа «Торф» на 2008-2010 гг. и на период до 2020 г. (утверждена Постановлением Совета Министров Республики Беларусь 23.01.2008 г.)

— Государственная программа строительства в 2011-2015 гг. гидроэлектростанции в Республике Беларусь (утверждена Постановлением Совета Министров Республики Беларусь 17.10.2010 г.)

— Государственная программа развития белорусской энергетической системы на период до 2016 года (утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь 29.02.2012 г.)

— Государственная программа строительства энергоисточников на местных видах топлива в 2010–2015 гг. В 2010–2015 гг. (утверждена Постановлением Совета Министров Республики Беларусь 19.07.2010 г.)

- Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергосистемы, энергосбережения, увеличения использования в республике собственных топливных ресурсов (утверждена Указом Президента Республики Беларусь 25.08.2005 № 399),

- Постановление Совета Безопасности Республики Беларусь № 1 от 31 января 2008г. «О развитии атомной энергетики Республики Беларусь» которое приняло решение о строительстве в Республике Беларусь атомной электростанции суммарной электрической мощностью 2000 МВт с вводом в эксплуатацию - первого энергоблока в 2016 году, второго - в 2018 году.

Особое место в энергетической политике имеет использование местных и возобновляемых источников энергии. За счет собственных топливно-энергетических ресурсов республика сможет обеспечить потребности в энергии лишь на 10--15 %, поэтому активизация политики энергосбережения становится приоритетным направлением во всех отраслях экономики и, особенно в промышленности -- основным потребителем энергоресурсов. Это будет достигнуто за счет:

- снижения энергоемкости продукции;
- повышения коэффициента полезного использования топлива;
- увеличения в топливном балансе республики доли местных видов топлива и отходов производства, нетрадиционных и возобновляемых источников.

Важную роль в финансировании крупномасштабных проектов по экономии энергии играет созданный в 1997 г. республиканский фонд «Энергосбережение».

На этом этапе с 1991 гг. — по 2019 г. (время ввода АЭС) в ходе реализации государственных программ энергоэффективность повысилась более чем в три раза. Если в конце 1990-х гг. на 1 тыс. долл. ВВП приходилось 690 кг н. э., то в настоящее время этот показатель составляет 240 кг (для сравнения: в Украине — 560 кг, в России — 580 кг, в США — 158 кг, во Франции — 130 кг, в Германии и Японии — 111 кг, в Великобритании — 91 кг). В нынешнем белорусском энергобалансе минимум половина приходится на газ, и почти весь потребляемый газ Беларусь получает из России.

Энергоемкость ВВП характеризует объем потребления энергии на единицу национального дохода. Чем ниже этот показатель, тем

эффективнее работает ТЭК (рис. 7.1). Если 2005 г. взять за 100%, то в 2015 г. энергоёмкость белорусского ВВП составила 65,4%. В 2017 г. энергоёмкость увеличилась на 0,5% за счет увеличения потребления населением бензина. На 2018 г. задача снизить энергоёмкость на 0,8%. В целом, с 1990 г. мы повысили выход ВВП на 1 кг нефтяного эквивалента более чем в 3 раза – фантастический рост, но от Германии отстаем почти в 2 раза (рис. 7.2). А от Дании и Ирландии – в 2,5 и 3,5 раза соответственно.

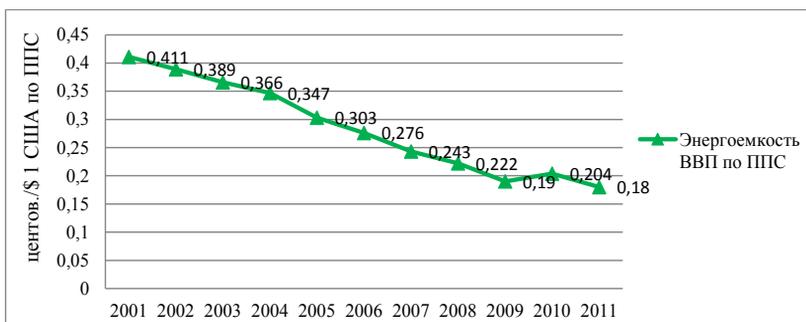


Рисунок 7.1 – Энергоёмкость ВВП по ППС

Источник: составлено авторами по данным ВБ

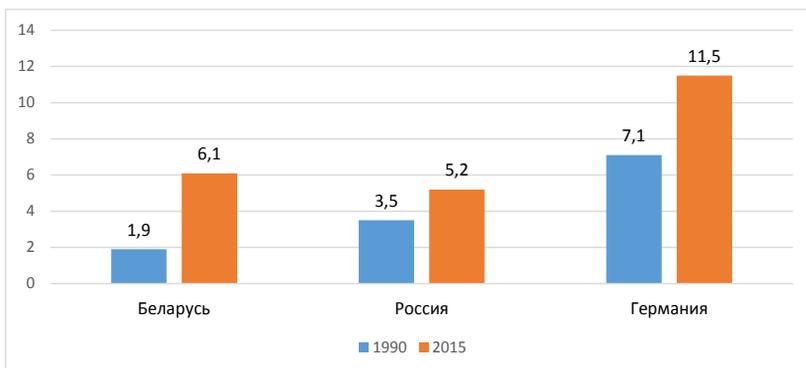


Рисунок 7.2- Энергопотребление: ВВП по ППС в ценах 2011 года на 1 кг нефтяного эквивалента

Источник: Всемирный банк.

На душу населения Всемирный банк дает такие цифры потребления энергии кг. нефтяного эквивалента: 1990 г. – 1,661, 2016 г. – 1,919; потребление электричества: 1990 г. – 2,125 кВт/час, 2016 г. – 3,125 кВт/час. Данные отражают факт, что с ростом благосостояния растет потребление энергии.

Организация энергосбережения в Республике Беларусь. Работа по повышению энергоэффективности началась в Белоруссии с 1993 г., когда был создан централизованный орган по энергосбережению. Приоритетной для экономики страны работа по энергосбережению стала с 1998 г. с принятием закона Республики Беларусь «Об энергосбережении», который провозгласил, что «энергосбережение объявляется приоритетом государственной политики в решении энергетической проблемы Республики Беларусь».

Работа по энергосбережению в республике носила системный характер – реализовано 3 пятилетних программы энергосбережения. За 15 лет XXI века ВВП страны вырос в 2,5 раза, а потребление энергоресурсов возросло всего на 10%, что соответствует снижению уровня энергоёмкости страны в 2,2 раза. Начиная с 2000 года, каждые пять лет энергоёмкость ВВП снижается примерно на 25%, доля местного топлива в общем балансе достигла 20%. Директивой №3 Президента поставлена задача на снижение уровня энергоёмкости ВВП по отношению к 2005 г. на 50%, и увеличению доли местных видов топлива до 25% к 2012 г. и до 30% к 2015 г. Для того, что бы достичь таких показателей потребовалось принять Закон «О возобновляемых источниках энергии» и решение о повышенных тарифах на энергию от ВИЭ

Ежегодно крупным энергопотребителям устанавливаются плановые задания на сокращение потребления электроэнергии и газа и утверждены прогрессивные нормы энергопотребления для наиболее энергоёмких производств; разработаны и реализуются отраслевые и региональные программы энергосбережения, установлены показатели по снижению потребления светлых нефтепродуктов; установлены задания по снижению потребления электроэнергии и природного газа промышленным организациям – крупным потребителям топливно- энергетических ресурсов; утвержден Комплекс мер по снижению энергоёмкости ВВП в 2012-2015 годах; утверждены прогрессивные удельные нормы расхода топливно-энергетических ресурсов; утверждены сетевые графики по строительству энергоисточников работающих на МВТ и реализации крупных энергоэффективных проектов.

Проведенная работа позволила принципиально изменить соотношение энергоэффективности экономик трех стран: Россия, Беларусь, Украина. Если в 1990 г. затраты на производство продукции в Белоруссии составляли 0,78 т.т., в России 0,58 т.т., в Украине 0,55 т.т., то в 2009 г. в Белоруссии 0,29, в России 0,42, в Украине 0,4 т.т. Разрыв по энергоёмкости ВВП с европейскими странами сократился до 1,5- 2 раза.

В организациях ЖКХ энергозатраты снижены, прежде всего за счет:

- внедрения высокоэффективного насосного оборудования; преобразования котельных в мини-ТЭЦ;

- оптимизации схем теплоснабжения с ликвидацией длинных теплотрасс и установкой локальных теплоисточников в центре тепловых нагрузок; замены неэкономичных котлов с низким КПД на более эффективные, замены неэффективных теплотрасс с применением предизолированных труб, реконструкции тепловых узлов с внедрением эффективных теплообменников;

- термомодернизации зданий и сооружений; установки систем автоматического регулирования теплоснабжения на отопление и горячее водоснабжение.

Если 10 лет назад потери в тепловых сетях составляли 26 % и выше, то сегодня – 18 %, а к 2015 году, благодаря принимаемым мерам, ожидается их снижение до 12 %.

Продолжается работа и по модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы. Вводятся высокоэффективные генерирующие мощности с современными технологиями энергетического производства. Это позволит снизить удельный расход топлива на выработку электрической энергии не менее чем на 10 %.

Энергоаудит и надзор. В рамках осуществления государственного надзора за рациональным использованием топлива, электрической и тепловой энергии областными и управлениями по надзору за рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов проводятся экспресс-энергоаудиты

Надзорная деятельность требует дальнейшего совершенствования, освоения новых форм и методов работы. Это необходимо для обеспечения оперативного государственного надзора за рациональным использованием топлива (включая светлые нефтепродукты), электрической и тепловой энергии, а также выявления и пресечения нарушений законодательства об энергосбережении в рамках выполнения требований Директивы Президента Республики Беларусь от

14 июня 2007г. № 3 «Экономия и бережливость – главные факторы экономической безопасности государства».

Одна из важнейших наших задач – обеспечение тесного взаимодействия республиканских органов государственного управления, местной власти и субъектов хозяйствования с целью организации их совместной работы по экономному и бережливому потреблению энергетических и материальных ресурсов. Одновременно необходимо повышать требовательность должностных лиц надзорных органов к себе, своим подчиненным, ответственным лицам организаций, учреждений в части выполнения ими поставленных задач в области энергосбережения.

Инвестиционные проекты. В реализацию мероприятий программ энергосбережения вкладываются значительные средства. Часть средств поступает из международных организаций в рамках реализации совместных проектов. Беларусь на протяжении ряда лет успешно осуществляет международную деятельность в сфере энергосбережения и энергоэффективности совместно с Международным банком реконструкции и развития (МБРР), Программой развития ООН (ПРООН), ЕС, другими организациями.

Ряд проектов, в том числе и в социальной сфере, уже реализован: реконструированы котельные, модернизированы тепловые пункты, внедрено энергоэффективное освещение, проведена тепловая модернизация зданий, установлены энергосберегающие стеклопакеты. На основе внедрения новейших технологий и оборудования получен и социальный эффект.

Самым крупным из проектов Республики Беларусь и МБРР является реализованный проект «Повышение энергоэффективности в Республике Беларусь» (срок реализации 2009–2014 годы, объем кредитных средств МБРР 125 млн. долл. США). Его особенность состоит в том, что он направлен на модернизацию крупных энергоисточников – шести котельных, принадлежащих организациям министерств энергетики и жилищно-коммунального хозяйства.

Реализуются проекты ПРООН/ГЭФ «Повышение энергоэффективности жилых зданий в Республике Беларусь» на сумму 4,9 млн. долларов США и «Развитие ветроэнергетики в Республике Беларусь» с объемом финансирования свыше 3 млн. долларов США.

В области повышения энергоэффективности в 4-й пятилетке приоритетными были следующие направления:

— снижение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии в ГПО «Белэнерго» не менее чем на 10 % к 2015 г.;

— снижение потерь в тепловых сетях до 8 % в системе ГПО «Белэнерго» и до 12 % — для организаций жилищно-коммунального хозяйства;

— увеличение комбинированного производства электрической и тепловой энергии (соотношение между выработкой электроэнергии на конденсационных и теплофикационных источниках) к 2015 г. на уровне 55 и 45 %;

— снижение удельных энергозатрат на производство продукции в промышленности на 15-20 %;

— доведение удельного расхода тепловой энергии на отопление до уровня не более 60 кВт·ч/м в год для энергоэффективных жилых домов.

7.3. Следствия ввода АЭС

Проблемы ввода АЭС. Согласно выводам специалистов ввод в эксплуатацию Белорусской АЭС окажет значительное влияние на стратегию развития системы энергообеспечения страны. Первый блок АЭС предполагается ввести в эксплуатацию в 2019 г., второй — в 2021 г. До ввода АЭС на полную мощность покрытие электрической нагрузки будет осуществляться действующими электростанциями, в том числе КЭС, ТЭЦ, станциями на возобновляемых энергоресурсах (ГЭС, ВЭУ, СЭУ, БиоЭУ). После ввода АЭС в полную эксплуатацию и покрытия ее базовой части суточного графика электрической нагрузки, суммарная мощность ТЭЦ окажется существенно выше нагрузки в ночное время зимних суток, это потребует решения задачи прохождения ночного минимума. Эта проблема существует и в настоящее время, поскольку в ночное время кроме теплофикационной мощности ТЭЦ имеет место генерация со стороны КЭС (Лукомльская, Березовская, Минская ТЭЦ-5) на уровне мощности, соответствующей техническому минимуму нагрузки от включенной мощности этих КЭС. Недогруженные в это время КЭС участвуют в покрытии роста нагрузки в утренний и вечерний максимум. Реализация организационно-технических мероприятий по покрытию переменной части суточных графиков нагрузки, отражена в стратегии развития энергосистем.

Намечаемый ввод атомной электростанции мощностью около 2400 МВ оказывает значительное влияние на формирование структуры генерирующих мощностей в Беларуси. Это влияние проявляется в том, что АЭС, будучи базовой по своему назначению, формирует

требования к структуре остальных генерирующих источников, предназначенных для покрытия переменной части суточных графиков электрической нагрузки.

При этом доля АЭС в общей выработке электроэнергии в Беларуси составит в 2021 г. примерно 40%, а в покрытии максимума нагрузки - около 30%.

Развитие белорусской энергосистемы на период после 2019 г. отражено в соответствующей государственной программе, в которой основное внимание уделено АЭС и мероприятиям, связанным с обеспечением режимной совместимости АЭС с энергосистемой. В первую очередь, это связано с обеспечением прохождения ночного минимума нагрузки и покрытия ее максимума. Данная проблема обусловлена тем, что АЭС может работать только в базовой части суточного графика электрической нагрузки энергосистемы, и поэтому возникают проблемы покрытия переменной части этого графика.

После ввода АЭС конденсационные мощности КЭС окажутся невостребованными в отопительный период, и поэтому они могут быть сохранены для резервирования, например, для случая вывода атомного блока в плановый или аварийный ремонт. В покрытии переменной части суточного графика нагрузки должны участвовать маневренные генерирующие мощности, к которым могут быть отнесены ГЭС, газотурбинные энергоустановки как отдельные источники, так и установленные на парогазовых блоках. Мощность этих источников должна быть достаточной для обеспечения прохождения утреннего и вечернего максимумов нагрузки.

По предварительной оценке, при максимуме в 2021 г., равном 7500 МВт, рост нагрузки от ночного минимума до вечернего максимума составит 2700 МВт, при ночном минимуме равном 4800 МВт. В этих условиях мощность паротурбинных блоков, а также парогазовых блоков оказывается невостребованной в отопительный период. Поэтому структура маневренных генерирующих источников должна быть такова, чтобы их полная мощность была бы не меньше, чем 2700 МВт. Речь идет, прежде всего о газотурбинных установках. Могут быть предусмотрены также мощности газопоршневых когенерационных установок, КПД и маневренность которых выше, чем ГТУ.

Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования должен осуществляться с учетом необходимости обеспечения значительного резерва мощности после ввода АЭС на случай ее остановки. Это касается, в частности оборудования Лукомльской ГРЭС. Данное оборудование предполагается использовать в качестве холодного резерва

после ввода АЭС. Три агрегата Березовской ГРЭС общей мощностью 470 МВт будут выведены из эксплуатации, так как они отработали уже свыше 50 лет и имеют очень высокий уровень удельного расхода топлива (порядка 365 г. у. т./кВт-ч), не считая трех обновленных агрегатов, переведенных на парогазовый режим работы. Также выводятся из эксплуатации ряд устаревших агрегатов: на Минской ТЭЦ-3, на Новополоцкой ТЭЦ, на Мозырской ТЭЦ и на Витебской ТЭЦ. Мощность всех крупных ТЭЦ снизится примерно на 200 МВт. Одновременно, в текущем пятилетии вводятся в эксплуатацию ряд ГЭС и ветроэнергоустановок.

Говоря об экономических последствиях ввода АЭС для энергосистемы, следует рассматривать весьма продолжительный период, соответствующий сроку службы АЭС и равный примерно 60 годам. За этот период цены на традиционное и ядерное топливо будут изменяться, и экономические показатели работы энергосистемы также будут подвержены изменению. Трудно спрогнозировать на достаточно большой период цены на указанные виды топлива и соотношение между ними. Однако международные организации прогнозируют неуклонное возрастание цен на природный газ. По оценкам экспертов динамика цен на ядерное топливо будет зависеть от масштабов развития атомной энергетики и ядерных технологий генерации энергии. Можно предположить, что развитие технологий на базе быстрых реакторов и рынка отработанного ядерного топлива будут способствовать практической неисчерпаемости источников ядерного топлива и тем самым стабилизации цен на него.

К 2021 г., к моменту ввода АЭС на полную мощность, появляются новые требования к структуре генерирующих мощностей, обусловленные усложнениями в решении задачи покрытия ночного минимума и суточного максимума нагрузки. При этом следует принимать во внимание два периода года: отопительный (зимний) и неотапливаемый (летний).

Экономические последствия ввода АЭС складываются из различных факторов. Первый фактор определяется повышением уровня энергетической безопасности страны благодаря диверсификации топлива, используемого для производства энергии. В условиях возможных срывов поставок природного газа, который является основным видом топлива на действующих тепловых электростанциях, наличие в структуре генерирующих мощностей АЭС позволит существенно смягчить негативные экономические последствия для страны. Заменяя ежегодно примерно 5 млрд м³ природного газа и имея запас

ядерного топлива на несколько лет, АЭС позволит снизить возможный экономический ущерб от недопоставки природного газа. Следует заметить, что причиной недопоставки природного газа может быть не только отсутствие должной договоренности с его поставщиком, но и аварийные ситуации на магистральных газопроводах, от которых не застрахована ни одна страна.

Другая составляющая экономической эффективности АЭС связана со снижением денежных затрат на производство электроэнергии и, следовательно, тарифов на электроэнергию, отпускаемую конечным потребителям. Снижение себестоимости электроэнергии, полезно отпущенной потребителям, возможно, если цена ядерного топлива будет ниже цены природного газа. В настоящее время цена природного газа существенно превышает цену ядерного топлива. Однако и та и другая цены не постоянны и динамичны из года в год.

Для Беларуси цена природного газа для тепловых электростанций составляла не менее 245 долл./1000 м³. Цена ядерного топлива, поставляемого на АЭС, заметно (примерно в 5 раз) ниже и определяется по долгосрочным контрактам. Цена ядерного топлива определяется ценой на уран, а цена его с начала 2000 г. существенно, особенно в 2007 г., возросла из-за превышения объемов его потребления над объемами добычи. Если же соотношение между указанными ценами сохранится в пользу ядерного топлива, то топливная составляющая себестоимости производства электроэнергии на АЭС будет меньше, чем на тепловых электростанциях.

Ввод АЭС приведет к некоторому снижению показателя энергоэффективности по электроэнергетической отрасли, так как удельный расход топлива на АЭС составляет примерно 360 г. у. т./кВт-ч, в то время как в действующей на конец 2013 г. энергосистеме - 250 г. у. т./кВт-ч. Тем не менее снижение удельного показателя экономически оправдано, поскольку стоимость ядерного топлива в 4-6 раз меньше стоимости традиционного топлива (природного газа) [3].

С учетом вышесказанного ввод новых генерирующих мощностей в период 2021-2050 гг. будет осуществляться на базе инновационных ядерных технологий, которые смогут обеспечить регулирование электрической нагрузки, т. е. работу в маневренном режиме. Использование же реакторов на быстрых нейтронах и реакторов 4-го поколения обеспечит практическую неисчерпаемость ядерных ресурсов, более высокую эффективность работы и экологическую безопасность. Вклад ядерной энергетики в общий энергетический баланс в будущем может быть оценен как основной.

7.4 Энергетическая безопасность

Энергетическая безопасность вне зависимости от того, рассматривается ли она в контексте страны-экспортера энергетических ресурсов или их импортера, является одним из важнейших элементов национальной безопасности. Для стран импортеров основной проблемой является расходование значительных валютных средств для их приобретения за рубежом. Для стран экспортеров энергоресурсов серьезная проблема инвестиционное обеспечение добывающих отраслей и энергетики в объемах, необходимых для поддержания их в состоянии, гарантирующем как стабильное энергоснабжение экономики и населения, так и должный уровень экспортных поставок энергоносителей, отчисления от выручки за которые являются в этих странах важнейшими составляющими бюджета.

Не существует единственно верного и общепринятого определения понятия энергетической безопасности. Более того, **следует различать энергобезопасность страны относительно богатой энергоресурсами и относительно слабо наделенной ими.**

Для стран относительно богатых топливно-энергетическими ресурсами определения энергетической безопасности лежат в «плоскости» надежности системы энергообеспечения и доступа к внешним рынкам и транзитным мощностям. Например, в российских литературных источниках встречается следующее определение:

энергетическая безопасность — одна из важнейших составляющих национальной безопасности страны — защищенность граждан и государства в целом от угроз дефицита всех видов энергии и энергоресурсов, возникающих из-за воздействия негативных природных, техногенных, управленческих, социально-экономических, внутри- и внешнеполитических факторов.

Во втором случае (для стран энергетически бедных), в первую очередь, выделяются вопросы страхования риска резкого роста цен, физического ограничения поставок в силу политического, экономического и/или другого рода давления. Например, имеет место следующее определение:

энергетическая безопасность — защищённость от внешних и внутренних угроз в энергетической сфере, которые могут стать потенциальным препятствием для экономического роста страны в долгосрочном периоде.

В системе национальной безопасности энергетическая безопасность является одной из важнейших составляющих защиты жизненно важных интересов личности, общества, государственного суверенитета,

территориальной целостности и конституционного строя, а также обеспечения стабильного и независимого развития экономики посредством максимально эффективного использования энергетических ресурсов.

В начале 1990-х гг. **Мировой энергетический совет (МЭС)** понятие «энергетическая безопасность» определил кратко и емко: **«Энергетическая безопасность или безопасность энергоснабжения выражается в уверенности в том, что энергия будет иметься в наличии в том количестве и того качества, которые необходимы при данных экономических условиях»** (World Energy Council Energy Dictionary, 1992) [122].

Еще короче энергетическую безопасность определяет МЭА (IEA): «бесперебойное наличие энергоресурсов по доступной цене» [122].

Как стремление минимизировать риски от резких колебаний цен на нефть увязывают и развитие ВИЭ, т.е. одна из причин интереса к ВИЭ - энергетическая безопасность.

В 1995 году в Доктрине энергетической безопасности РФ было дано следующее определение: **«Энергетическая безопасность Российской Федерации определяет такое состояние общества, которое позволяет при наличии внешних и внутренних угроз и дестабилизирующих факторов экономического, социально-политического, природного и техногенного характера на основе эффективного использования топливно-энергетического потенциала поддерживать необходимый уровень национальной безопасности страны, устраняя и компенсируя их негативное влияние»**.

В 1996 г. в г. Москве на Международном консультативном совещании **«Энергетическая безопасность СНГ»** было предложено следующее определение **«энергетическая безопасность это такое состояние общества и экономики, которое позволяет при наличии угроз внешнего и внутреннего характера и дестабилизирующих факторов экономического, социально-политического, природного и техногенного происхождения поддерживать необходимый уровень национальной энергетической безопасности, устраняя и компенсируя негативное влияние этих факторов»**.

Энергетическая безопасность в границах приведенных выше определений касается многих аспектов, она означает ограничение уязвимости как от краткосрочных, так и долгосрочных перерывов в поставках энергоносителей. Она также связана с необходимостью обеспечения местными и импортными энергоресурсами растущих энергетических потребностей по приемлемым ценам. Год от года будет возрастать экологическая составляющая энергетической безопасности в связи с принятыми на себя многими странами обязательствами в рамках международных соглашений об охране окружающей

среды. Нарушение энергетической безопасности или, иначе говоря, перерывы в энергоснабжении, даже кратковременные, а также резкие скачки цен на энергоносители могут иметь серьезные финансовые, экономические и социальные последствия. Серьезной проблемой для стран СНГ стал рост энергетической составляющей в структуре себестоимости выпускаемой ими промышленной и сельскохозяйственной продукции, что обусловило снижение ее конкурентоспособности как на внешних, так и на внутренних рынках этих стран.

Энергетическая безопасность любой страны, не имеющей значительных собственных источников энергоресурсов, зависит от следующих факторов:

- 1) наличие надежных и эффективных схем доступа к энергоресурсам (трубопроводы, порты, хорошие политические отношения со странами-поставщиками и возможность их диверсификации);
- 2) быстрая адаптируемость экономики к динамике цен на различные виды энергоресурсов;
- 3) конкурентная энергоемкость производств.

В целом, для обеспечения энергетической безопасности в современных условиях требуется осуществление следующих мероприятий (рис. 7.3).

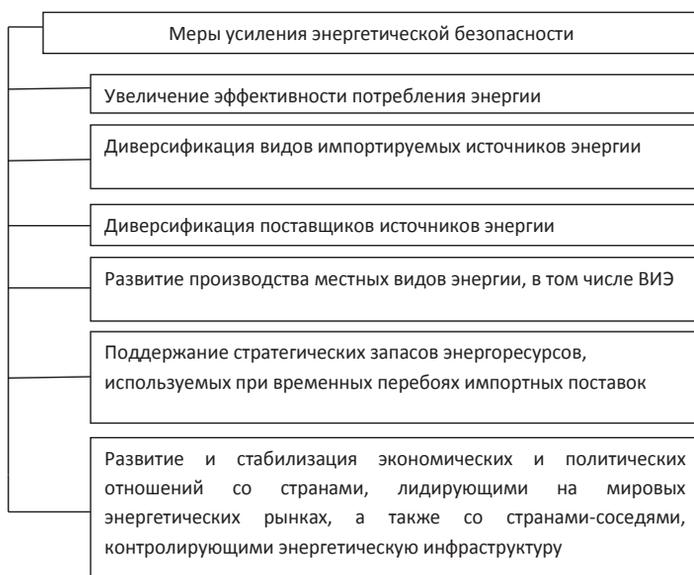


Рисунок 7.3 – Меры для усиления энергетической безопасности

Специфика белорусской энергетики — значительная ее зависимость от природного газа, что при отсутствии собственных запасов природного газа и незначительном объеме добычи нефти (1,4 млн. т. в 2012 г.) приводит к энергозависимости от России. При потреблении энергетических ресурсов в объеме примерно 35 млн. тут доля импортируемых энергоресурсов составляет 85 %. Основной объем энергоимпорта для конечного потребления приходится на природный газ: его доля в потреблении энергетических ресурсов около 60 %. Диверсификация электроэнергетической отрасли страны еще меньше: доля природного газа в расходе топлива на отпуск электроэнергии и тепла составила, например в 2006 г. 95 %.

Собственные энергоресурсы страны покрывают не более 14,5% необходимого для потребления количества. При считающемся критическом 30%-ном уровне зависимости от одного поставщика, наша страна приблизительно на 76-80% своей потребности в топливно-энергетических ресурсах покрывает за счет импорта из Российской Федерации.

Вместе с тем через территорию Беларуси проходит около 25 % экспортных объемов российского природного газа.

Эволюцию белорусской стратегии энергетической безопасности можно проследить по следующим документам:

- Концепция энергетической безопасности Беларуси от 2005 г.;
- Государственная комплексная программа модернизации белорусской энергосистемы на 2006—2010 гг.

В этих документах, утвержденных Президентом, ставилось целью диверсификация энергопоставок и ускоренное вовлечение в энергобаланс местных топливно-энергетических ресурсов.

Изменение энергетических отношений с Россией в 2006-2007 гг. поставило руководство страны перед необходимостью пересмотреть стратегию развития энергетической отрасли.

В 2007 г. глава государства одобрил проект новой Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь до 2020 г. В отличие от документа 2005 г. он является более масштабным и всеобъемлющим, и учитывающим рост цен на энергоносители.

В действующей Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь приводится следующее определение:

энергетическая безопасность — максимально высокий уровень надежности обеспечения топливно-энергетическими ресурсами для устойчивого социально-экономического развития, достижение всей совокупности критериев экономической независимости и полити-

ческой самостоятельности и минимизация ущерба в чрезвычайных ситуациях.

Как видно трактовка достаточно широкая и выходит за пределы собственно энергетической сферы.

Для сравнения приведем определение, существовавшее в редакции Концепции энергетической безопасности 2005 года:

энергетическая безопасность — это состояние топливно-энергетического комплекса, обеспечивающее достаточное и надежное энергообеспечение страны для устойчивого развития экономики в нормальных условиях и минимизацию ущерба в чрезвычайных ситуациях.

В ряде работ белорусских ученых предлагается использование термина *топливно-энергетическая безопасность* как более емкого. Приводится следующее определение:

топливно-энергетическая безопасность — бесперебойное удовлетворение потребности в топливе, электрической и тепловой энергии нужного качества и в необходимых количествах, без которых в природно-климатических условиях страны невозможны жизнедеятельность населения и нормальное функционирование хозяйственного комплекса страны.

На наш взгляд, такое введение термина «топливно-энергетическая безопасность» не вполне обосновано, так как энергетическая сфера включает в себя также топливную сферу (добыча, транспортировка энергоресурсов), в этой связи понятие «энергетическая безопасность» поглощает вопросы т.н. «топливной безопасности». В качестве дополнительного аргумента можно привести то, что энергетическая безопасность — это дословный перевод **energy security** — термина, который является общепринятым в мировом научном сообществе.

В условиях ограниченности энергетических ресурсов особенно остро стоит проблема энергосбережения и повышения энергетической эффективности и энергетической безопасности экономики Беларуси.

Для обеспечения энергетической безопасности необходимо решение двух глобальных взаимосвязанных задач:

1) Научное обоснование потенциала энергосбережения в отраслях народного хозяйства на базе разработки новых подходов и мероприятий, показателей энергосбережения, экономических механизмов стимулирования, создания наукоемких технологических процессов и т.д.

2) Экономия материальных и топливно-энергетических ресурсов в стране во всех сферах производства, в первую очередь в энергетике,

промышленности, жилищно-коммунальной сфере, сельском хозяйстве и нефтеперерабатывающем комплексе.



Рисунок 7.4 – Крупнейшие атомные, тепло- и гидроэлектростанции Республики Беларусь и их установленная мощность

8. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ВИЭ В БЕЛАРУСИ

*«Благодаря хорошей регулятивной среде и многообещающему потенциалу использования ВИЭ МЭА (IEA) выбрало именно Беларусь для предварительного исследования методологии оценки технологий чистой энергетики»
из отчета МЭА [124]*

Целесообразно по примеру многих стран усилить внимание в данном десятилетии на развитие ВИЭ, экономическая польза от ввода которых повышается в условиях увеличения цен на импортируемые энергоресурсы.

Национальная стратегия устойчивого развития «НСУР 2030» и госпрограмма развития энергетики, а также наметившиеся направления развития «зеленой энергетики» задают новые параметры долгосрочного развития энергетического комплекса Беларуси и требуют осмысления с точки зрения нахождения оптимального баланса в использовании традиционных и ВИЭ в комплексе с использованием концепции умных энергосетей и созданием энергоэффективных домов и производств.

Энергетика на основе ВИЭ является одной из самых быстрорастущих отраслей новой неуглеродной энергии. ВИЭ демонстрируют рост в зависимости от страны в 10–20% в год в отличие от традиционной энергетики, которая наращивает мощности всего на 1–1,5% в год. Высокие темпы роста обеспечили уже сегодня вклад ВИЭ почти в 25% в мировом производстве электроэнергии.

Поданным МЭА (IEA), в течение 2005–2017 гг. темп роста ветровых установок составлял 25 %, среднегодовые темпы роста солнечных фотоэлектрических преобразователей – более 70 %. Рост ежегодных инвестиций в проекты ВИЭ в 2009–2016 гг. составлял в среднем около 17 %, в 2016 г. они достигли 242 млрд. долл. Лидерами по инвестициям в ВИЭ в 2016 г. стали Китай, США, Великобритания. Как следствие, уже в 2010 г. суммарная мощность всех введенных мощностей ВИЭ превысила суммарную мощность вновь вводимых источников традиционной топливной генерации. В странах ОЭСР уже в течение нескольких лет наиболее популярные технологии ВИЭ обгоняют

традиционные технологии по объемам ввода новых генерирующих мощностей (на них приходится более половины суммарного ввода).

В 2012 г. доля ВИЭ в мировой энергетике составляла около 13,2 % от общего объема поставок ПЭР, а в 2016 г. уже около 19 % мирового энергопотребления было удовлетворено из ВИЭ. Значительная часть энергии ВИЭ приходится на долю гидроэлектростанций, дальнейшее развитие которых требует значительно больших капитальных затрат, чем использование энергии ветра и солнца. Кроме того мест на планете, где можно соорудить плотину, осталось немного, поэтому сфера распространения гидроэнергетики сужается.

Движущей силой ВИЭ является научно-технический прогресс, благодаря которому постоянно улучшаются технико-экономические показатели, прежде всего, снижаются капитальные затраты на установленный киловатт, что повышает их конкурентоспособность по сравнению с традиционными источниками энергии. С 2010 по 2016 г. размер нормированной стоимости ВИЭ LCOE уменьшился для СЭС в 1,5 раза, для ВЭС в 1,3 раза.

В то же время плата «зелёного бонуса» приводит к росту тарифов на энергию для населения и реального сектора экономики. Например, в Чехии с 2005 по 2012 год действовал закон о ВИЭ с рядом экономических стимулов. В итоге количество фотоэлектрических установок увеличилось в 4,5 раза с 462 до 2100 МВт, что превысило мощность самой крупной АЭС страны. Это привело к росту тарифов на энергию для населения и реального сектора экономики на 11,6% за счёт «зелёного бонуса», направленного на поддержку ВИЭ. В итоге с 2013 года в Чехии поддержка новых установок была прекращена (за исключением установок для утилизации твёрдых бытовых отходов). Аналогичная ситуация сложилась и в Германии, где из 22,5 цента за киловатт-час 5,5 цента потребители отдадут на развитие «зелёной» энергетики. Стоит отметить, что в странах ЕС потребители электроэнергии, производимой из ВИЭ, получают определённую компенсацию, прежде всего, это относится к учреждениям образования.

Возобновляемые энергоресурсы (ВЭ) – водные потоки, солнце, ветер, геотермальные – не требуют затрат на приобретение, однако для их использования необходимы значительные инвестиции, а также эксплуатационные расходы для обслуживания соответствующих генерирующих источников. Указанные затраты нередко так велики, что ставят под вопрос экономическую целесообразность применения возобновляемых энергоресурсов. Кроме того, возникают проблемы режимного и экономического взаимодействия указанных источников

с централизованной системой энергоснабжения, что требует внедрения дорогостоящих умных сетей управления (smart grid).

8.1. Оценка потенциала ВИЭ в энергетике Беларуси

В соответствии с концепциями экологической и энергетической безопасности Беларуси к 2035 г. производство электроэнергии с использованием ВИЭ должно составлять не менее 2,6 млрд кВт.ч в год. За счет расширения применения ветра, биогаза и отходов потенциал экономии составляет более 2,5 млн тонн условного топлива, т.е. около 12% импортированного природного газа. Как следствие, количество установок генерации электрической и тепловой энергии с использованием ВИЭ в Беларуси постоянно растет. Сейчас функционируют свыше 650 установок общей мощностью более 1 тыс. МВт. К началу 2016 г. доля ВИЭ в валовом потреблении топливно-энергетических ресурсов в Беларуси составляла около 5,6%. в общем балансе ВИЭ в стране более 92% составляет использование древесного топлива, которое используется в более чем 3 тыс. котельных с общей установленной мощностью 6 тыс. МВт.

Согласно Государственной программе «Энергосбережение», принятой на 2016–2020 гг., доля ВИЭ в валовом потреблении топливно-энергетических ресурсов к 2018 должна была составить 6% (рис. 8.1), к 2020 г. планируется строительство не менее 200 МВт–ветроэнергетических установок, 250 МВт–солнечных электростанций, около 80 МВт– гидроэлектростанций, около 30 МВт–биогазовых установок.

Важной составляющей структуры электрогенерирующей системы должна стать ВИЭ на базе ГЭС, ветроэнергетики, солнечной энергии и биомассы. Разрабатываются инновационные технологии использования энергии ветра и солнца, позволяющие добиться более высокого коэффициента использования установленной мощности.

В Беларуси имеется определенный ветровой энергетический потенциал, который используется не в полной мере, не считая двух ВЭУ общей мощностью 850 кВт, установленных около 10 лет назад германской фирмой в районе Занарочи. В 2011 г. введен в эксплуатацию ветроагрегат мощностью 1500 кВт под Новогрудком, коэффициент использования установленной мощности которого составляет примерно 25%. Положительный опыт их эксплуатации показывает перспективность масштабного развития ветровой энергетики в Беларуси. Коэффициент эффективности использования установлен-

ной мощности данных белорусских ВЭУ находится на уровне этого показателя для многочисленных ВЭУ в Германии, где удельный вес ВЭУ в общей установленной мощности составляет около 20%.

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ В БЕЛАРУСИ

В структуре потребляемых топливно-энергетических ресурсов Беларуси на долю возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в 2016 году приходится 5,7%. К 2018 году этот показатель должен возрасти до 6%.

ВИЭ в Беларуси:



Максимально возможное количество вырабатываемой электроэнергии на установках ВИЭ сегодня в Беларуси - 1,2 млрд кВт.ч в год. В том числе:



Рисунок 8.1 - Парк ВИЭ в Беларуси по состоянию на 2016 г.

Источник – Минприроды РБ

Энергия, вырабатываемая ветроэнергоустановками, должна быть в полной мере использована, в том числе и в ночное время, даже если для этого придется разгружать отборы турбин ТЭЦ, т. е. снижать генерируемую теплофикационную мощность. Заметим, что ввод ветроэнергоустановок обусловлен не необходимостью обеспечения баланса мощности в энергосистеме, а соображениями энергосбережения. Когда есть ветер, эти установки генерируют мощность, выдавая ее в сеть энергосистемы и тем самым разгружая агрегаты КЭС как замыкающих станций энергосистемы. Когда ветра нет, всю нагрузку берут на себя указанные тепловые электростанции. Экономическая эффективность сооружения ВЭУ зависит от среднегодовой скорости ветра, цены природного газа, как замещаемого топлива, удельной стоимости ветроэнергоустановки.

К позитивным результатам может быть отнесено сооружение сравнительно крупной ветроэнергоустановки мощностью 1,5 МВт

в районе Новогрудка, которая функционирует с коэффициентом использования установленной мощности равным более 25%.

В связи с намечаемым вводом гидроэлектростанций и ветроэнергоустановок решается вопрос об их участии в покрытии нагрузки. Надо заметить, что ГЭС является частью гидроэнергетического комплекса, и поэтому важной задачей при оценке экономической эффективности сооружения ГЭС является правильное разнесение общих затрат в указанный комплекс между ГЭС и сооружениями.

Дальнейшее развитие ВИЭ должно осуществляться на базе технического совершенствования существующих технологических решений, строительства генерирующих источников энергии на базе энергоэффективных технологий на углеводородном топливе, а также использования ВИЭ, таких как водные ресурсы, солнце, ветер, биомасса, геотермальные ресурсы.

Функционирующие в Беларуси установки, вырабатывающие ВИЭ, благодаря государственной поддержке показали хорошие эксплуатационные показатели. Однако, несмотря на преимущества, ВИЭ пока не смогут заменить традиционные и АЭС из-за их высокой стоимости и нестабильности. Новые альтернативные источники энергии пока еще используются, в основном, для местного и ограниченного снабжения отдельных объектов и не интегрированы в национальные или трансграничные сети энергоснабжения. Снижение рисков в государственных масштабах, исходя из опыта развитых стран, осуществляется с помощью усложнения энергетической инфраструктуры и применения систем управления энергосистемы на основе концепции умных сетей, что также удорожает не только использование ВИЭ, но и всей энергетической инфраструктур. Накоплен определенный технологический задел по солнечной энергетике.

Доля источников ВИЭ в белорусском энергобалансе приведена в табл.8.1

Таблица 8.1 – Доля источников в энергобалансе ВИЭ (2016г.)

Вид источника	Доля, %
дрова	54,1%
топливная щепка	25,5%
древесные отходы	13,1%
энергия воды	1,7%
энергия ветра	0,6%

Источник: Минэнерго РБ

Актуальна оценка потенциала выработки энергии на основе ВИЭ с учетом инфраструктурных, производственно-экономических и географических особенностей каждого региона.

Имеющийся в стране потенциал ВИЭ и научно-технические разработки в этой сфере наряду с развитием международного сотрудничества должны стать основой поэтапного увеличения их доли в энергобалансе.

Развитие электрогенерирующих источников в Беларуси в долгосрочной перспективе будет осуществляться последовательно на базе существующей энергосистемы путем ее модернизации и достижения оптимального баланса между традиционными источниками и ВИЭ.

Стратегическими целями использования ВИЭ и местных видов топлива в Беларуси являются:

- снижение роста нагрузки на окружающую среду и противодействие климатическим изменениям;
- рациональное использование и снижение роста потребления импортируемых ресурсов;
- сохранение здоровья населения и качества жизни путем замедления роста загрязнения окружающей среды;
- снижение роста затрат на распределение и транспортировку электрической энергии и топлива и возникающих при этом потерь;
- повышение уровня энергетической безопасности и надежности энергоснабжения за счет увеличения уровня диверсификации ресурсов и его децентрализации.

В целом государственная политика в сфере использования ВИЭ на период до 2030 г. предусматривает:

- применение мер государственной поддержки развития ВЭ, в том числе путем субсидирования энергии, произведенной с использованием ВИЭ;
- разработку комплекса мер по государственной поддержке промышленности и научных организаций для обеспечения сегмента ВИЭ отечественным оборудованием и технологиями;
- создание условий для привлечения внутренних и иностранных инвестиций с целью создания новых и реконструкции существующих генерирующих объектов на основе использования возобновляемых источников энергии;
- поддержку развития малых предприятий, функционирующих на рынке энергетического сервиса в сфере возобновляемой энергетики.

8.2 Государственное регулирование развития ВИЭ

Вопросам развития альтернативных источников энергии в национальной энергетике, в том числе, и, в части поиска направлений их применения для повышения эффективности мероприятий по повышению энергоэффективности, энергосбережения и соблюдения экологических стандартов, придается особое внимание, что отражено в Концепции энергетической безопасности (Постановление Совета Министров от 23.12.2015 № 1084), Директиве №3 Главы государства от 14.06.2007г., Стратегии развития энергетического потенциала Республики Беларусь.

В принятой в 2015 году Концепции энергетической безопасности Беларуси поставлена задача диверсифицировать источники энергии, снизив долю использования газа в энергообеспечении с нынешней 60% до 50% к 2035 году и существенно сократить импорт энергоносителей и электроэнергии из соседних стран (России и Украины). С вводом в эксплуатацию Белорусской АЭС страна планирует полностью отказаться от импорта электроэнергии.

В Концепции впервые введен рассчитанный по международной методике индикатор энергетической самостоятельности, который показывает обеспечение доли первичного топлива в общем валовом потреблении энергоресурсов (ранее рассчитывался другой показатель — доля местных ресурсов). Значительное внимание в Концепции энергобезопасности уделено ВИЭ, к которым отнесены солнечная и ветряная энергия, гидроэнергия, а также биогаз, для выработки которого в стране имеются значительные и источники сырья.

В период до 2020 году планируется обеспечить производство до 6% электроэнергии на основе энергоустановок на ВИЭ (для сравнения, в развитых странах доля ВИЭ в энергетическом балансе к этому сроку должна составить 15–20%).

Реализация планов по применению ВИЭ осуществляется в Беларуси в комплексе с мероприятиями по формированию зеленой экономики. Национальный план действий по развитию зеленой экономики в Беларуси до 2020 года утвержден Постановлением Совета Министров от 21 декабря 2016 года №1061. Стратегической целью реализации плана является повышение качества жизни населения на основе роста конкурентоспособности экономики, привлечения инвестиций и инновационного развития.

Приоритетными направлениями «зеленой экономики» в Беларуси определены следующие:

- развитие электротранспорта (инфраструктуры), реализация концепции «умных» городов;
- развитие строительства энергоэффективных жилых домов и повышение энергоэффективности жилищного фонда;
- снижение энергоемкости ВВП, повышение энергоэффективности, в том числе за счет внедрения энергоэффективных технологий и материалов;
- повышение потенциала использования ВИЭ.

В стране принято несколько законодательных актов, отвечающих международным рекомендациям и ориентированных на стимулирование развития «зеленой» энергетики. В соответствии с Национальным планом действий по развитию принципов «зеленой экономики», ведется электронный реестр отечественных ВИЭ, рассчитанный прежде всего на потенциальных инвесторов, в котором размещена информация о действующих объектах возобновляемой энергетики, а также данные о перспективных площадках для расположения объектов ВИЭ.

В 2010 г. в Беларуси начала работать система государственной поддержки развития ВИЭ, затем, в 2015 году было введено квотирование. Очевидно, что квотирование и тарифное регулирование позволит обеспечить сбалансированное развитие источников энергии, в том числе дополняющих ядерную энергетику.

При разработке и принятии в 2010 г. Закона Республики Беларусь «О возобновляемых источниках энергии» (от 27 декабря 2010 г. № 204-З) в сфере альтернативных источников энергии Беларусь заимствовала зарубежную практику стимулирования инвесторов. Производителями было гарантировано подключение установок ВИЭ к государственным энергосетям и покупка госорганизациями энергоснабжения всей произведенной из этих источников энергии с применением повышающих коэффициентов к тарифам. Для производителей зеленой энергетики были установлены также налоговые льготы, предусмотрена возможность освобождения от уплаты таможенных пошлин ввозимого в страну технологического оборудования. В результате окупаемость установок ВИЭ в среднем составляла около 7 лет.

В соответствии с упомянутым законом, Белэнерго было обязано закупать энергию ВИЭ по тарифу – 41 цент за 1 кВт/ч при средней ее себестоимости 9 центов. В результате основную долю прибыли от проектов ВИЭ получали частные производители, среди которых и иностранные инвесторы, (в 2014 г. Белэнерго затратило на

оплату «зеленой» энергии около 29 млн долл., а в 2015 г.— свыше 40 млн долл.). Для устранения этого дисбаланса Указом Президента Республики Беларусь от 18.05.2015 г. №209 «Об использовании возобновляемых источников энергии» и соответствующим постановлением Совета Министров Республики Беларусь было введено квотирование.

Большое внимание государство уделяет качественному регулированию ВИЭ в зависимости от ситуации с энергобалансом. Показатель использования ВИЭ в валовом потреблении топливных ресурсов определен в качестве одного из индикаторов энергетической безопасности. В целом государственное регулирование использования ВИЭ в Беларуси осуществляется по следующим направлениям: проблемы, требующие решения; оценка инвестиций на приобретение ВИЭ расходов на их эксплуатацию; оценка макроэкономического эффекта энергетического и экологического потенциала установок ВИЭ; совершенствование тарифов на электрическую и тепловую энергию.

Правительство определяет порядок создания новых и модернизацию и реконструкцию действующих установок по использованию ВИЭ, осуществляемых в пределах квот. Изменились тарифы на закупку «зеленой» энергии и порядок выдачи технических условий на подключение установок ВИЭ к сетям Белэнерго. Квоты не требуются на производство сооружений для применения вырабатываемой электроэнергии для обеспечения собственных хозяйственных нужд. Также предусматривается дифференцирование повышающих коэффициентов не только в зависимости от вида ВИЭ, но и от иных параметров установок. Квоты разрабатываются с учетом безаварийной работы энергосистемы. Размер квот устанавливается межведомственной комиссией на каждые три последующих календарных года. Основным критерий отбора претендентов на установку ВИЭ — минимальные повышающие коэффициенты к тарифам на продажу электроэнергии, срок эксплуатации установки ВИЭ и участие в суточном графике выдачи мощности.

Общая схема государственного управления регулирования развитием ВИЭ приведена на рис. 8.2. Она направлена на стимулирование использования ВИЭ путем применения экономических механизмов (фискальных, тарифных и др.) с учетом ситуации. Выявлено, что основным инструментом является установление фиксированных тарифов за 1 кВт/ч, включающих значительную компенсацию и обязывающих операторов электрической сети приобретать эту электроэнергию.

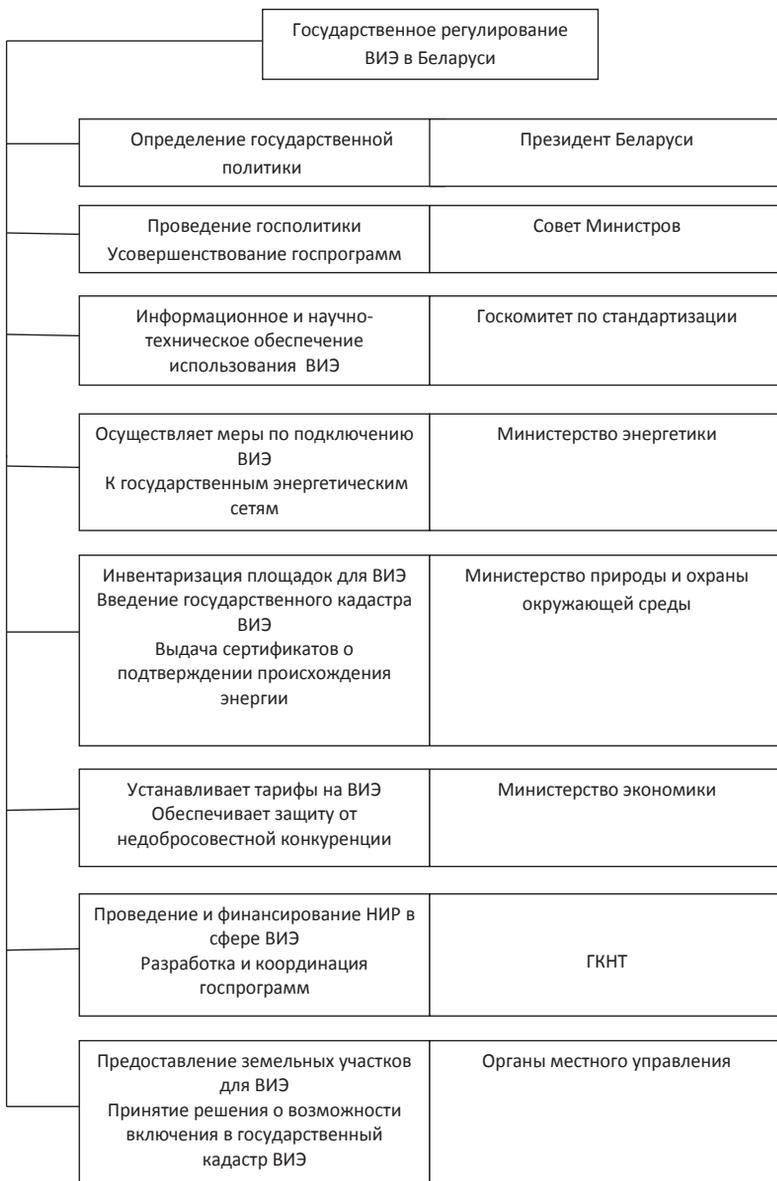


Рисунок 8.2 – Система государственного регулирования ВИЭ в Беларуси

Влияние изменений законодательства по ВИЭ в Беларуси приведены в табл.8.2.

Таблица 8.2 – Развитие законодательства в сфере ВИЭ

Влияние изменений законодательства по ВИЭ в Беларуси	
До изменений	После изменений
<p>- Отсутствие стабильности в регулировании тарифов. При общем декларировании повышающих тарифов на практике их размер мог меняться. Например, в апреле 2014 государство резко снизило коэффициенты на покупку энергии, вырабатываемой из таких источников, как солнце (с 3 до 2,7) и вода (с 1,3 до 1,1).</p> <p>- Недостаточное обеспечение стабильности и гарантированности интересов инвесторов в сфере ВИЭ, поскольку разработать правильный бизнес-план и просчитать денежные потоки из-за изменчивости тарифов было практически невозможно.</p> <p>- Не в должной мере защищала от негативных изменений законодательства и «стабилизационная оговорка» для отдельных инвестиционных проектов. То есть несмотря на то, что размер повышающего тарифа фиксировался в инвестиционном договоре с местными облисполкомами, на практике это не работало. Тариф для таких инвесторов менялся в общем порядке.</p> <p>В результате создавались ситуации, когда, с одной стороны, в Беларуси было:</p> <ul style="list-style-type: none"> - достаточно прогрессивное законодательство, учитывающее мировой опыт развития «зеленой» энергетики; - привлекательные повышающие тарифы; - отсутствие конкуренции на этом рынке ВИЭ; - достаточные погодные и климатические условия; - интерес со стороны местных и иностранных инвесторов. <p>С другой стороны:</p> <ul style="list-style-type: none"> - формировались непрозрачные правила игры в формировании тарифов. Как следствие, наблюдались отказы местных и иностранных банков и финансовых институтов от финансирования таких проектов; 	<p>Что дадут бизнесу изменения</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Работавшую стабилизационную оговорку для инвесторов, запускающих установки или заключивших инвестдоговора до вступления в силу Указа №209. Эти компании смогут реализовать проекты без учета квот и по тарифам, установленным Минэкономки на 19 мая 2015 (последний подписанный Указ). Их размер не подлежит изменению в течение 10 лет с момента ввода объекта в эксплуатацию. 2. Работавшую стабилизационную оговорку для инвесторов, получивших квоты. Коэффициент, применяемый к стоимости энергии, не будет для них меняться в течение 10 лет со дня ввода установки в эксплуатацию. Инвестор предлагает свой повышающий коэффициент, при продаже выработанной им энергии государству на этапе подачи заявки для участия в конкурсе и если побеждает, продает энергию по предложенной им цене.. Изменения для тех, кто обеспечивает себя электроэнергией, а излишки продает в Указе №209 есть оговорка, что у таких производителей государство выкупает энергию без каких-либо квот и по стимулирующим тарифам. В целом компаниям такая схема работы будет выгодна, т.к. гарантированная покупка энергии для них предусмотрена в любом случае. Вопрос, конечно, в цене. Но даже если это будут минимальные коэффициенты (например 1,1), это все равно будет прибыльно.

<p>- отказ части инвесторов от реализации проектов даже при наличии проектно-сметной документации и выделенного земельного участка; - прямые финансовые потери, убытки владельцев ВИЭ. В целом, это привело к отсутствию инвестиционных договоров в этой сфере на протяжении 2014-2015.</p>	<p><i>Если же говорить о предприятиях, которые только начинают производство ВИЭ и могут продавать ее излишки, то размеры стимулирующих тарифов будут устанавливаться государством отдельно.</i></p>
---	---

Партнерство бизнеса и государства при производстве ВИЭ. При выкупе ВИЭ применяются повышающие коэффициенты (к действующему тарифу на электроэнергию), размер которых будет предлагать сам бизнес перед участием в конкурсе на получение квот (до этого коэффициенты устанавливались постановлением Минэкономки №100 от 30 июня 2011 года). В случае получения квот, предложенный компанией коэффициент будет фиксироваться для нее на 10 лет. Срок действия коэффициента начинается с момента ввода установки в эксплуатацию.

Порядок получения квот. По новому порядку получить квоты на производство энергии может любой бизнес. Распределение квот проводится в следующем порядке:

1. Ежегодно до 1 сентября можно подать заявку на участие в специальном конкурсе в исполком по месту предполагаемого нахождения установок.
2. Исполком направляет все заявки в Министерство энергетики.
3. Министерство направляет заявки в межведомственную комиссию.
4. Комиссия принимает окончательное решение.
5. Список организаций и ИП, получивших квоты, утверждается ежегодно до 30 ноября.

Подача заявок для создания установок не требуется по проектам которые:

1. Реализуются по международными и инвестиционным договорам. Это актуально для проектов, у которых строительство мощностей – лишь составная часть инвестпроекта. Правило касается как государственных инвестпроектов, так и частных.
2. Финансируются за счет внешних займов под гарантии правительства.
3. Реализуются по проектам международной технической помощи с одобрения правительства.

4. Реализуются с использованием иностранной безвозмездной помощи.

Для этих видов проектов квоты будут выдаваться из общего объема квот перед проведением общего конкурса. Квотирование по новым правилам не применяется в следующих случаях:

- отношении установок, запущенных до 19 мая 2015 года;
- отношении установок, создающихся на основании заключенных и зарегистрированных до 19 мая 2015 года инвестиционных договоров.

Энергия от таких установок покупается государством в течение 10 лет с даты запуска и к ней применяются повышающие коэффициенты, установленные постановлением Минэкономики №100 от 30 июня 2011. В соответствии с постановлением, стоимость выкупа энергии от ВИЭ устанавливается на уровне тарифов на электроэнергию для промышленных и приравненных к ним потребителей. К тарифам применяются коэффициенты от 1,3 (вода, биогаз) до 3 (энергия солнца), с поправкой на изменения курса белорусского рубля.

Возможные коллизии в реализации проектов ВИЭ в Беларуси.

При всех позитивных моментах для бизнеса принятых в законодательных актах могут возникать следующие коллизии:

- не учтено, какая часть квот из ежегодно устанавливаемых будет направлена на внеконкурсные предложения,
- не определено по каким критериям будут распределяться квоты внутри внеконкурсных проектов;
- нет четких критериев заключения инвестиционных или международных договоров и предоставление гарантии правительства под внешние займы.

Логика состоит в том, что бизнес создает установки ВИЭ, прежде всего, для собственных нужд, а продает только излишки. Основная цель использования ВИЭ состоит не в получении прибыли от продажи энергии, а экономия на затратах.

Перспективы дальнейшего развития ВИЭ в Беларуси связаны прежде всего с развитием гидроэнергетики, созданием биогазовых установок и использованием энергии древесного топлива, в том числе из древесных отходов (паллеты). Выигрышность позиции инвесторов по биогазу объясняется быстрым развитием животноводства, также биогаз можно накапливать и транспортировать от места производства к местам потребления. Установки на биогазе более гибкие, чем ветровые и солнечные энергоустановки. Их можно подключать с учетом необходимости и суточных пиков потребления, что будет особенно

важно после ввода в строй АЭС при избытке энергии в ночное время суток. Остаются в силе и обстоятельства экологического характера: получение энергии — лучший из способов утилизации отходов животноводческого производства.

Повышение эффективности ВИЭ требует решения следующих проблем:

- создание собственной электромашиностроительной базы (производство установок ВИЭ по полному циклу);
- формирование конкурентной среды в электроэнергетическом секторе;
- корректировка системы бонусов за выработку и использование «зеленой» энергии и создание системы гарантий для инвесторов;
- развитие кооперации и формирование электроэнергетических кластеров;
- создание в структуре госуправления органа, ответственного за ВИЭ.

Точность расчетов в бизнес-планах по строительству ВИЭ зависит от учета тарифной политики для населения и промышленных потребителей (предприятий), которые, в свою очередь, зависят от цены на природный газ. Формула его стоимости в свою очередь до последнего времени была связана с ценой на нефть. Значительно затрудняет оценку макроэкономических эффектов применение альтернативных источников энергии введение в строй АЭС, которая должна покрывать 30% энергобаланса страны. Причем отпускная цена киловатта еще не сформирована.

8.3 Экономическая эффективность ВИЭ

Расчет экономических эффектов, которые достигаются за счёт энергетического и экологического потенциала установок ВИЭ, можно провести на основе определения и оценки основных факторов эффективности, затрат и снижения энергопотребления путем использования ВИЭ.

Составные части эффективности ВИЭ:

1. Снижение потерь при доставке электроэнергии. ВИЭ устанавливаются в непосредственной близости к потребителю, что снижает потери электроэнергии. По данным ПРООН, в электросетях потери составляют до 20% (по данным же Минэнерго, это около 9%, что равнозначно примерно 400 МВт установленной мощности энергогенерирующих станций).

2. Отсутствие вредных выбросов и, как следствие, сокращение затрат на сохранение окружающей среды.
3. Отсутствие затрат на приобретение энергоносителей.
4. Снижение затрат на обслуживающий персонал.
5. Снижение объема капиталовложений на создание установок ВИЭ.

Составляющие позитивного эффекта ВИЭ приведены на рисунке 8.3

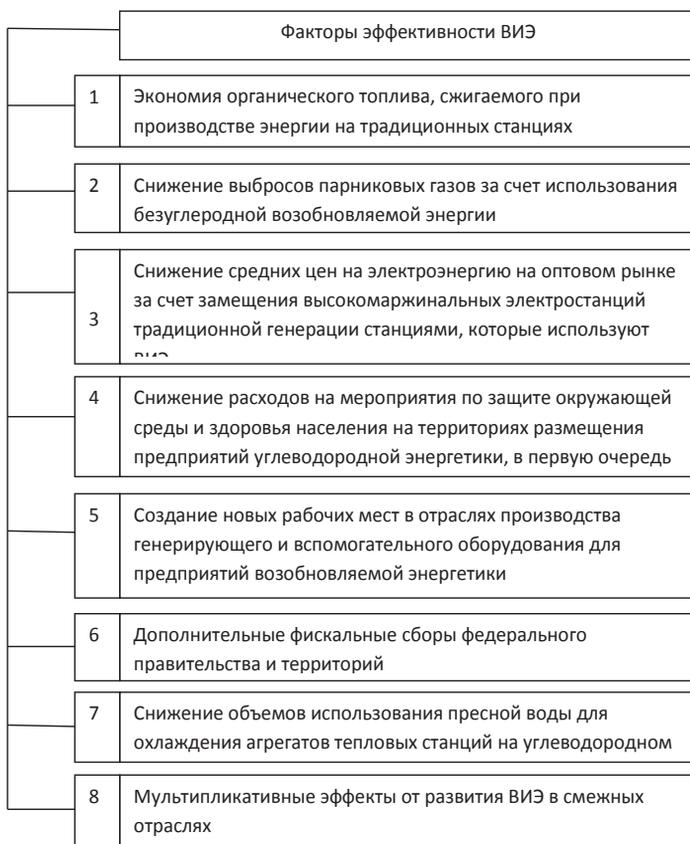


Рисунок 8.3 – Основные составляющие ожидаемых эффектов развития ВИЭ

Анализируя преимущества ВИЭ важно оценивать полезного действия, определяющий долю энергии источника, которая может быть

превращена в механическую работу, то ВИЭ можно классифицировать следующим образом: возобновляемые источники механической энергии характеризуются высоким качеством и используются в основном для производства электроэнергии (табл. 8.3)

Таблица – 8.3 – Виды и качество видов ВИЭ

№	Вид энергии	Качество
1	Механическая энергия: - ветровая	0,3-0,4
	- гидроэнергия	0,6-0,7
2	Тепловая и лучистая энергия: - солнечная	0,15-0,3
	- геотермальная	0,3-0,35
3	Химическая энергия: - биомасса	0,3

Важно также учитывать и базовые критерии эффективности ВИЭ (табл. 8.4)

Таблица 8.4 – Критерии конкурентоспособности ВИЭ

№	Критерии	Значение
1	КПД солнечных электростанций	не менее 25%.
2	Срок службы солнечной электростанции	составлять 50 лет
3	Стоимость установленного киловатта пиковой мощности солнечной электростанции	не должна превышать 2000 долл.
4	Объем производства солнечных электростанций	не менее 100 ГВт в год.
5	Производство полупроводникового материала для СЭС	должно превышать 1 млн. т в год при цене не более 25 долл./кг.
6	Круглосуточное производство электрической энергии солнечной энергосистемой	
7	Материалы и технологии производства солнечных элементов и модулей должны быть экологически чистыми и безопасными	

Источник: расчеты авторов

Исходя из качества и критериев эффективности ВИЭ можно сделать вывод, что реализация проектов применения ВИЭ зависит от ряда факторов, ключевыми из которых являются: развития

конкурентных, с коммерческой точки зрения, технологий и инфраструктуры; внедрения научно обоснованных подходов к оценке преимуществ ВИЭ; учета требований энергобезопасности и рисков энергоснабжения.

Затраты применения ВИЭ. Из ВИЭ в Беларуси вырабатывается преимущественно тепло, а доля электроэнергии — менее 1%. Получение электроэнергии на установках ВИЭ требует решение ряда проблем:

1. Затраты на подключение к централизованным энергосистемам.

2. Необходимость регулирования мощности и режима работы производителей «зеленой» энергии в рамках энергосистемы регионов и страны в целом (затраты на регулирование).

3. Затраты на персонал для обеспечения системы сбора и обработки информации и наем ответственных за электрохозяйство.

Законом предусмотрен следующий порядок использования ВИЭ:

- в первые 10 лет со дня ввода в эксплуатацию установки ВИЭ тарифы на энергию устанавливаются на уровне тарифов для промышленных предприятий с применением повышающих коэффициентов, дифференцированных в зависимости от вида ВИЭ;

- в последующие 10 лет покупка энергии осуществляется с применением установленных в соответствии с законодательством коэффициентов, стимулирующих использование ВИЭ.

Ввиду отсутствия в Беларуси собственной энергомашиностроительной базы для полного цикла производства установок ВИЭ требуются затраты на закупку энергетического оборудования в других странах.

Субсидии для использования ВИЭ. В Беларуси оказываются меры поддержки применения ВИЭ в виде прямых субсидий (путем установления повышенных цен на энергию от ВИЭ) и косвенные (путем предоставления налоговых и таможенных льгот). в соответствии с действующим ныне законодательством, Белэнерго обязано закупать энергию ВИЭ по тарифу по 41 цент за 1 кВт/ч при средней себестоимости электроэнергии 9 центов. В европейских странах это приводит к росту тарифов на энергию для населения и производства за счёт распределения «зелёного бонуса», направленного на поддержку ВИЭ, на всю электроэнергию.

Актуален вопрос разработки алгоритма расчета субсидий и определения квот (табл. 8.5)

Таблица 8.5 – Диапазоны стоимости ВИЭ

№	Вид возобновляемой энергетической установки	Стоимость с учетом субсидии	Стоимость без учета субсидии	Доля субсидий, %
1	Ветровая установка	14-67	37-81	40%
2	Сжигание биомассы	67-100	87-116	10%
3	Геотермальная установка	74-140	89-142	2%
4	Геотермальная установка с системой хранения	96-105	118-130	3%
5	Солнечная панель	56-66	72-86	15%

Источник: расчеты авторов

При расчете эффективности ВИЭ необходимо учитывать тарифы на отпуск электроэнергии. Население платит меньше себестоимости за ту энергию, которая производится на природном газе. в среднем тариф для населения - около 6 центов. Тариф для предприятий и организаций составляет около 12 центов за киловатт-час. В результате население оплачивает менее 90% от себестоимости электрической энергии и менее 20% от себестоимости тепловой. За население платит реальный сектор экономики.

К примеру, себестоимость выработки электроэнергии на Гродненской, самой мощной, ГЭС (17 МВт) около 6-7 центов за киловатт-час без учёта возврата кредитов, себестоимость электроэнергии на ветроустановке в Грабниках — примерно 6-8 центов. Разрабатывается архитектурный проект по строительству солнечной станции мощностью 3,75 МВт. с планируемой себестоимостью на уровне 8,2 цента за кВт.ч.

Для сравнения издержек и определения себестоимости электроэнергии, произведенной от ВИЭ и электроэнергии, произведенной от ископаемых источников, используется такой показатель, как нормированная стоимость электроэнергии (Levelised Cost of Energy, LCOE) [2], который отражает минимальную стоимость электроэнергии, при которой инвестор может окупить свои вложения. Оценки посредством LCOE проводятся такими международными организациями, как Международное агентство по возобновляемой энергетике (IRENA), Мировой энергетический совет (World Energy Council), инвестиционным банком Lazard, а также различными академическими организациями. Эти оценки носят в большей степени теоретический характер, так как не учитывают в полной мере внешние издержки (в

частности, социальную стоимость загрязнения окружающей среды), поэтому, расчеты LCOE позволяют определить лишь порядок себестоимости.

Величина LCOE с каждым годом уменьшается: с 2010 г. по 2016 г. размер LCOE для солнечных фотоэлектрических установок и наземных ветровых установок снизился в 1,5 раза, гидроустановок – в 1,3 раза.

В целом, для определения уровня конкурентоспособности ВИЭ необходимо учитывать, как капитальные, так и операционные затраты, а также эффективность технологий генерации и налоговые ставки [3]. Кроме того, для проектов ВИЭ характерен высокий уровень рисков, обусловленных погодными условиями, выбором оборудования и надежностью его функционирования.

Капитальные затраты включают расходы на строительство ВИЭ (выделение участка земли, проектно-изыскательские работы, подключение к централизованной сети), а также затраты на технический и экологический контроль, строительно-монтажные и пуско-наладочные работы, начальные затраты на сооружение и мероприятия по предотвращению негативного воздействия на окружающую среду и резерв на непредвиденные расходы.

К операционным относят затраты на заработную плату, страховые расходы и налоги и экологические платежи.

Экономическая эффективность применения ВИЭ обусловлено отсутствием затрат на топливо (составляют до 80% от всех расходов) и минимальными операционными затратами, которые фиксируются на весь период работы установки ВИЭ, то есть, минимум на 30 лет.

В совокупности, снижение затрат на генерацию от источников ВИЭ позволит уже в среднесрочной перспективе достичь « сетевого паритета », то есть равенства стоимости выработки отдельных видов ВИЭ и традиционной генерации, при достижении, которого предполагается последовательное сокращение мер поддержки ВИЭ. В разных странах достижение сетевого паритета потребует различных сроков, например, в России, по оценкам экспертов это потребует не менее 10 лет, в том числе из-за дешевого газа. В Беларуси на сроки достижения сетевого паритета повлияет ввод в эксплуатацию Белорусской АЭС.

ВИЭ позволяет сделать производство электроэнергии более чистым и менее опасным, снизить потребление углеводородов и выбросы углекислого газа, превратить потребителя электроэнергии в ее производителя, облегчить доступ к электричеству для миллиардов

людей. За счет интеграции коммунальных систем можно снизить потребность в энергии на, примерно, на 40%.

Важно учитывать, что ВИЭ устанавливаются в непосредственной близости к потребителю, что существенно снижает потери от передачи электроэнергии, которые по данным ПРООН составляют до 20%. По данным Минэнерго – в Беларуси это около 9%, что равнозначно примерно 400 МВт установленной мощности энергогенерирующих станций.

Сложность оценки эффектов применения ВИЭ объясняется сложным составом систем электроснабжения, как по числу используемых энергоносителей, так и по структуре коммуникаций. Так как система теплоснабжения, как правило, сконцентрирована вокруг жилых центров, а системы электроснабжения и газоснабжения охватывают практически все освоенные регионом территории.

Перспективы дальнейшего развития ВИЭ в Беларуси связаны прежде всего с развитием гидроэнергетики и созданием биогазовых установок. Для Беларуси разработки в сфере ВИЭ способствуют созданию также новых экспортных рынков (рапс, древесные пеллеты, биобутанол, оборудование и технологии), что позволит диверсифицировать отечественный энергоэкспорт и полнее включиться в международные цепочки разделения труда в сфере энергетики.

Рынок ВИЭ в Беларуси должен развиваться, а все игроки рынка: инвесторы, финансовые институты и само государство получать выгоду в данной сфере. Интерес к альтернативной энергетике в Беларуси проявляют инвесторы из стран Балтии, России, Китая. Белорусский бизнес также проявляет инициативу. У Беларуси есть возможность добиться результатов, не хуже, чем в ЕС, где доля альтернативной энергетике в некоторых странах занимает более 20% в общем объеме производства энергии

9. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ УМНЫХ СЕТЕЙ В БЕЛАРУСИ

«Умные сети электроснабжения (англ. smart-grid) – это модернизированные сети электроснабжения, которые используют информационно-коммуникационные сети и технологии для сбора информации об энергопроизводстве и энергопотреблении, позволяющей автоматически повышать эффективность, надежность, экономическую выгоду, а также устойчивость производства и распределения электроэнергии»
Департамент энергии США

Радикальная трансформация энергосистем под влиянием Интернета вещей (IoT) сегодня происходит в США, ЕС, Китае. В разделе анализируются процессы цифровизации энергосистем, а также выделяются белорусские перспективы.

По данным Bloomberg New Energy Finance общемировые инвестиции в умные сети достигли к 2014 г. 14,9 млрд. долл. В США с 2007 г. после крупной аварии в энергосетях создание умных сетей (smart-grid) стало одним из приоритетных национальных проектов. Крупные инвестиции на развитие умных сетей производятся в Китае, в странах ЕС, Японии, Бразилии, России, где модернизация и развитие умных сетей, децентрализованная генерация закреплены в качестве приоритетов в «Энергетической стратегии России на период до 2035 года».

9.1. Характеристика и этапы развития умных сетей

Предпосылки возникновения умных энергосетей. Традиционно электрическая сеть создается как система, состоящая из нескольких генерирующих станций, проектируемых для удовлетворения пикового спроса и осуществляющих одностороннюю передачу энергии потребителям. Однако, рост количества ВИЭ и других многочисленных небольших источников энергии, а также появление интеллектуальных устройств, например для учета и программирования расхода электроэнергии, обусловили необходимость и возможность повышения эффективности функционирования энергосистемы

путем умного управления электрической сетью с тем, чтобы в реальном режиме времени оценивать спрос, адаптировать к нему мощности источников энергии и принимать решения по экономии электроэнергии на уровне предприятий и населения в зависимости от стоимости в течение суток тарифов. Это означает фундаментальную реорганизацию энергосетей и переход от их централизованной топологии на децентрализованную, при этом за счет снижения зависимости от централизованных электростанций обеспечивается большая надежность и устойчивость энергетической системы.

Так как электрическую энергию трудно накапливать и хранить (мощности электростанций рассчитаны на пиковую нагрузку), требуется обеспечение постоянного обмена информацией между большими и малыми электростанциями и потребителями, для поддержания оптимального баланса производства энергии и ее использования, что требует гибкого управления генерацией и распределением электроэнергии, на базе интеллектуализации управления с помощью информационных технологий.

В странах ЕС, где наряду с крупными генерирующими станциями существуют многочисленные мелкие производители вплоть до так называемых «активных» домов, которые непотребленную солнечную электроэнергию возвращают обратно в сеть, созданы системы в автоматическом режиме реагирующие на изменения различных параметров и осуществляющие бесперебойное электроснабжение с максимальной экономической эффективностью. Такие интеллектуальные системы энергоснабжения назвали умными сетями (smart-grid). Термин «умная сеть» (smart-grid) стал известен с 2003 г. после статьи М. Вигг. Умные сети возникают в различных сетевых энергоструктурах как часть цифровой экономики. Сегодня это один из технологических приоритетов в электроэнергетике.

Понятие умных энергосетей (smart-grid). В вопросах касающихся умных энергосетей пока нет терминологической упорядоченности. Существует несколько названий этого явления развития энергетики: smart-grid, умная сеть, сильная сеть, интеллектуальная сеть, активно адаптивная сеть. В самом общем виде им можно дать следующее определение: **умная энергосеть – это комплекс технических и информационных средств, которые в автоматическом режиме осуществляют мониторинг выработки и потребления электроэнергии, выявление слабых и аварийно опасных участков сети, и автоматически изменяют ее характеристики и схему снабжения с целью повышения эффективности, предотвращения поломки и снижения потерь.** Умная энергосеть должна

обладать функциями мониторинга, самодиагностики и самовосстановления и включать в свой состав информационные технологии для эффективной передачи и распределения энергии.

В Европейской технологической платформе умная сеть (smart-grid) определяется, как «электрические сети, удовлетворяющие будущим требованиям по энергоэффективному и экономному функционированию энергосистемы за счет скоординированного управления и при помощи современных двусторонних коммуникаций между элементами электрических сетей, электрическими станциями, аккумулялирующим устройством и потребителями. Известный в мире американский институт IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) дает следующее определение: «smart-grid – концепция полностью интегрированной саморегулирующейся и самовосстанавливающейся системы, имеющей сетевую топологию и включающей в себя все генерирующие источники, магистральные и распределительные сети и все виды потребителей электрической энергии, управляемые единой сетью информационно управляющих устройств и систем в режиме реального времени» (см. [5]).

Таким образом, понятие умная сеть включает в себя комплекс процессов, устройств и приложений, призванных использовать возможности интеграции цифровых технологий и сетей электроснабжения для контроля над процессами в энергосетях в целях оптимизации их функционирования.

Наиболее лаконичным определением умной энергосети (smart-grid), по нашему мнению, является следующее: **это электрическая сеть, которая способна объединять деятельность всех вовлеченных участников (производителей, потребителей и выполняющих обе функции субъектов) для обеспечения устойчивости, экономичности и надежности поставок электроэнергии.** Концепция умных сетей предполагает, что для повышения эффективности энергосистемы используются информационные технологии для сбора данных о генерировании и использовании электричества, что позволяет автоматически повышать экономическую выгоду.

Таким образом, **умная энергосеть – это самоконтролирующаяся система, способная принимать энергию от любого источника и преобразовывать ее в конечный продукт для потребителей (тепло, свет, теплую воду) при минимальном участии людей.**

Технически умная сеть представляет собой распределенную сеть, сочетающую инструменты контроля и мониторинга выработки и потребления электроэнергии с помощью информационных

технологий, средств коммуникации аналитических систем для оценки и принятия управленческих решений в автоматическом режиме (путем применения искусственного интеллекта) с целью повышения эффективности производства предоставляемой электроэнергии, надежности и энергетической безопасности систем генерации и сетевого распределения электроэнергии.

Умная сеть это неструктурированная, разветвленная сеть, объединяющая крупных производителей с большим числом маломощных энергоисточников и оснащенная интеллектуальными датчиками и интеллектуальным динамическим управлением.

Короче, умные сети энергоснабжения — это модернизированные энергосети, которые используют информационные технологии для сбора информации об энергопроизводстве и энергопотреблении, позволяющие автоматически повышать эффективность, надежность, экономическую выгоду, а также устойчивость производства и распределения электроэнергии.

С точки зрения управления при рассмотрении концепции умных сетей речь идет о вертикальной и горизонтальной интеграции существующих систем управления генерированием, сбытом и потреблением электричества путем повышения степени автоматизации и интеллектуализации управления. Реализация умной сети включает три слоя: модернизацию сетевой энергоструктуры, добавление цифрового слоя и преобразование бизнес-процессов, повышающих рентабельность энергосети. Большая часть средств вкладывается в модернизацию электрических сетей, включая автоматизацию подстанций.

Умные сети (smart-grid) должны обладать способностью восстановления после сбоев, активным влиянием на потребителей, возможностью новых подключений малых генерирующих мощностей, в том числе ВИЭ, устойчивостью к кибернетическому вмешательству, наличием узлов хранения электрической энергии, максимальной экологичностью и нацеленностью на сохранение природных ресурсов.

В ЕС умные сети являются средством реализации стратегии 20-20-20, которая предполагает к 2020 г. увеличить на 20% долю ВИЭ и уменьшить на 20% выброс парниковых газов.

Актуальность умных сетей применительно к генерации электроэнергии возрастает в связи с увеличением ее выработки из множества ВИЭ (ветра, солнца, воды, геотермальных источников), что, соответственно, приводит к росту комбинаций при управлении генерирующими мощностями.

Анализ преимуществ и рисков умных сетей приведен в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – SWOT–анализ использования умных сетей

Преимущества	Слабости
Автоматизация производств, сокращение персонала	Зависимость от электроники и информационных технологий
Увеличение безопасности	В случае формирования олигопольного рынка программных и аппаратных решений – зависимость от ограниченного числа игроков и их решений
Более эффективное использование энергетических мощностей	Недостаточная безопасность и надежность. Необходимость выработки единых стандартов большим числом игроков
Возможности	Угрозы
Возможность сокращения расходов	Риск аварий и диверсий
Возможность перехода к новым, улучшенным стандартам планирования производственного процесса	Риск выведения из строя участков инфраструктуры из-за аппаратных сбоев
Возможность перехода к управлению потоками электроэнергии в масштабах крупных территорий в режиме реального времени	Риски, связанные с монопольным положением Китая на рынке редкоземельных металлов (маловероятный риск)

Источник: разработка авторов на основе [1]

Энергосеть, построенная на принципах умной сети, как новая технологическая платформа в области энергетики характеризуется следующими четырьмя ключевыми характеристиками:

1) гибкость – сеть может адаптироваться под нужды потребителей электроэнергии;

2) удобство подключения как для новых потребителей, так и для новых поставщиков электроэнергии;

3) надежность – сеть должна гарантировать защищенность и качество поставки электроэнергии в соответствии с требованиями цифрового века;

4) экономичность, достигаемая путем использования инновационных технологий в управлении и регулировании функционирования энергосети.

Для соответствия этим характеристикам эффективное управление энергетическими потоками и их распределением подразумевает применение современных информационных систем, в частности, применение методологии провайдинга сервисов с помощью специ-

альных маршрутизаторов, что позволит оперативно перераспределять потоки электроэнергии в любом требуемом направлении.

Последствия некачественного энергоснабжения приведены на рис.9.1.



Рисунок 9.1 – Последствия некачественного энергосбережения

Основные подходы к реализации умных сетей. Технология умных сетей подразумевает объединение электрических сетей потребителей и производителей энергии в единую систему, которая в реальном времени позволяет отслеживать, контролировать и управлять режимами работы всех ее участников. Для умных энергосетей характерны следующие положения:

- интеграция энергетических и информационных сетей;
- совершенствование управления электропотреблением в сфере конечного потребления;
- развитие энергосбережения, в том числе в коммунальном секторе;

- создание технологий автономного и мобильного энергоснабжения;

- образование сервисных компаний и, как следствие, смещение центра формирования прибыли от эксплуатации ресурсов к созданию новых энергетических технологий;

- быстрый рост эффективного энергопотребления (полезной работы, выполняемой за счет потребления энергии) благодаря переходу к более качественному использованию различных видов энергии.

Реализация этих положений требует как совершенствования существующих моделей управления ресурсами на макроуровне, так и создания новых для мезо- и микроуровней (предприятий и отдельных домохозяйств), то есть в первую очередь речь идет о распределительных сетях. В понимании зарубежных экспертов именно они должны стать центром развития smart - grid. Здесь намечается широкое внедрение систем распределенной автоматизации (с наделением каждого отдельно установленного устройства интеллектом) в сочетании с расширением коммуникационных возможностей для интеграции отдельных приборов в единую сеть обмена данными.

Одна из главных целей технологии умных сетей заключается в применении малых источников энергии, в первую очередь ВИЭ, которые являются гораздо менее стабильными, чем установки на ископаемом топливе. И требуют более сложных систем регулирования и диагностики. Исходя из этого, создание умных сетей предполагает организацию трех ключевых блоков управления: управление потреблением, управление аварийными режимами, управление сетью в целом. Умные сети требуют внедрения комплекса инновационного оборудования и технологий:

- устройств, позволяющих повысить предел пропускной способности линий электропередачи;

- высоковольтных приборов быстрого регулирования напряжения;

- накопителей электроэнергии на базе мощных аккумуляторов (если в конкретный момент выработка энергии превышает потребление, умная сеть собирает ее и подпитывает сеть, когда в этом есть необходимость).

Для создания умных сетей нужны также интеллектуальные розетки позволяющие обмениваться данными со счетчиками и находить оптимальное время для включения приборов (кондиционеров,

кухонных плит, стиральных машин, сушилок и т.д.), которые к тому же могли бы самостоятельно искать нужную информацию в интернет-сети. К примеру, согласно амстердамскому проекту «умного города» в домах устанавливаются индикаторы, содержащие исторические и фактические данные по потреблению энергии и выявляющие способы экономии ее стоимости, применяются термостаты и автоматические выключатели питания вместо режимов ожидания. Таким образом, умные сети должны в своем составе содержать устройства передачи разнородных по своему составу данных.

Для малого бизнеса, индивидуальных предпринимателей и домохозяйств требуется разработка мобильных решений для аналитических расчетов в целях оптимизации энергопотребления и систем управления расходом электричества в соответствии с концепцией «умного дома», «умного офиса». Это обеспечит постоянный аудит и позволит оперативно реагировать на возникающие проблемы, прогнозировать развитие ситуации. Естественно, что создание полнофункциональных умных энергосетей предполагает изменения в организационной структуре систем управления энергоснабжением и в соответствующих нормативно-правовых актах. Только за счет этого, как свидетельствует опыт США, Канады, Японии и европейских стран, можно сэкономить 10–20% энергоресурсов.

Актуальной становится также задача организации согласованной работы генераторов ВИЭ, накопительных устройств, а также распределенной генерации на органическом топливе на основе АСУ, интегрированных с системами управления (micro-grid) распределительных сетей. Необходимы также новые подходы к созданию энергоинформационных распределительных сетей на основе технологии компьютерных сетей, интернет-сервисов, распределенной генерации и устройств для накопления электроэнергии и управления потоком мощности.

Подходы к созданию интеллектуальных систем для комплексного мониторинга использования энергоресурсов и контроля уровня качества электрической энергии в условиях распределенной генерации требуют выявления факторов и закономерностей, которые необходимо учитывать при функционировании энергетических систем с распределенной генерацией на основе ВИЭ.

Общепринято, что структура умных сетей, как цельного автоматизированного механизма, объединяющего электрические сети, потребителей и производителей электроэнергии, включает в себя следующие составляющие (рис. 9.2).

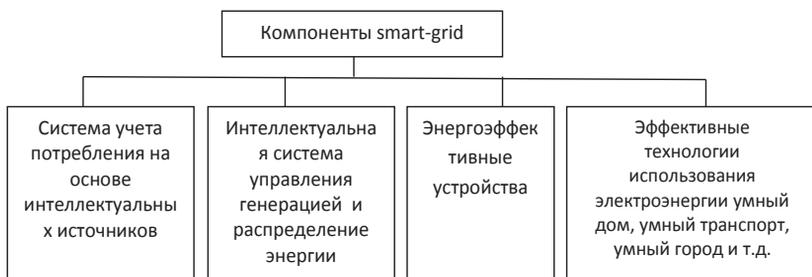


Рисунок 9.2 - Компоненты умных сетей

Инновационная направленность концепции умных сетей дает толчок перехода к новому технологическому укладу в электроэнергетике. Более того, умная сеть должна быть результатом активного взаимодействия государства, энергогенерирующих и распределительных компаний и потребителей, когда всем сторонам одинаково невыгодно нарушать общие правила работы внутри сети и при этом каждый участник получает свою экономическую выгоду. Комплексное осуществление мероприятий по внедрению технологий умных сетей позволит получить большой экономический эффект.

Согласно исследованию международной исследовательской группы «Gartner», в числе 10 основных ИТ-трендов в энергетике (трендов умных сетей) следующие:

- инфраструктура интеллектуальных счетчиков (Advanced Metering Infrastructure);

- единое управление информацией в масштабах всей энергосети;

Компания Microsoft разработала с применением подходов SERA (Smart Energy Reference Architecture) эталонную архитектуру умной системы энергоснабжения.

По данным компании «Infinity», информатизация сектора электроэнергетики позволила достичь следующих результатов:

- сократить затраты на консалтинговые услуги в 2 раза;
- довести до 100% объем отслеживаемых проектных затрат;
- увеличить на 25% точность бюджетов по проекту;
- увеличить на 25% долю проектов без серьезных отклонений;
- увеличить на 27% долю счетов от вендоров с привязкой к конкретному проекту;
- сократить время на формирование отчетности по анализу доходности с 2 дней до 5 минут.

Одну из важнейших ролей в управлении энергосетями начинает играть бизнес-аналитика пространственных и не всегда структурированных данных, поступающих в режиме реального времени от умных счетчиков, каналов взаимодействия с клиентами, источников генерации электроэнергии. Происходит переход от использования в электроэнергетике информационных систем, анализирующих уже свершившиеся факты, к системам прогнозирования, содержащим алгоритмы поддержки принятия решений требует разработки мобильных решений для аналитических расчетов и оптимизации энергопотребления с концепцией умного дома

В целом, сектор электроэнергетики вступает в этап активной цифровой трансформации, аналогично тому, который ранее прошли сектор телекоммуникаций и банковская сфера. Речь идет о биллинговых системах и программно-аппаратных решениях для обеспечения бесперебойности и безопасности технологических процессов.

Традиционная энергетика породила сложную инфраструктуру, состоящую из генерирующих станций, систем передачи и распределения тепловой и электрической энергии, систем оперативно-диспетчерского управления. Возрастающее применение ВИЭ будут менять эту инфраструктуру, приводить к ее частичной децентрализации и требовать все большей информатизации отрасли, перестраивающей ее в умную энергосеть.

Энергосистема Беларуси осуществляет перестройку организации генерации и распределения, обусловленную развитием технологий путем применения ВИЭ и внедрения умных систем управления энергосистемами.

9.2 Факторы эффективности умных энергосетей

Ряд ученых и экспертов [21] анонсировали существенное изменение в структуре энергообеспечения и обосновали планы вовлечения в единые умные сети распределенных источников генерации, включая ветровые и солнечные электростанции. Было обосновано, что для обеспечения эффективности и надежности систем и новых технологий генерации, распределения и потребления электроэнергии необходимо решение следующих задач (рис. 9.3).

Экономические эффекты модернизации энергетической системы на базе умных сетей включают следующие факторы:

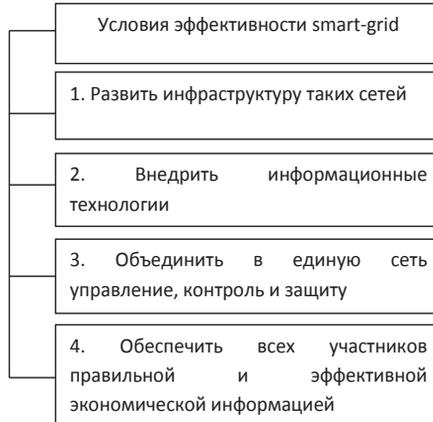


Рисунок 9.3 – Базовые составляющие экономической эффективности умных сетей

- снижение операционных и эксплуатационных затрат энергетических компаний, главные из которых возникают за счет оптимизации производительности электростанций и баланса энергосистемы и уменьшают потери от распределения электроэнергии более чем на 30%;

- снижение затрат промышленных потребителей, в первую очередь, за счет снижения энергопотребления благодаря умному управлению электродвигателями (потребляют 65% электроэнергии в промышленности);

- энергосбережение у бизнес-клиентов за счет мониторинга и активного техобслуживания и управления электрооборудованием, а также внедрения умных счетчиков – основы системы ценообразования в режиме реального времени;

- снижение затрат из-за резкого уменьшения в умных энергосетях перебоев в электроснабжении;

- снижение потребности в энергии домашних хозяйств до 40%.

Подсчеты, проведенные Национальной лабораторией ВИЭ (США) показали, что внедрение умных энергосетей:

- снижает энергопотребление на 10-15%;

- снижает спрос в пиковую нагрузку до 66%.

Для экономики США эффект от перехода на умные энергосети оценен к 2020 г. в 10-15 млрд. долл.

Главным эффектом умных сетей является не только возможность оперативно включать резервные мощности электростанций, в том

числе энергоблоки газовых ТЭС, для компенсации повышенного потребления электроэнергии, но и возможность прогнозировать потребление электроэнергии, то есть, уравнивать потребление и генерацию электроэнергии в автоматическом режиме. По мнению экспертов, в умных сетях заложен потенциал, подобный тому, какой имел Интернет в начале цифровой революции в 1996 году. Технологии умных сетей позволяют сократить потребление электроэнергии на 10—15% для домашних хозяйств (согласно пилотным проектам в Дании за год семья экономит до 200 евро).

Умная сеть должна обеспечивать:

- получение информации от поставщиков электроэнергии о её генерации;

- получение информации от потребителей о расходе электроэнергии;

- управление как производством, так и потреблением электроэнергии;

Однако, при переходе к умным сетям возникают следующие проблемы:

- трудность стыковки умной и обычной энергосети, так как интеллектуализация предполагает установку огромного количества сетевых измерительных устройств, а модернизация существующих электросетей требует огромных затрат как времени, так и финансов;

- необходимость учета различия в подходах модернизации большой и малой энергетики (модернизация крупных объектов будет осуществляться медленными темпами - в ближайшие 50 лет сохранится более 70% существующей энергетической структуры базы). Объекты малой энергетики будут переходить на новый технологический уклад более быстрыми темпами;

- повышенные требования к безопасности данных и необходимость работы с большими данными (Big Data) для повышения надежности систем, содержащих миллионы активных датчиков (smart meters).

Методики оценки ожидаемых эффектов от внедрения умных энергосетей ввиду специфики, новизны и многообразия применения принципов еще не получили должного развития.

Эффективность умных энергосетей можно рассматривать как интегральное взаимодействие на экономику, так и по отдельным группам: производители, дистрибьюторы, потребители.

В качестве основных факторов эффективности умных энергосетей можно рассмотреть следующие:

- повышение степени сбалансированности объемов выработки и сбыта электроэнергии за счет децентрализации функций генерации и управления потоками электроэнергии и информации в энергетиче-

ской системе (интеллектуальные счетчики отслеживают потребление энергии и поддерживают определенные правила потребления в часы пиковой нагрузки и в другое время суток);

- снижение затрат на генерацию, распределение и передачу электроэнергии за счет повышения уровня синхронной работы источников генерации и узлов накопления и хранения электроэнергии (например, зарядка аккумуляторов электромобилей, настроенная таким образом, чтобы аккумулятор начал заряжаться ночью, когда стоимость электроэнергии минимальна);

- обеспечение требуемого качества передаваемой электроэнергии и оперативное устранение последствий неисправностей (способность к самовосстановлению после сбоев в подаче электроэнергии);

- возможность передачи электроэнергии и информации в двух направлениях, что является важным условием для более интенсивного развития распределенной и возобновляемой энергетики;

- активная роль потребителя энергии за счет получаемой им возможности управлять энергопотреблением и влиять на принятие решений по развитию и функционированию энергосистемы (отсюда новое понятие «prosumer», от англ. producer + consumer).

Переход к интеллектуальной энергетике будет сопровождаться существенным снижением темпов ввода новых электростанций и связанной с ними сетевой инфраструктуры для выдачи мощности. Вследствие этого снижение капиталовложений является наиболее значимым системным экономическим эффектом.

Вторым крупным эффектом является снижение топливных затрат электростанций. Так, в США использование технологии умных сетей, позволит стране к 2020 г. посредством «интеллектуальной энергоэффективности» снизить на 22 % текущий объем энергопотребления.

В странах ЕС наиболее активное внедрение умных сетей предполагается в жилищно-коммунальном секторе, так как более 40 % энергетического потребления в Европе приходится на отопление, охлаждение и освещение зданий.

В России эффективность от применения умных сетей рассматривается как фактор повышения надежности при одновременном обеспечении экономической эффективности работы всей энергосистемы.

Кроме того умные энергосети способствуют появлению новых рынков (измерительных устройств), новых игроков (энергосбытовых и других компаний) и нового типа услуг (аналитика по использованию энергоресурсов).

Преимущества умных сетей для Беларуси. Единая энергетическая модель нашей страны представляет собой централизованную систему, в которой большая часть электроэнергии вырабатывается крупными станциями, а затем поставляется потребителям. Ее преимущество состоит в том, что благодаря ограниченному числу генераторов удается достаточно просто поддерживать необходимый баланс между производством и использованием электричества.

При разработке программ по цифровой интеллектуализации отечественной энергетики должна учитываться белорусская специфика: строительство АЭС, диверсификация поставок и видов топливно-энергетических ресурсов, кардинальные меры по энергосбережению.

В качестве первоочередных мер целесообразно создать открытые базы данных по разработкам и примерам создания систем управления энергопотреблением, что ускорит изучение и масштабное применение опыта как крупнейших мировых компаний, так и бытовых систем, развиваемых в рамках концепций «умный город» и «умный дом».

Умная сеть позволит вывести надежность электроснабжения на принципиально новый уровень, одновременно обеспечив высокую экономическую эффективность работы всей энергосистемы. Причем для этого не надо менять сами сети, достаточно лишь установить дополнительное оборудование и таким образом модернизировать отрасль. По различным данным, построение интеллектуальной энергосистемы позволит сократить потери в электрических сетях более чем на 25%, уменьшит потребность в новых мощностях, снизить объем капиталовложений в развитие распределительных и магистральных сетей за счет увеличения их пропускной способности.

Кроме того, перевод электрической сети в формат умной позволит повысить системную надежность электросетевого комплекса, снизить капиталовложения в строительство новых объектов, а также гибко регулировать перетоки мощности, обусловленные изменением генерации и потребления.

В стране осуществляются теоретические исследования и имеется успешный практический опыт: умные счетчики устанавливаются в Беларуси с 2009 г., реализуется масштабный проект интеллектуального управления уличным освещением. В более чем 1,2 тыс. многоквартирных домов в Минске установлены smart-счетчики, которые с помощью SIM-карт передают в расчетный центр данные о потреблении электроэнергии в каждой квартире.

Важным шагом освоения умных сетей является международный проект «Открытые сервисы по энергообеспечению для интеллек-

туальных сетей» (Energy Demand-Aware Open Services for Smart Grid Intelligent Automation – SmartHG), целью которого является разработка экономически эффективного математического обеспечения интеллектуальной системы (автоматизации сбора и обработки данных об использовании энергии в ЖКХ в режиме реального времени). Получение и обработка данных преследует две основные цели: минимизация затрат по энергопотреблению в каждом здании и оптимизация работы оператора распределительной сети (DNO – Distribution Network Operator).

Применение концепции умных сетей в Беларуси целесообразно и по следующим причинам, указывающим на недостатки существующих сетей:

- высокий уровень технических и коммерческих потерь;
- отсутствие инструментальных данных (показаний приборов учета), позволяющих выявить очаги повышенных коммерческих потерь вследствие недостаточного оснащения приборами учета сети 10/0,4 кВ;
- уязвимость сетей 0,4/0,22 кВ в районах индивидуальной жилой застройки, ведущей к безучетному потреблению электрической энергии;
- низкий уровень автоматизации в целом с охватом автоматизированными системами комплексного учета электрической энергии в частности.

Внедрение умных энергосетей в энергетической системе Беларуси даст прямой экономический эффект в повышении надежности и качества энергопотребления. Для увеличения инвестиций в развитие умных сетей необходима соответствующая система сертификации устройств и оборудования и разработка новых требований к технологиям коммуникаций, измерительной инфраструктуре гибридных электрических устройств и информации для выработки и принятия управляющих решений и автоматического управления сетями.

Барьеры и проблемы. Развитие интеллектуальной электрической сети в Республике Беларусь имеет свои отличия от развития аналогичной сети за рубежом. В то время как за рубежом умная сеть – это двухсторонний обмен цифровыми данными между всеми участниками электрической сети, в Республике Беларусь развитие умных сетей предусматривает прежде всего комплексную модернизацию существующей сети.

Основные проблемы, которые препятствуют реализации проектов умных сетей, состоят в следующем:

1. Организационно-управленческие, обусловленные различными ведомственными интересами. Для решения этой проблемы целесообразно формирование структуры для координации проектов цифровизации энергетики как единого целого.

2. Технические, обусловленные необходимостью обслуживать инфраструктуру с сотнями тысяч датчиков, систематизацией и интеграцией различных данных между собой, организацией каналов передачи информации.

3. Безопасные — обеспечение максимальной защиты электроэнергетических сетей в процессе умной модернизации.

Для преодоления этих барьеров требуется разработка соответствующих сценариев в рамках общей стратегии. Учитывая, что в концепции умных сетей выделяются три стадии обновления электроэнергетической отрасли (установка умных счетчиков, автоматическая коррекция напряжения, сверхпроводниковая архитектура), могут рассматриваться следующие сценарии: мониторинга и точечного внедрения отдельных технологий умных сетей; развития существующих и создания новых компетенций в сфере умных сетей; разработки и реализации комплексной национальной программы инновационного развития электроэнергетики на базе концепции умных сетей.

При этом важно учитывать различие подходов в модернизации большой и малой энергетики. Так, крупные объекты, такие как ГРЭС или АЭС, ГЭС или ТЭЦ, менее подвержены радикальным технологическим изменениям, и здесь инновации будут реализовываться медленными темпами (по экспертным данным, в ближайшие 50 лет сохранится более 70 % существующей энергетической структуры базы). То есть будущая энергетика как минимум до конца столетия будет многоукладной, состоящей из всех видов энергоисточников и состава потребляемых энергоносителей. Исходя из этого, современная энергетическая стратегия Беларуси формируется с ориентацией на симбиоз больших энергосистем и индивидуальных электрических умных установок посредством сочетания новых энергетических технологий и ИКТ.

9.3 Синергия ВИЭ и умных сетей

В значительно меньшей степени в научной и специальной литературе освещены вопросы экономической эффективности совместного применения в энергообеспечении концепций ВИЭ и умных сетей. В работе Огорокова Р.В., Задорожного А.В. [52]

представлена классификация видов потенциальных эффектов создания интеллектуальной энергосистемы в российской экономике и методика системной оценки эффектов в элементах технологической энергетической цепочки, обусловленных применением интеллектуальных технологий. В работе Балашова О.В. [5] обосновано применение пошаговой методики оценки рентабельности smart grid проектов, основанная на работе, выполненной EPRI (Electric Power Research Institute – Исследовательский институт электроэнергетики, США).

В ряде работ отмечается, что за счет включения в систему ВИЭ решаются экологические вопросы. Однако важно учитывать, что умная сеть довольно затратная технология, поскольку требует кардинальной модернизации уже сложившейся инфраструктуры, так как каждый новый источник – это фактор нестабильности сети. Сложность оценки экономических эффектов применения ВИЭ и умных сетей объясняется сложным составом систем тепло- и электроснабжения, как по числу используемых энергоносителей, так и по структуре коммуникаций. Так, если система теплоснабжения, как правило, сконцентрирована вокруг жилых центров, то системы электроснабжения охватывают практически все освоенные территории. Повышение эффективности систем теплоснабжения также может быть достигнуто путем применения умных сетей в комплексе с модернизацией инфраструктуры теплоснабжения.

Так, по оценкам ряда экспертов, за счет интеграции коммунальных систем можно снизить потребность в энергии примерно, на 40%. Например в России идея умных сетей в настоящее время выступает в качестве основы концепции формирования интеллектуальной активно-адаптивной сети.

При этом, общим выводом экспертов является вывод о ключевой роли государства в модернизации энергетической системы. Первоначально предполагалось, что посредством государственных субсидий и производителям, и потребителям энергии ВИЭ удастся создать постоянно растущий спрос на установки альтернативной энергетики и существенно увеличить в энергетическом балансе долю «зеленой» энергии. Для достижения этой цели необходимо было обеспечить допуск к системе генерации различных производителей, включая энергоустановки отдельных предприятий и домашних хозяйств. Однако в действительности и солнечная, и ветряная энергия оказались на начальном этапе конкурентоспособными только при наличии субсидий. Тем не менее, интеллектуализация энергосети позволила по-

высить их надежность, значительно снизить стоимость эксплуатации и тем самым стабилизировать цены.

Актуальным является создание и внедрение в комплексе с ВИЭ устройств для накопления энергии. Вследствие чего, потребность в производстве электроэнергии станет меньше, а накопители энергии смогут обеспечивать потребителей энергией в те моменты, в тех объемах и в тех местах, где она нужна, что существенно снизит себестоимость производства товаров и услуг. В этой связи, большинство экспертов определяют накопители энергии и технологии их создания в числе приоритетных технологий для энергетики будущего, так как их создание приведет к более эффективному использованию электричества, позволит провести диверсификацию электросетей, значительно снизить стоимость их технического обслуживания и даже создавать частные мини-сети для местного использования. Так, министерство энергетики США поставило цель создать аккумулятор, себестоимость которого была бы ниже 100 долларов за киловатт-час сохраняемой электроэнергии, что позволило бы энергии ветра или Солнца конкурировать с электричеством, вырабатываемым традиционным способом.

В настоящее время энергосистема Беларуси осуществляет перестройку организации генерации и распределения тепло- и электроэнергии, обусловленную развитием энергетических технологий которые позволяют сделать производство электроэнергии более чистым и менее опасным, снизить потребление углеводородов и выбросы углекислого газа, превратить потребителя электроэнергии в ее производителя, облегчить доступ к электричеству для предприятий и домашних хозяйств.

По данным доклада Всемирного банка «Ведение бизнеса – 2017», Республика Беларусь вошла в десятку ведущих стран по проведению реформ, благоприятных для частной инициативы, заняв 37-ю позицию среди 190. Наиболее значительное повышение в рейтинге произошло по показателю «Подключение к системе электроснабжения» – 24-е место по сравнению с 74-м за предыдущий период. Существенное упрощение этой процедуры было осуществлено за счет внедрения принципа «одного окна» в соответствующих электроэнергетических службах. Экономическая и социальная значимость этой взаимосвязи характеризуется также введенным в 2016 г. дополнительным индикатором: «индекс надежности электроснабжения и «прозрачности» тарифов», охватывающий количественные данные о продолжительности и частоте отключений электроснабжения. Он также отражает качественную информацию о механизмах, с помощью которых

структуры проводят мониторинг перебоев в поставке электроэнергии, контролирует восстановление питания, а также предоставляют услуги по доступу к информации по расчету и применению тарифов. По данному индексу выставлялись оценки от 0 до 8 баллов: чем она больше, тем выше уровень надежности энергоснабжения и прозрачности тарифов. Республике Беларусь присвоено 7 баллов.

Выводы. Постоянно усложняющаяся структура энергосетей в связи с наличием в них большого числа маломощных и непостоянных (СЭС, ВЭС) источников энергии обуславливает необходимость более эффективного управления потреблением электроэнергии и модернизации энергетической инфраструктуры. Решением является применение ВИЭ в комплексе с инструментами умных сетей.

Для совершенствования систем электроснабжения наиболее перспективным решением является умная сеть для обеспечения эффективности и надежности систем. Для внедрения новых технологий генерации, распределения и потребления электроэнергии необходимо решение следующих задач:

- 1) развить инфраструктуру таких сетей;
- 2) внедрить современные информационные технологии;
- 3) объединить в единую сеть управление, контроль и защиту;
- 4) обеспечить всех участников правильной и эффективной экономической информацией.

Организация согласованной работы генераторов ВИЭ, аккумуляторных устройств, а также распределенной генерации на органическом топливе на основе автоматизированных систем управления, интегрированных с системами управления распределительных сетей (micro-grid).

Накопители энергии и технологии их создания в числе самых важных технологий для энергетики будущего, так как их создание приведет к более эффективному использованию электричества, позволит провести диверсификацию электросетей, значительно снизить стоимость их технического обслуживания и даже создавать частые мини-сети для местного использования.

Целью электроэнергетики нового поколения является как надежность и эффективность (экономическая, технологическая и социальная) всей системы энергоснабжения на территории страны, так и ее стимулирующая роль драйвера экономического развития регионов и важнейшего фактора устойчивого развития страны. То есть, реализуется концепция трех «Э» – комплексный энерго-эколого-экономический подхода.

10. МЕЖДУНАРОДНЫЕ И БЕЛОРУССКАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ

«Стратегия (от греч. στρατηγία – «искусство полководца») – способ действий для достижения основной цели с эффективным использованием ресурсов (стратегия становится необходимой в ситуации, когда для прямого достижения цели недостаточно наличных ресурсов)»

Для долгосрочного стабильного обеспечения мировой экономики и населения планеты энергией необходима научно обоснованная и воспринятая мировым сообществом и национальными институтами государственной власти долгосрочная международная энергетическая стратегия, в основу которой должны быть положены глобальные тренды на энергетических рынках.

Когда говорим о международных или национальных энергетических стратегиях и политиках, будем иметь в виду запланированные международные или национальные действия по достижению определенных целей в энергетике (повышение энергоэффективности, переход к ВИЭ и т.д.)

10.1 Международные энергетические стратегии

«Мы намерены укреплять глобальную энергетическую безопасность, действуя по следующим направлениям:

- повышение прозрачности, предсказуемости и стабильности глобальных энергетических рынков;*
- улучшение инвестиционного климата в энергетическом секторе;*
- повышение энергоэффективности и энергосбережения;*
- диверсификация видов энергии;*
- обеспечение физической безопасности жизненно важной энергетической инфраструктуры;*
- сокращение масштабов энергетической бедности;*
- решение проблем изменения климата и устойчивого развития»*

Петербургский план действий G8, 2006 г.

Международные энергетические стратегии формируются мировым сообществом посредством международных организаций и слу-

жат ориентиром для национальных правительств при формировании национальных энергетических стратегий. Международные организации исходят из стратегических целей глобального устойчивого развития (цели тысячелетия ООН), и, формируя механизмы их достижения, включают энергетический компонент. Именно так сделано в белорусской НСУР-2030. Разумеется, международные энергетические стратегии определяются границами возможных действий международных организаций и принимаемых согласованных решений в зависимости от конкретных условий развития мировой экономики и с учетом национальных интересов, которые могут не совпадать.

Миссия международных энергетических стратегий – максимально эффективное использование природных топливно-энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для роста мировой экономики и повышения качества жизни населения планеты.

Международные энергетические стратегии можно рассматривать как общий комплексный план развития мирового энергетического сектора, обеспечивающий осуществление миссии и достижение стратегических целей.

Международная энергетическая стратегия должна обязательно включать в себя три компонента:

- 1) долгосрочную цель и задачи мирового энергетического сектора, которые определяют направление развития сектора;
- 2) действия, направленные на достижение поставленной цели;
- 3) распределение финансовых, человеческих, материальных и интеллектуальных (базы данных, ноу-хау, патенты, лицензии, и т.д.) ресурсов.

Отличительная особенность международных энергетических стратегий заключается в том, что их формирование не завершается каким-либо немедленным действием, а устанавливает общие направления, продвижение по которым обеспечит развитие и укрепление мирового энергетического сектора, энергетической безопасности.

Роль международных энергетических стратегий состоит в том, чтобы сосредоточить внимание национальных правительств на провозглашенных мировым сообществом целях и направлениях и с учетом национальных интересов и возможностей, сформулировать национальную энергетическую стратегию и энергетическую политику.

При формировании национальных стратегий применяются как международные стратегии, так и прогнозные глобальные тренды и ориентиры. Некоторые параметры, например энергоэффективность,

в один момент могут служить ориентирами, а в другой — станут стратегией: возникает иерархия то, что на верхних уровнях управления является стратегией или трендом, на нижних превращается в ориентиры.

При формировании международной энергетической стратегии нельзя предвидеть все возможности, которые откроются при реализации адекватных ей национальных энергетических проектов. Поэтому приходится пользоваться обобщенной, неполной и неточной информацией о различных альтернативах. Однако как только формируются конкретные национальные стратегии, появляется и более точная информация. Правда она может поставить под сомнение обоснованность первоначального международного стратегического выбора. Поэтому успешное формирование международной мировой энергетической стратегии невозможно без обратной связи.

Обобщение и критический анализ современных документов, касающихся мировой энергетики дает возможность раскрыть сущность международной энергетической стратегии в следующей формулировке.

Международная энергетическая стратегия - это инструментальная модель будущего глобального энергетического сектора в долгосрочной перспективе, стремление к воплощению, которого, заставляет международные организации и национальные правительства действовать определенным образом (интегрированная модель действий), используя определенные принципы поведения.

Международная энергетическая стратегия разрабатывается на десятки лет вперед, конкретизируется в различного рода международных и национальных проектах, программах, практических действиях, региональных договорах и реализуется в процессе их выполнения. Значительные затраты труда и времени необходимые для создания стратегии, не позволяют ее часто менять или серьезно корректировать. Поэтому она формулируется в достаточно общих выражениях.

Увеличение роли международных организаций в формировании глобальных энергетических стратегий. Наибольшее значение для формирования международных стратегий имеют следующие формальные и неформальные институты, каждый из которых имеет экспертные организации для анализа глобальных энергетических трендов.

Группа G20. Группа двадцати создана 19 ведущими странами мира и ЕС в 1999 г. для совместного обсуждения вопросов глобальной экономики, Создание G20 стало ответом на финансовый кризис 1998 г. Однако G20 не концентрируется только на вопросах формирования новой мировой финансовой архитектуры — в ее поле зрения вопросы

содействия более качественному функционированию международных сырьевых и энергетических рынков.

ОПЕК. Главная цель ОПЕК – Организации стран-экспортеров нефти, в которую входят 12 стран: Иран, Ирак, Кувейт, Саудовская Аравия, Венесуэла, Катар, Ливия, ОАЭ, Алжир, Нигерия, Эквадор, Ангола, – как международной организации – обеспечение стабильных поставок нефти. Для этого ОПЕК принимает на себя ряд обязательств по крупным инвестиционным программам, а также для достижения стабильности цен регулирует добычу нефти.

В последнее время из-за чрезмерного влияния спекулятивной активности на энергетический рынок ОПЕК призвал к большей открытости и совершенствованию механизма регулирования сырьевых рынков. В условиях сохраняющейся нестабильности мировой экономики, и в связи с серьезными проблемами с прогнозированием экономической активности стран, особенно в среднесрочной перспективе, ОПЕК призывает к конструктивному диалогу всех производителей нефти.

ОПЕК формирует в общественном сознании понимание того, что низкий уровень цен на нефть не является позитивным фактором всех участников мирового рынка, т.к. ведет к снижению инвестиций в энергетику и тем самым создает угрозу для стабильных поставок в будущем. Любой источник энергии, каждая энергетическая технология и проект имеют свой уровень рентабельности и цен, ниже которых отсутствует целесообразность их реализации.

ОПЕК выступает за диверсификацию мирового топливно-энергетического баланса, в том числе за счет развития атомной энергетики и ВИЭ, но при этом надеется на предсказуемый характер развития новых энергетических технологий.

Одна из задач ОПЕК – составление прогнозов развития мировой экономики и мировой энергетики [123], на основе предположения о том, что весь анализируемый период времени номинальная цена нефти будет находиться в определенном диапазоне. Ценовое предположение является принципиальным для ОПЕК, так как показывает заинтересованность стран-экспортеров нефти в стабильных и приемлемых для всех участников мирового рынка ценах на нефть. Эксперты ОПЕК отмечают, что ценовой диапазон является именно предположением для сценариев развития, а не долгосрочным прогнозом.

МЭА (IEA) Международное энергетическое агентство. В первой половине 1970-х гг., когда возник энергетический кризис в резуль-

тате эмбарго, предпринятого группой стран-экспортеров нефти на ее поставку большому числу развитых государств, последние в целях снижения негативных последствий этого шага и обеспечения своей энергетической безопасности пошли на объединение своих усилий в этом направлении и создали Международное энергетическое агентство (МЭА). Повышение уровня энергетической безопасности путем осуществления коллективных мер, в частности, путем создания стратегических резервов нефти на случай перерывов в нефтеснабжении из внешних источников и снижение энергоемкости экономики явились главными целями создания МЭА и продолжают оставаться важнейшими направлениями ее деятельности в настоящее время.

В настоящее время МЭА объединяет 23 государства. Уже на первых этапах деятельности МЭА в рамках стратегии совместных действий был принят ряд решений, направленных на повышение уровня энергетической безопасности стран-членов, входящих в эту организацию. К основным из них относятся следующие:

1. Решение о создании стратегических резервов нефти. Каждой страной должен создаваться резерв нефти, эквивалентный трехмесячному объему необходимого ей импорта. Если в каком либо государстве, входящем в эту организацию, будет ощущаться дефицит нефти, государства-партнеры восполнят этот дефицит за счет сокращения своих стратегических запасов нефти или за счет уменьшения внутреннего потребления топлива.

2. Укрепление энергетической безопасности страны МЭА. В первую очередь энергетической безопасности стремятся достичь за счет повышения энергоэффективности, для этого внедряются меры законодательного характера, обязывающие потребителей повышать эффективность использования топлива и энергии в соответствии с установленными нормативами и стандартами. К таким мерам относятся штрафные санкции, применяемые к расточительным энергопотребителям; дифференцируемая система налогообложения в зависимости от степени эффективности использования энергии; государственное субсидирование широкого спектра мероприятий в сфере экономии энергии.

3. Оптимизация использования собственных энергетических ресурсов, включая ВИЭ. Это в определенной мере, способствует повышению уровня энергетической обеспеченности.

4. Развитие и усиление гибкости международных энергетических рынков и повышение конкуренции на них.

5. Диверсификация поставок различных видов органического топлива и энергии от всевозможных государств-экспортеров.

6. Надежность работы систем энергоснабжения.

В связи с тем, что интенсивная добыча, переработка и транспортировка нефтепродуктов и газа приводят к большой нагрузке на природную среду, одна из главных задач международных энергетических организаций – устойчивое развитие энергетической отрасли с высоким уровнем природоохранных мероприятий.

Усиление роли государств и ТНК в регулировании энергосектора. Расширение участия ТНК в нефтяной и горнодобывающей промышленности развивающихся стран с середины 80-х гг. позволило увеличить добычу полезных ископаемых, но в то же время снизило долю природной ренты, оставляемой в странах владельцев недр. Данный процесс объяснялся существенным ослаблением роли государственных предприятий и значительным снижением налоговой нагрузки на частные ТНК.

В начале XXI в. начался обратный процесс – возвращение добычи ресурсов в руки государства и национальных компаний с целью повышения государственной доли природных ресурсов. Экспансия национальных нефтяных компаний (ННК) привела к существенному изменению – **концентрации добычи в руках государства и ужесточению фискальной политики.**

Цели создания всех ННК – гарантированное поступление нефтяной ренты в бюджеты своих стран для проведения социально-экономической политики устойчивого развития, возможность государства влиять на ситуацию в отрасли через конкуренцию с вертикально интегрированными международными нефтяными корпорациями, а также принимать участие в масштабных международных проектах.

Наиболее ярко эти цели проявились в Китае, опыт которого по разработке и реализации национальной нефтяной стратегии имеет большое значение. Правительство КНР придает особое значение развитию международного энергетического сотрудничества, которое ориентировано на стратегически важные регионы, богатые нефтегазовыми ресурсами (Ближний Восток, Средняя Азия, Россия, Африка). Стремясь повысить уровень государственного контроля за энергетическими рынками и поддержать китайские ННК, большая часть государственных нефтяных активов была переведена в две вертикально интегрированные компании – Китайскую национальную нефтяную компанию (China National Petroleum Corporation – CNPC) и Китайскую нефтехимическую корпорацию (China Petrochemical

Corporation – Sinopec). Крупнейшей государственной компанией стала также Китайская национальная офшорная нефтяная компания (China National Offshore Oil Corporation – CNOOC), на которую приходится также 10% внутреннего производства нефти. В 2000-2002 гг. Sinopec, CNPC и CNOOC разместили свои акции на фондовом рынке: миноритарные пакеты приобрели ExxonMobil, BP, Shell.

Увеличение доли, так называемой «собственной» нефти, которая добывается китайскими компаниями на зарубежных территориях, – одна из существенных позиций в структуре импорта КНР. CNPC, владеющая 80% зарубежных активов, представлена в 29 странах мира. Крупнейшими активами КНР (CNPC, Petro China) владеет на территории Казахстана и Судана, на которые приходится, около 60% добываемой Китаем за рубежом ”собственной” нефти. В арабском регионе Китай имеет доступ к нефтяным активам Алжира и Сирии. Иранское законодательство запрещает иностранным инвесторам приобретать нефтяные активы, поэтому КНР, получившая право на разработку крупнейшего месторождения Ядавран и Северный Азадеган, в будущем станет одним из главных покупателей иранской нефти.

Быстрое расширение масштабов деятельности ННК изменило конкуренцию в нефтяном бизнесе. В период 1995-2005 гг. количество ННК, активно выступающих на зарубежных рынках, возросло с 6-ти – JNOC, Statoil, KPC, KNOC, CPC, Petrobras – до 28, а число принимающих стран – с 88 до 230 соответственно. В этот период объем добываемой за рубежом нефти крупнейшими ННК вырос почти в 25 раз. Деятельность наиболее активной пятерки ННК (Petrobras, CNPC, Sinopec, ONGC и CNOOC) сегодня затрагивает 85 зарубежных стран. Заметно возросла международная активность российских компаний – Газпрома и Роснефти. Основное конкурентное преимущество ННК – наличие у них значительных углеводородных запасов: с 2008 г. ННК контролируют 88% мировых запасов нефти.

Фактором, усиливающим конкурентные преимущества ННК, являются их стратегические цели связанные с экономическими интересами государства. ННК получают большие доли в совместных проектах, пользуются различными льготами при осуществлении разведки и добычи углеводородов на территории своих государств.

Степень транснационализации нефтяных компаний из развивающихся стран и стран с переходной экономикой пока значительно ниже, чем западных. Из четырех крупнейших компаний этой группы – Saudi Aramco, NIOC, Pemex, Газпром, на которые приходится около 24% мировой добычи, в 2005 г. только последний производил сколько-нибудь

значительную добычу за рубежом. Напротив, три крупнейшие частные западные компании (Exxon Mobil, BP, Royal Dutch/Shell) около 70% добычи осуществляли на зарубежных месторождениях. Расширение зарубежной деятельности ННК сдерживается рядом обстоятельств: невозможностью установить контроль над добычей углеводородов в крупнейших мировых нефтяных центрах (Ближний Восток, Россия, Латинская Америка), и, следовательно, повысить эффективность производства за счет оптимального размещения ресурсов и достижения независимости от негативных политических событий.

Несмотря на рост конкурентных преимуществ ННК, в качественном отношении крупнейшие западные нефтяные компании пока не утратили своего технологического лидерства, которое опирается на современные технологии, квалифицированный персонал и высокое качество менеджмента.

Принимая во внимание долгосрочную тенденцию возрастания роли нетрадиционной нефти в мировой нефтедобыче, ужесточение экологических требований и недостаточность опыта и технологических возможностей у некоторых ННК для разработки трудноизвлекаемых запасов, можно предположить, что этот технологический разрыв будет сохраняться, однако конкуренция между частными ТНК и ННК будет дополняться сотрудничеством в указанных сферах.

Среди латиноамериканских стран особого внимания заслуживает нефтяная политика Венесуэлы. В 2005 г. правительство этой страны приняло решение отдавать приоритет в разработке залежей инвесторам из Латинской Америки и Карибского бассейна, а позднее подключило Китай, Россию и Беларусь. В 2007 г. был подписан указ о национализации нефтяных месторождений, находящихся под контролем корпораций из США, Франции, Норвегии и Великобритании, что уменьшило долю западного капитала в разработке нефтяных залежей и одновременно расширило присутствие Китая, России и Беларуси в нефтедобыче страны. Результатом такой политики стало вытеснение частных ТНК из нефтяного комплекса Венесуэлы, в частности отказ в добыче тяжелой нефти в районе Ориноко крупнейшим западным компаниям – ExxonMobil, ConocoPhillips, BP и Total. Аналогичные процессы происходили в Боливии и Эквадоре. В 2006-2007 гг. в Боливии прошла национализация нефтегазовой отрасли страны. В Эквадоре в это же время были приняты законы, по которым доля государства при добыче нефти должна составлять не менее 50%, а прибыль, остающаяся у иностранных компаний, – не более 1%.

Произошли также изменения в нефтяном секторе стран СНГ: в 2006 г. пересмотрены условия соглашения о разработке нефтегазового блока «Сахалин-2» консорциумом Sakhalin Energy (Shell, Mitsui и Mitsubishi), что привело к передаче Газпрому 50% плюс одна акция проекта за 7,45 млрд. долл., рыночная стоимость которого, по некоторым оценкам, превышает 20 млрд. долл. В 2007 г. в результате приобретения Газпромом 62,59% акций компании RUSIA Petroleum, а также 50%-го пакета в Восточносибирской газовой компании компания ТНК-ВР потеряла право на разработку Ковыктинского газового месторождения. Доля российского государства в нефтедобыче в течение прошедшего десятилетия была доведена с 30% до 50%.

В 2003 г. в Казахстане был принят новый закон «Об инвестициях», который лишил иностранных инвесторов ранее предоставленных преференций, а также разработан пакет мер по ужесточению инвестиционного климата в энергетической сфере. В 2007 г. принят новый закон о недропользовании, позволяющий в одностороннем порядке менять контракты, а также разработано приложение в виде списка «стратегических» проектов в нефтегазовой сфере.

Новый мировой тренд — усиление роли государства в энергетическом бизнесе усложнил доступ западных компаний к ресурсам и привела к уменьшению зависимости от развитых стран. Новый мировой тренд изменил национальные режимы регулирования инвестиций в добычу энергетических ресурсов — они стали менее благоприятными для иностранного капитала. Произошла концентрация углеводородных ресурсов (около 80%) в руках ННК нефтедобывающих государств. Концентрация добычи ресурсов в руках государства позволила улучшить собираемость доходов от их продажи, предотвратила отток доходов их отток, а также самих ресурсов за рубеж. Странами с закрытым доступом к разработке месторождений для зарубежных компаний признаны: Китай, Иран, Мексика, Мьянма, Россия, Саудовская Аравия.

Это естественно привело к глобальному перераспределению доходов в пользу стран, на территории которых расположены крупнейшие месторождения энергоносителей, дало возможность привлекать капитал и технологии для освоения более затратных месторождений, а также в отрасли, производящие продукцию с большей долей добавленной стоимости.

Безусловно для экономик нефтедобывающих стран проводящих такую политику существует и ряд опасностей — потеря стимулов для завоевания технологического лидерства в данной сфере, снижение

качества менеджмента и транспарентности ННК, неэффективное использование получаемых доходов.

Устойчивое развитие. Принцип устойчивого развития формировался в ходе осознания обществом проблем состояния природной среды. Это — конструктивная реакция общества на наблюдаемые и активно освещаемые в научных публикациях и средствах массовой информации процессы деградации природы под усиленным антропогенным давлением. Концепция устойчивого развития явилась логическим итогом научного анализа, начинавшегося в 1970-е гг., когда вопросам ограниченности природных ресурсов, а также загрязнения природной среды, было посвящено большое количество научных работ. Исходя из того, что человечество выживет как вид только в том случае, если сумеет установить такое равновесие между собственной жизнедеятельностью и возможностями биосферы, которое не просто сохраняло бы живой мир, но позволяло бы постоянно воспроизводить возобновляемые ресурсы планеты и обеспечивало экономное использование не возобновляемых ресурсов как минимум до тех пор, пока широкий выход человека в Мировой океан и космическое пространство не откроют перед ним новые резервы энергетических ресурсов.

Устойчивое развитие и устойчивое потребление углеводородных ресурсов — одна из основных мировых и особенно национальных энергетических стратегий.

10.2 Белорусская энергетическая стратегия

*«Интеграция ядерной и альтернативной
с минимальным участием углеводородной энергетики —
в умные энергосберегающие сети —
императив белорусской энергетической политики»
Авторы*

Понятие энергетическая стратегия страны означает комплексную программу согласованных мероприятий, нацеленную на достижение поставленных государством приоритетных целей. Под энергетической стратегией страны понимается документ, в котором сформулированы и конкретизированы цели и задачи развития энергетического сектора страны на средне- и долгосрочный периоды. При этом должны быть определены: приоритеты, ориентиры и механизмы государственной

энергетической политики; факторы развития энергетического сектора; а также приведен анализ текущего состояния и мировых тенденций развития энергетики.

При этом, как показывает мировой опыт, устойчивое функционирование энергетической отрасли, не может быть обеспечено чисто рыночными методами, а требует государственного регулирования при одновременном следовании следующим базовым принципам:

- диверсификация структуры энергобаланса и поставщиков энергоносителей;

- надежность энергоснабжения по доступным ценам путем создания конкурентного рынка;

- энергоэффективность, понимаемая как наиболее рациональное использование генерируемой энергии;

- системы генерации и использования энергии должны соответствовать экологическим нормам и стандартам.

Формирование национальной энергетической стратегии является многозадачной и сложной проблемой, инструментами реализации которой являются:

- материально-техническое снабжение;

- кредитная, налоговая и ценообразующая системы;

- внешнеэкономическая деятельность;

- контрольно-надзорная система;

- государственные материальные резервы.

Национальная энергетическая стратегия формируется на основе анализа текущего и прогнозируемого энергопотребления с учётом заданий по энергосбережению и соблюдения индикаторов энергетической безопасности. Топливо-энергетический баланс страны должен быть экономически обоснованным и диверсифицированным по видам ресурсов. Рост энергоэффективности в современных условиях достигается как путем энергосбережения так и за счет все более широкого использования ВИЭ (гидро, ветро, геоло и других). Исходя из роста энергопотребления и мировых тенденций все большего использования ВИЭ при одновременном проведении мероприятий по энергосбережению при формировании национальных энергетических стратегий необходимо учитывать следующие ключевые факторы (рис.10.1).

От стабильной и эффективной работы энергетической отрасли Беларуси, обеспечения надежного и бесперебойного энергоснабжения зависит работа всех других отраслей народного хозяйства республики, комфорт и благополучие населения. Тем более, что устойчивое

развитие как приоритет для большинства государств мира предполагает выработку энергии во все возрастающих масштабах, а энергетика является одновременно производственной и базовой инфраструктурной отраслью экономики.



Рисунок 10.1 – Взаимосвязь факторов влияния на формирование белорусской энергетической стратегии

Главная цель энергетической стратегии Беларуси, согласно государственным актам, является создание устойчивой и способной к саморегулированию системы обеспечения энергетической безопасности с учетом оптимизации территориальной структуры производства и потребления топливно-энергетических ресурсов.

Стратегической целью развития топливно-энергетического комплекса Беларуси является удовлетворение потребностей экономики и населения страны в энергоносителях на основе их максимально эффективного использования при снижении нагрузки на окружающую среду. На достижение этой целью направлена Государственная программа «Энергосбережение» на 2016 – 2020 годы, утвержденная Постановлением Совета Министров от 28 марта 2016 года №248. Целевые показатели – понижение энергоемкости ВВП к 2021 году на 2 % к уровню 2015 года и достижение объема производства первичной энергии к потреблению ТЭР не менее 16 %.

Рост потребности в электроэнергии на 2,2% ежегодно в мире является одной из основных тенденций на мировом энергетическом рынке. Поэтому в белорусской энергетической стратегии электрическая энергия как наиболее универсальный, удобный и управляемый энергоноситель должна занять важнейшее место.

Интегрированные электроэнергетические системы — это будущее белорусской энергетики, ядро которой умные электросети с системами накопления энергии, на базе аккумуляторных батарей нового поколения, темпы роста которых в 2016 г. достигли 50% [92]. Электричество становится основным источником конечного потребления энергии. В решении задач модернизации энергетической стратегии Беларуси важно применять опыт передовых государств и корректировать национальную энергетическую стратегию в соответствии с целями и приоритетами международного устойчивого развития и с учетом тенденций, сложившихся в мировой энергетике. Важнейшей из них является переход на использование ВИЭ и технологий умных сетей путем повышения роли информационных технологий в управлении энергосистемами.

МЭА (IEA) ставит цель — 74% электрогенерации ВИЭ, 15% - АЭС, 7% — электростанции на ископаемом топливе с УХУ, остальное — электростанции на газу [92].

Формирование эффективной белорусской энергетической стратегии включает как отраслевые, так и функциональные сферы деятельности, а также сопряженные обеспечивающие отрасли.

Для функционирования и развития предприятий энергетического сектора и его ключевых сегментов (топливная промышленность, электроэнергетика, нефте- и газопроводы, единая электросеть) составляются топливно-энергетические балансы, проводится строгая государственная политика в соответствии с государственной энергетической стратегией.

Наиболее существенное влияние на формирование белорусской энергетической стратегии оказывают: дефицит первичных источников энергии, растущие требования к энергетической безопасности, постоянный рост требований к надежности, к качеству и стоимости электроэнергии, недостаток эффективных схем применения ВИЭ, квалифицированных кадров, требования экологической безопасности функционирования энергетических объектов.

Белорусская энергетическая стратегия должна быть научно обоснована и воспринята населением, бизнесом и государственными структурами. Опираясь она должна на глобальные тренды.

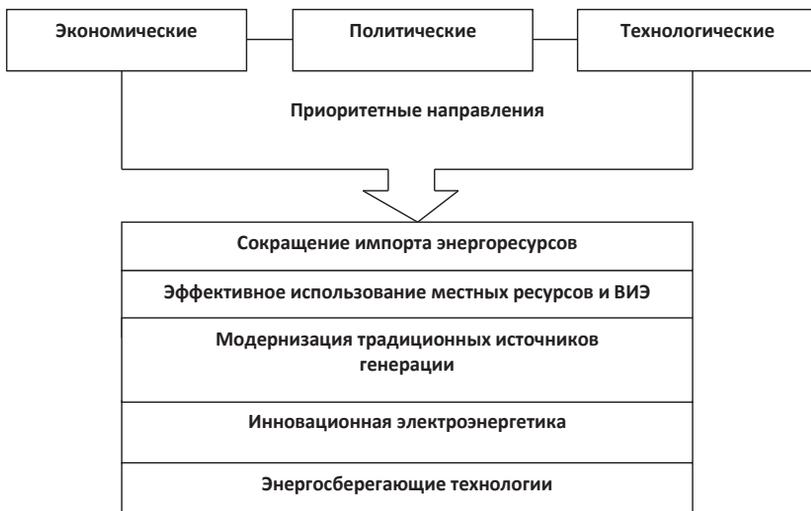


Рисунок 10.2 – Составные части и приоритетные направления национальной энергетической стратегии

К числу главных составляющих национальной белорусской энергетической стратегии относят (рис. 10.2):

- управление государственным фондом природных ресурсов в целях эффективного использования местных ресурсов и ВИЭ;
- программы развития внутренних энергетических рынков;
- механизмы формирования рационального энергетического баланса;
- внешнюю энергетическую политику, нацеленную на сокращение импорта энергоресурсов;
- энергетическую политику в разрезе регионов;
- инновационную и научно-техническую политику в энергетике, ориентированную на энергосберегающие технологии и умные электросети;
- социальную политику в энергетике.

Исходя из своего назначения, энергетическая стратегия включает в себя две части: внутренняя стратегия и внешняя стратегия.

Внутренняя стратегия ориентирована на контроль и управление энергетическими ресурсами внутри страны, разведку и освоение энергетических ресурсов на территории страны, на обеспечение

потребностей в энергетических ресурсах для развития экономики страны, а также на безопасность энергетических ресурсов, реструктуризацию баланса энергетических ресурсов, повышение уровней энергоэффективности и энергосбережения, охрану окружающей среды и другие вопросы.

Внешняя стратегия нацелена на обеспечение стабильного импорта энергии, надежных поставок по рациональным ценам, стремление к обеспечению политических, экономических интересов и интересов безопасности страны.

Различные государства в силу особенностей их энергетического потенциала и стратегии, как правило, имеют немалую специфику в своих энергетических стратегиях. Очевидно, что для стран-потребителей энергоресурсов энергетическая стратегия в первую очередь связана с обеспечением бесперебойных долгосрочных поставок энергоресурсов по разумным ценам, включая развитие возобновляемых источников энергии. В то же время, цели энергетической стратегии стран-экспортеров энергоресурсов связаны с сохранением энергетического суверенитета над своими ресурсами, обеспечением стабильного и долговременного характера поступлений от экспорта энергетических ресурсов, увеличением инвестиций в ТЭК и т.д. В целом, повышение эффективности энергетической политики достигается за счет применения новых технологий производства энергии с улучшенными экологическими характеристиками.

В целом, в структуре стратегии развития энергетической отрасли базовыми являются следующие основные разделы:

- энергосбережение и повышение энергоэффективности,
- обеспечение энергетической безопасности,
- развитие ВИЭ,
- развитие биоэнергетики,
- атомная энергетика;

а также следующие специальные:

- ввод в действие энергосберегающего оборудования, приборов и материалов, парогазовых, газотурбинных и газопоршневых установок для производства электрической и тепловой энергии, отвечающих передовым требованиям науки и техники в данной области;
- развитие электромобилей и гибридных автомобилей; разработка банка перспективных энергетических технологий;
- внедрение современных стандартов производства и потребления электроэнергии;

– совершенствование систем учета и контроля энергоресурсов и энергопотребления, в том числе охват потребителей электрической энергии «умными» счетчиками, поквартирная установка теплосчетчиков на объектах нового строительства;

– снижение удельных затрат на производство электрической и тепловой энергии за счет модернизации неэкономичных, морально и физически устаревших основных производственных средств ТЭК.

Белорусская энергетическая стратегия должна формироваться на основе анализа текущего и прогнозируемого энергопотребления с учетом заданий по энергосбережению и соблюдения индикаторов энергетической безопасности. Топливный баланс страны должен быть экономически обоснованным и диверсифицированным по видам ресурсов.

Естественно, что для разработки стратегии должна быть проведена оценка перспективных энергетических нагрузок по основным отраслям и территориям с привязкой к магистральным тепловым и электрическим сетям, т.е. комплексно по всей цепочке «выработка - сети — потребление с учетом местных особенностей. Резервы повышения эффективности имеются во всех узлах и звеньях энергетической системы и у потребителей.

Ориентиры белорусской энергетической стратегии представлены на рис 10.3.

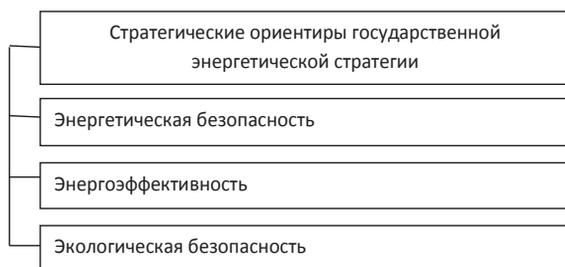


Рисунок 10.3 – Ориентиры белорусской энергетической стратегии

При формировании белорусской энергетической стратегии следует учитывать следующие базовые составляющие (рис. 10.4)

В формировании энергетической стратегии необходимо выделить следующие основные этапы (рис.10.5.)

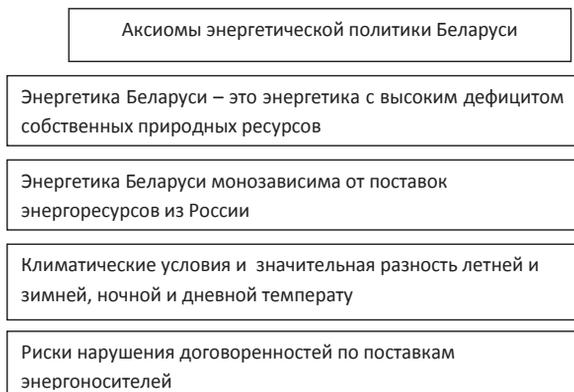


Рисунок 10.4. – Аксиомы белорусской энергетической стратегии



Рисунок 10.5 – Этапы формирования энергетической стратегии

Эффективная реализация белорусской энергетической стратегии направлена на то, чтобы снизить энергоемкость промышленной продукции и приблизить этот показатель к уровню европейских стран.

Потребности Республики Беларусь в электрической и тепловой энергии могут быть обеспечены за счет:

- реконструкции имеющихся мощностей на органическом топливе и строительства новых современных энергоустановок;
- расширения использования местных и возобновляемых энергоресурсов;
- повышения энергоэффективности и использования имеющегося потенциала энергосбережения;

- ввода альтернативных энергоисточников на ядерном топливе.

Учитывая, что, в целом, энергия ВИЭ остается пока еще дороже традиционной, но в ряде областей применение ВИЭ оказывается конкурентоспособным за счет сокращения потерь в сетях передачи энергии, то для национальной энергетической стратегии необходимы исследования по определению масштабов применения ВИЭ в средне- и долгосрочной перспективе, и достижения целей энергоэффективности путем применения умных сетей и созданием энергоэффективных домов и производств.

Учитывая определяющую роль энергетики в экономике, огромный объем затрат, необходимых для создания новых энергетических технологий, и высокую стоимость энергетической инфраструктуры, очень важно ясно представлять реальные возможности различных источников энергии, их технологические ниши и практические перспективы. Главный вопрос сводится к тому, как выстроить оптимальную структуру диверсификации источников и энергопотребления, которая бы позволила, с одной стороны, ВИЭ, а, с другой, минимизировать инвестиционные риски, связанные с необходимостью закупать энергию от ВИЭ значительно дороже ее себестоимости.

В соответствии с НСУР-2030 стратегической целью развития энергетического комплекса Беларуси является удовлетворение потребностей экономики и населения страны в энергоносителях на основе их максимально эффективного использования при снижении нагрузки на окружающую среду. В Мероприятиях по выполнению Программы социально – экономического развития Республики Беларусь на 2016 – 2020 годы перед энергетической отраслью поставлены задачи по дальнейшему развитию предприятий энергетики, сокращению импорта энергоресурсов и повышению экспортных возможностей в сфере энергетики.

Приоритетными стратегиями достижения устойчивого развития энергетики республики до 2030 г. являются: внедрение энергоэффективных технологий; использование атомной энергии, возобновляемых источников энергии (ВИЭ); формирование оптового электроэнергетического рынка; снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, а также применение инновационных методов и инструментов управления электроэнергетическими комплексами и сетями.

В то же время для энергетики Беларуси проблема снижения энергопотребления может вступить в противоречие с необходимостью увеличить местное потребление и экспорт электроэнергии в связи с вводом в эксплуатацию в 2020 г Белорусской АЭС, что создаст пе-

реизбыток электроэнергии. Для разрешения этого противоречия предполагается создание вблизи АЭС новых энергоэффективных производств, а также внедрение в управление электроэнергетической отраслью принципов концепции умных сетей с тем, чтобы обеспечивать эффективное распределение электроэнергии. Естественно, что эти обстоятельства, а также мировые тенденции роста мощности и эффективности ВИЭ, требуют соответствующей корректировки энергетической стратегии Беларуси.

Представляется, что цель такой корректировки состоит в переходе от преимущественно мер энергосбережения для повышении энергоэффективности к инновационной фазе развития отечественной электроэнергетики путем замены отдельных технических улучшений системными, связанными в первую очередь с повышением качества управления энергоресурсами как на уровне государства и отрасли, так и на уровне предприятий и домашних хозяйств. Дело в том, что простые меры энергосбережения в повышении энергоэффективности уже близки к исчерпанию и необходим переход к инновационной фазе.

Огромный объем затрат, необходимых для создания новых энергетических технологий, и высокая стоимость энергетической инфраструктуры ограничивает реальные возможности и практические перспективы энергоснабжения.

Формирование белорусской энергетической стратегии основывается как на особенностях национальной энергетики, так и на анализе мировых тенденций в энергетике, к числу которых мы отнесли следующие:

- отставание темпов потребления энергии от темпов экономического роста в развитых странах: после многих десятилетий непрерывного роста энергопотребления, в наиболее развитых странах экономический рост оторвался от «кривой» потребления энергии за счет повышения энергоэффективности;

- изменения в энергетическом балансе, связанные с переходом от твердых и жидких видов минерального топлива к газу, атомной энергии и ВИЭ (темпы роста энергии от ВИЭ превышают темпы роста производства энергии на основе газа, нефти, угля);

- развитие систем передачи, распределения и потребления электроэнергии в направлении интеллектуализации и повышения доступности для потребителей энергетической инфраструктуры, в том числе, за счет интеллектуального подключения предприятий и индивидуальных потребителей к электросетям (умные счетчики);

- переход от техногенного (природоразрушающего) развития энергетики к природосохраняющему, требующему строгого учета экологических ограничений и являющегося потому важнейшим фактором устойчивого развития;

- разделение услуг по генерации, передаче и распределению электроэнергии между различными операторами (формирование умных цепочек производство-распределение-потребление);

- децентрализация энергоснабжения, в том числе на основе новых технологий накопления энергии, которые могут кардинально изменить системы электроснабжения.

Эти тенденции характерны для всех стран и под их воздействием структура энергопотребления изменяется и все больше отличается в развитых и развивающихся странах. К примеру, такие страны, как США, Канада, Англия, Германия и Япония постоянно повышают долю альтернативных источников энергии в общем энергопотреблении, в целях снижения зависимости экономики от импорта нефти и газа. Кроме того, они стремятся уменьшить использование ископаемых источников энергии из-за опасности их добычи и использования, негативного воздействия на экологию, здоровье человека и климат всей планеты. В развивающихся странах основу энергетики по-прежнему составляют уголь, нефть и газ.

Для электроэнергетического сектора Беларуси поиск решений по рациональному использованию электроэнергии становится особенно актуальным в связи с предстоящим в 2019 и в 2021 году вводом в эксплуатацию Белорусской АЭС, что создаст переизбыток энергии и потребует корректировки режимов энергопотребления.

В соответствии с НСУР-2030 в Беларуси предусмотрено достижение следующих показателей:

- обеспечить энергетическую безопасность страны и снизить энергоёмкость ВВП до 220 кг у.т./млн руб. (в ценах 2005 года);

- объем производства первичной энергии к валовому потреблению ТЭР должен достигнуть 18 %;

- диверсифицировать топливно-энергетический баланс энергосистемы в направлении снижения потребления природного газа (в среднем на 7-8 млрд. куб. м в год);

- уменьшить экологическую нагрузку на окружающую среду за счет снижения выбросов углекислого газа и диоксида азота (на 20-25 процентов относительно 2010 года) и парниковых газов в атмосферу.

- сформировать «зеленую» индустриальную технологическую платформу, базирующуюся на энергосбережении, внедрении эко-

гических «зеленых» технологий, возобновляемых и альтернативных источников энергии, эффективных технологий переработки отходов.

Важное значение имеет экологическая чистота энергетики. Традиционная энергетика дает около 50% вредных выбросов в окружающую среду, связанных с жизнедеятельностью человечества, тогда как ВИЭ более привлекательны с точки зрения экологической безопасности. В соответствии с концепцией экологической и энергетической безопасности Беларуси к 2035 году производство электроэнергии с использованием ВИЭ должно составлять не менее 2,6 млрд кВт.ч в год. Экспертами подсчитано, что только за счет расширения использования энергии ветра, биогаза и отходов потенциал экономии составляет более 2,5 млн. т условного топлива, или 11,9% импортированного за 2015 год природного газа.

Достижение стратегических ориентиров НСУР-2030 и соответствия мировым тенденциям требует анализа вариантов применения ВИЭ в комплексе с интеллектуализацией систем распределения и потребления энергии.

В энергетической политике, как того требует НСУР-2030, приоритетом является внедрение эффективных технологий и принципиально нового энергоэффективного оборудования. В том числе, применение ВИЭ и умных энергосетей, а также строительство энергоэффективных жилых домов и производственных зданий, что, в совокупности определили направления развития энергетики на средне – и долгосрочную перспективу, и потому должно быть учтено при формировании долгосрочной энергетической стратегии (рис.10.6).



Рисунок 10.6 – «Квартет» белорусской энергетической стратегии

Особое и значительное место будет занимать ядерная технология. При этом доля АЭС в общей выработке электроэнергии в Беларуси составит в 2021 г. примерно 40%, а в покрытии максимума нагрузки – около 30%. Заметим, что ввод АЭС приведет к некоторому снижению показателя энергоэффективности по электроэнергетической отрасли, так как удельный расход топлива на АЭС составляет примерно 360 г. т./кВт-ч, в то время как в действующей на конец 2013 г. энергоси-

стеме - 250 г. у. т./кВт-ч. Тем не менее снижение удельного показателя экономически оправдано, поскольку стоимость ядерного топлива в 4-6 раз меньше стоимости традиционного топлива (природного газа).

Для достижения поставленной цели НСУР-2030 в числе основных мер должны быть:

- максимальное вовлечение в топливный баланс экономически оправданных объемов местных видов топлива и ВИЭ;

- снижение импортоспособности производства, уменьшение затрат на производство электро- и теплоэнергии за счет применения энергосберегающих технологий и оборудования, а также сокращения потерь при транспортировке и отпуске энергии за счет внедрения умных энергосетей;

Практическая реализация этих мер предполагает:

- использование оптимальных схем энергоснабжения промышленных объектов и населения на базе распределения первичных энергоносителей умными энергосетями;

- максимальное использование вторичных энергоресурсов всех уровней;

- развитие трансграничных электросетевых проектов с учетом объемов экспорта-импорта и транзита электрической энергии;

- формирование оптового рынка электроэнергии Беларуси и его интеграция в оптовый рынок электроэнергии ЕАЭС.

Основным направлением белорусской энергетической стратегии является инновационное сочетание энергетических технологий с информационно — телекоммуникационными технологиями и достижения на этой базе оптимизации и интеллектуализации системы управления электросетью, что позволит снизить: уровень потерь электроэнергии, затраты на эксплуатацию сети, издержки потребителей на пользование электрической энергией. Главным станет подход к оценке энергоэффективности и энергобезопасности не с точки зрения отдельных энергетических объектов, сетей, устройств и приборов, а рассмотрение энергетики как сложной системы умных городов, транспортных систем и других сетей, связанных между собой посредством Интернета и компьютерных технологий. При этом, предполагается, что потоки электроэнергии будут обрабатываться так же, как и потоки данных в интернете, что приведет к появлению провайдеров энергосервисов, маршрутизаторов электропотоков, интеллектуализации электроприборов. Как следствие, произойдет переход к энергоинформационной системе управления энергетикой, в которой могут осуществляться не только мониторинг, но и опера-

тивный анализ, моделирование и визуализации данных генерации и потребления энергии.

Переход к новой энергетической стратегии обусловлен следующими факторами:

- ввод в действие Белорусской АЭС;
- повышение требований к энергетической независимости и безопасности;
- технологический прогресс в энергетике и ИКТ;
- повышение роли и требований потребителей (более активная роль потребителя или «просьюмеризация» («prosumer» - от англ. producer + consumer);
- повышение требований в сфере энергоэффективности надежности электроснабжения и экологической безопасности;
- потребность в умной электрификации в социальной сфере: в медицине, образовании, объектах культуры и развлечений, информационных центрах, и других объектах, где требуется не силовая, а высокоорганизованная энергетика в сочетании с широким использованием энергоинформационных технологий;
- переход от «розеточной» технологии (внешнего сетевого электроснабжения) к активному использованию аккумуляторов, питающих бытовые электроприборы.

В создании безопасной и эффективной системы производства, снабжения и потребления электрической энергии необходимо учитывать следующие тенденции:

- постоянный рост энергопотребления, в том числе электропотребления;
- повышение требований к надежности энергоснабжения и качеству услуг конечных потребителей;
- стремление к использованию все более экологически чистых источников энергии и минимизации негативного воздействия на природу;
- сочетание концентрированной и распределенной генерации (активное развитие децентрализованных и локальных систем энергоснабжения в комплексе с централизованным энергоснабжением от крупных ТЭЦ),
- все более широкое использование в энергосистемах ВИЭ;
- переход электрических сетей от системы односторонней передачи энергии, имеющей жесткую структуру: «генерация – сети – потребитель» к системе приема энергии из любого источника, накопления ее в специальных хранилищах, перераспределения и доставки туда, где она необходима в данный момент;

- развитие технологий накопления электроэнергии в энергосистеме (переход от «розеточной» технологии внешнего сетевого электроснабжения к использованию аккумуляторов, питающих бытовые электроприборы, что позволяет снизить потери на трансформацию и преобразование энергии),

- развитие электротеплоснабжения и климат-контроля, новых систем электроосвещения, развития широкого спектра электробытовых приборов.

- создание систем управления энергосистемой и их интеллектуализация (концепция умных энергосетей);

- разработка и производство электромобилей и автомобилей с гибридными двигателями;

- создание высокоинтегрированных интеллектуальных системобразующих и распределительных электрических сетей нового поколения

- развитие технологий дальнего транспорта электроэнергии,

При формировании энергетической стратегии Беларуси должны учитываться глобальные, региональные и национальные особенности энергетических рынков:

- глобальная особенность - учет динамики и цен на мировых энергетических рынках,

- региональная особенность связана с участием Беларуси в ЕАЭС с перспективами развития общей энергетической инфраструктуры и углубления сотрудничества в топливно-энергетическом комплексе;

- национальная особенность связана с тем, что экономика Беларуси имеет структуру, значительно отличающуюся от структуры большинства развитых европейских стран, что, в совокупности, и обуславливает специфику энергетической стратегии страны. Например в нашей стране тепла нужно больше, чем электроэнергии. Из одной тонны топлива на человека в год лишь около 20 процентов тратится на электричество, а остальное — это тепло и горячая вода. Тогда как в европейских странах это соотношение противоположно. Заметим, что у нас в три раза холоднее, чем в Париже, в два раза, чем в Берлине, и на 30 %, чем в Стокгольме.

В белорусской энергетической стратегии необходимо подчеркнуть ее многоукладность: централизованные и децентрализованные системы, топливные и нетопливные энергоисточники, возобновляемая, атомная и углеводородная генерация. Стратегия должна предусмотреть, что энергоснабжение крупных энергоемких производств и городов потребует централизации энергоснабжения и наличия

источников большой мощности, а энергоснабжение потребителей с малой концентрацией нагрузки потребует развития «малой» энергетики и распределенной (рассредоточенной) генерации.

Главными механизмами реализации национальной энергетической стратегии служат:

- создание благоприятной экономической среды для функционирования энергетического комплекса (включая согласованное тарифное, налоговое, таможенное, антимонопольное регулирование и институциональные преобразования в энергетическом комплексе);

- введение системы перспективных технических регламентов, национальных стандартов и норм, повышающих управляемость и стимулирующих реализацию важнейших приоритетов и ориентиров развития энергетики, включая повышение энергоэффективности экономики;

- стимулирование и поддержка стратегических энергетических инициатив хозяйствующих субъектов в инвестиционной, инновационной, энергосберегающей, экологической и других имеющих приоритетное значение сферах;

- повышение эффективности управления государственной собственностью в энергетике.

Анализ энергетических проблем Беларуси позволяет сформулировать следующие аксиомы (рис.10.7)

10.3 Рекомендации по развитию умных энергосетей атомной и альтернативной энергетики в белорусской энергетической стратегии

*«К 2050 г. Беларусь могла бы обеспечивать потребности в энергии за счет «альтернативной энергетики»
Исследование Стэнфордского университета по 139 странам*

В Беларуси население пока не оплачивает «зелёную» энергетику и за энергию, выработанную на природном газе, рассчитывается частично. В Беларуси население оплачивает менее 90% от себестоимости электрической энергии и менее 20% от себестоимости тепловой. Эти расходы покрываются реальным сектором экономики, а для предприятий и организаций тариф составляет около 12-13 центов за киловатт-час.

При этом электроэнергию, полученную от ветроустановок и биогазовых комплексов, Белэнерго приобретает минимум по 15 центов за киловатт-час, а от солнечных батарей - по 36. В результате, по имеющимся подсчетам, только в 2014 году энергоснабжающие организации заплатили за электрическую энергию от блок-станций примерно 60 млн долл., из них около 20 млн - за электрическую энергию, выработанную установками ВИЭ.

При этом, в валовом потреблении топливно-энергетических ресурсов доля ВИЭ в Беларуси за последние 15 лет увеличилась в 1,5 раза и составляет примерно 5,5%. Из ВИЭ в Беларуси вырабатывается преимущественно тепло, а доля электроэнергии - менее 1% (при суммарной мощности электроэнергосистемы Беларуси в 8800 мегаватт работают около 80 СЭС общей мощностью около 13 мегаватт).

В Беларуси себестоимость выработки электроэнергии на самой мощной Гродненской, ГЭС (17 МВт) около 6-7 центов за киловатт-час без учёта возврата кредитов, себестоимость электроэнергии на ветроустановке в Грабниках — примерно 6-8 центов. Разрабатывается проект по строительству солнечной станции мощностью 3,75 МВт. Себестоимость планируется на уровне 8,2 цента за кВт.ч.

Важно отметить, что наряду с введением механизма квотирования для установок на ВИЭ владельцы этих установок получили государственные гарантии неизменности тарифов на приобретаемую у них энергию на 10 лет с учётом сроков ввода установок в эксплуатацию. Раньше эти тарифы пересматривались практически ежегодно, и у инвесторов не было достаточной уверенности в эффективности капиталовложений. Дополнительные гарантии получили также производители электроэнергии из ВИЭ, которые создали их в прежние годы. Для них также определена на 10 лет неизменность тарифов.

Для дальнейшего и успешного развития ВИЭ в Беларуси необходимо осуществление ряда организационных и технологических мероприятий. В настоящее время техническую политику в сфере энергетики реализует Министерство энергетики. Ряд функций контроля, а также квалифицированного кураторства и идеологии развития ВИЭ, выполняет Департамент по энергоэффективности Госстандарта (подразделения Департамента в областях определены как управления по надзору за рациональным и эффективным использованием энергоресурсов, подразделения, которое отвечало бы за развитие ВИЭ пока не создано).

Поэтому, очевидно, что необходимо обсуждение перспектив создания специального государственного подразделения, куриру-

ющего сферу ВИЭ в Беларуси. Решения, которые принимаются правительством в сфере ВИЭ, готовятся на основании анализа текущего и прогнозируемого потребления с учётом заданий по энергосбережению и индикаторов энергетической безопасности, так как топливно-энергетический баланс страны должен быть экономически обоснованным и диверсифицированным по видам ресурсов.

Отечественный и мировой опыт энергосбережения показывает, что в этом направлении необходимо действовать комплексно, сокращая потребление тепловой и электрической энергии (утепление фасадов зданий вентилируемыми покрытиями, перевод освещения на светодиодные лампы, которые почти в 2 раза эффективнее люминесцентных и в 9-10 раз эффективнее ламп накаливания, оргтехника и электроприборы должны иметь класс А по энергосбережению). Особенно, для энергодефицитных областей (например, Гомельская область) и районов, в которых могут быть сконцентрированы ВИЭ. В энергосистеме должны быть представлены в сбалансированном виде различные виды источников. Актуальность этой проблемы возрастает в связи с необходимостью интеграции АЭС в энергосистему (например, внедрение электрокотлов на энергоисточниках предприятий ЖКХ, т.е. энергетики, перевод жилья на использование электронагрева и т.д.). Себестоимость энергии от АЭС составляет около 4-4,5 цента без учёта возврата стоимости кредита. Имеется нормативно-правовой акт, который предусматривает отмену повышающих коэффициентов к тарифам при использовании электричества для нагрева. Кроме того, предусматривается, что тарифы в ночное и дневное время будут дифференцированы, в том числе для предприятий, то есть будут отличаться в разы, чтобы компенсировать дисбаланс мощностей в энергосистеме. Если энергоисточники с использованием ВИЭ будут привлекаться к графику регулирования дневных максимумов, то, естественно, их будет больше. В развитых странах ветряки и солнечные батареи создаются, прежде всего, для того, чтобы продавать энергию в сеть.

Рассмотрим белорусскую энергетическую стратегию на мега-, макро-, мезо- и микро-уровне.

1. На мегауровне – исследуются проблемы экспорта и импорта электроэнергии, а также международные соглашения по охране окружающей среды (например, Парижское соглашение по климату). В данном исследовании этот уровень не рассматривается.

2. На макроуровне исследуется система энергопотребления национальной экономикой в целом. Используются такие категории

как обеспечение энергетической безопасности, соблюдение социальных гарантий обеспечения населения страны качественной электро- и теплоэнергией, прогнозируются спрос и совокупное предложение энергии, требования к экологичности производства энергии.

Формирование белорусской энергетической стратегии на макроуровне осуществляется в соответствии с основными направлениями реализации национальных приоритетов и в соответствии имеющимся энергетическим потенциалом и с учетом достижения максимума эффективности (соотношение достигаемых эффектов и затрат на их получение). Основными национальными приоритетами в энергетической стратегии Беларуси являются энерго- и ресурсосбережение и энергоэффективное потребление путем перевода предприятий и отраслей экономики на новую технологическую базу. в качестве организационных и экономических инструментов используются экологические стандарты, стандарты по безопасности, а также нормативы энергопотребления и тарифы, стимулирующие сбережение энергетических ресурсов. На энергосбережение направлена государственная политика повышения энергоэффективности, в том числе, путем планирования и мероприятий по развитию ВИЭ и цифровой интеллектуализации систем управления производством, распределением и потреблением тепло и электроэнергии.

3. На мезоуровне (медиум-уровне) исследуются проблемы функционирования определенных подсистем энергосистемы в территориальном (регион, область, город, район и т.д.) или отраслевом (промышленность, аграрный сектор, военно-промышленный комплекс и т.п.) аспекте.

На отраслевом уровне меры государственной поддержки должны решаться в рамках региональных и ведомственных целевых программ. Для реализации межведомственных программ развития энергетики на макро- и мезоуровне целесообразно формирование специальных рамочных программ, применение которых позволит решать следующие задачи:

- максимально задействовать уже существующий ресурсный потенциал по диверсификации энергоисточников и мер по снижению энергопотребления;
- обеспечить более полную рациональность и взаимоувязанность мер государственной поддержки;

Основной формой действий по реализации долгосрочных национальных приоритетов является осуществление крупномасштабных

стратегических проектов, направленных на обеспечение энергетической безопасности и энергетического суверенитета (строительство Белорусской АЭС) и создание принципиально новых технологий производства и потребления тепловой и электроэнергии предприятиями и домашними хозяйствами (электромобили, КТР котлы, солнечные панели и т.д.).

Для преобразования национальных приоритетов в инструмент формирования и реализации экономико-технологической политики необходима разработка соответствующей методики отбора технологий и определения мер их государственной поддержки. При этом, энергобережение рассматривается творческий процесс, так как способы энергобережения отличаются сложной комбинаторикой и разнообразием.

4. На микроуровне исследуются механизмы энергопотребления субъектов хозяйствования, предпринимателей, домашних хозяйств в рыночной экономике на основе изучения цен и объемов потребления электро- и теплоэнергии, факторов спроса и предложения на использование энергоисточников, особенности поведения потребителей в условиях различных типов энергоснабжения (централизованных и децентрализованных).

Для успешной реализации национальных приоритетов в сфере энергетики должен осуществляться комплекс различных инструментов и форм государственной поддержки.

- содействовать развитию системы горизонтальных связей между министерствами, ведомствами и регионами при реализации государственных задач по обеспечению энергобезопасности и энергоэффективности;

- обеспечить вовлечение предпринимательского, научного и экспертного сообщества в мероприятия по повышению энергоэффективности на принципах государственно-частного партнерства;

К числу основных мероприятий по энергобережению на мезо- и микроуровне можно отнести следующие:

- перевод предприятий и домашних хозяйств на дифференцированную по времени суток форму расчетов за электроэнергию путем применения стимулирующих тарифов на тепло- и электроэнергию;

- применение автоматических систем учета тепла, воды, газа;

- внедрение интеллектуальных систем управления и распределения тепла в квартирах и зданиях различного назначения, позволяющих проводить учет энергопотребления в узловых объектах сетей энергоснабжения, при вводе в дома и объекты социального назначения и т.п.;

- создание локальных тепловых узлов электронагрева, работающих в льготном режиме с теплонакопителями;

- реконструкция и техническое перевооружение энергогенерирующих источников, коммуникаций сетей тепло-, электро- и водоснабжения;

- применения энергосберегающим ламп освещения, устройств автоматического управления городским освещением;

- диспетчеризация учета энергоносителей в масштабах города, района, домашних хозяйств;

- внедрение высокоэффективных возобновляемых источников энергии.

Реализация этих мероприятий требует разработки методик и критериев, основными из которых являются экономическая эффективность и сроки окупаемости. Установка приборов и систем учета энергопотребления стимулирует потребителя к их экономии и упорядочению расчетов с поставщиками энергоресурсов.

Оплата за реально потребленные энергоресурсы вынуждает поставщика нести ответственность за потери в транспортных сетях, перерасходы энергии на насосных станциях, низкий КПД генераторов и т.п.

В расчеты тарифов на энергоносители должна быть заложена составляющая на устройство новых и реконструкцию действующих сетей и генерирующих мощностей, на оснащение и автоматизацию технических средств учета энергоносителей.

Максимальный результат может быть получен только с учетом специфики требований и условий эксплуатации в регионе.

Внедрение узлов учета тепловой энергии на выходе котельных, узловых пунктах теплотрасс предполагает обеспечение следующих функций:

— учет тепловой энергии (дом, здание, объект и т.п.);

— контроль за проведением потребителем энергосберегающих мероприятий;

— контроль за потерями в подводящих теплотрассах;

— контроль за состоянием тепловых генераторов;

— возможность проведения расчетов за истинную потребленную энергию.

Проблема теплоснабжения — одна из основных жизненно важных проблем в климатических условиях Беларуси, так как на всей территории отопительный сезон длится от 7-ми до 8-ми месяцев.

Существующее теплоснабжение почти с полной степенью централизации, сформировавшееся в советский период, характеризуется

низкой энергетической и экологической эффективностью. По статистике, только при транспортировке и распределении тепла теряется до 40% общего годового расхода топлива.

Электрообогрев не является традиционным видом отопления, но с введением дифференцированных по времени суток тарифов во многих случаях он становится целесообразным.

Если тепловой электрический генератор работает ночью в зоне льготных тарифов и накапливает, аккумулирует теплоноситель или тепло, а днем выдает его в отапливаемые помещения или осуществляет горячее водоснабжение здания не зависимо от работы теплоцентрали, такой подход обеспечивает экономический эффект.

Преимущество локальных тепловых узлов по сравнению с центральным теплоснабжением, позволяют легко создать контур управления теплоносителем, а, следовательно, тепловым режимом здания.

Возможно применять такие системы дополнительно к системам центрального теплоснабжения, где требуется дополнительная подача тепла. Отдельно необходимо отметить теплогенераторы, использующие физические эффекты кавитации воды. Такие генераторы исключают недостатки предыдущих и обладают высокими коэффициентами преобразования.

В долгосрочной перспективе (2021-2030 годы) основной целью развития ТЭК является повышение энергетической самостоятельности страны за счет вовлечения в энергобаланс ядерного топлива, развития ветро-, гидро-, гелио- и геотермальной энергетики. Акцент будет сделан на развитие ВИЭ, а также расширение энергетического сотрудничества в рамках СНГ, ЕС с Китаем, международными организациями, способствующее трансферу технологий и системных решений в области энергоэффективности и использования возобновляемых источников энергии.

В настоящее время потребности в энергии за счет собственных энергоресурсов Беларусь обеспечивает приблизительно на 15%. Исходя из этого имеются два пути решения проблемы энергоснабжения страны:

- первый путь - закупки топлива и электроэнергии за рубежом (требует больших затрат);

- второй путь - эффективное использование всех видов энергетических ресурсов на всех стадиях энергетической цепочки, от получения до конечного потребления энергии (позволяет с минимальными затратами достичь положительного результата за счет снижения потребления энергии на единицу продукции, работы или услуг).

Ключевыми направлениями развития современной энергетики является диверсификация источников генерации за счет роста применения АЭС и ВИЭ и уровня информатизации электроэнергетического сектора путем внедрения инструментов умных сетей (smart-grid), что требует учета этих факторов при выработке национальной энергетической стратегии.

Содействовать этому призваны новые технологии и увеличение использования в республике местных видов топлива, вторичных, нетрадиционных и возобновляемых энергоресурсов. Решение этих вопросов и предполагает формирование и корректировку национальной энергетической стратегии, которая, соответственно, должна включать следующие базовые направления:

- оптимизация структуры обеспечения электроэнергией и теплом (схемные решения),

- оптимизация источников генерации электроэнергии и генерации тепла одновременно с повышением их эффективности,

- повышение эффективности распределительных тепло и электросетей,

- энергосбережение у потребителей.

Устойчивое функционирование энергоотрасли требует:

- диверсификации структуры энергодобавки и поставщиков энергоносителей,

- надежности снабжения по доступным ценам путем создания конкурентного рынка,

- эффективности потребления,

- соответствие системы генерации и использования энергии экологическим нормам и стандартам,

- создания условий для поддержания конкурентной среды на внутреннем рынке.

Важнейшим элементом белорусской энергетической стратегии является развитие электроэнергетики, непосредственно влияющий как на промышленное развитие страны, так и социальное благополучие населения. За последние 20 лет благодаря госпрограммам по энергосбережению потребление топливно-энергетических ресурсов в Беларуси практически не изменилось, при этом ВВП увеличился более чем в 2,7 раза. В то же время, важно учитывать, что простые меры энергосбережения в повышении энергоэффективности уже близки к исчерпанию и необходим переход к инновационной фазе, подразумевающий замену отдельных технических улучшений системными, связанными с повышением качества управления энергоресурсами

как на уровне государства, так и на уровне конкретных субъектов хозяйствования и простых потребителей. Для электроэнергетического сектора Беларуси поиск решений по рациональному использованию электроэнергии становится особенно актуальным в связи с предстоящим в 2019 году вводом в эксплуатацию Белорусской АЭС, что создаст переизбыток энергии и потребует корректировки режимов энергопотребления.

Белорусская энергетическая стратегия должна формироваться с учетом мировых тенденций. Так как эксперты полагают, что энергетическую стратегию 2050 г. следует формировать в основном, без учета использования угля (в не больших масштабах местные бурые угли могут быть использованы если будет организована их добыча). Однако, вовлечение в энергобаланс страны лельчицких углей может привести к негативным экологическим последствиям, в частности, превращению региона добычи угля (в радиусе 60 км) в пустыню из-за гибели всей флоры и фауны в этом регионе. Кроме того, сооружение угольной станции привело бы к дополнительному насыщению энергосистемы базовыми источниками, что после сооружения АЭС нецелесообразно.

Более перспективны такие виды энергоресурсов, как природный газ и уран. По последним данным, запасов природного газа в мире с учетом разработки сланцевых месторождений достаточно на 250 лет. Поэтому природный газ может рассматриваться в качестве основного топлива для энергосистемы на обозримую перспективу, тем более что поставщик природного газа (Россия) находится рядом. В связи с этим важен выбор оптимальных видов технологий использования газа для производства энергии и найти оптимальные пропорции в развитии коге-нерационных установок и крупных парогазовых агрегатов.

Запасы урана ограничены, однако потенциал их зависит от технологий его использования. Современная атомная энергетика базируется главным образом на реакторах, работающих на тепловых нейтронах, которые используют около 1% добываемого урана. Экономически приемлемые запасы урана могут обеспечить топливом атомную энергетiku достигнутого уровня не более чем на 50—80 лет. В России разрабатывается усовершенствованный водо-водяной энергетический реактор, обеспечивающий способность энергоблока АЭС работать в режиме суточного регулирования нагрузки в диапазоне 20-100% от номинальной мощности, что является чрезвычайно важным, так как упрощает решение проблемы покрытия

переменной части суточного графика нагрузки. А также обеспечивает повышенную безопасность, более высокий срок эксплуатации (до 60 лет), более глубокое выгорание топлива и меньшее количество радиоактивных отходов.

Используя реакторы на быстрых нейтронах в замкнутом топливном цикле, можно освободиться от проблем отработанного ядерного топлива и радиоактивных отходов. В реакторах, работающих на быстрых нейтронах, топливо сжигается на порядок эффективнее. Более того, они позволяют обойтись без используемого ныне урана ^{235}U , заменив его плутонием и ^{238}U . Из отработанного ядерного топлива и плутония можно получать МОКС-топливо (смешанное уран-плутониевое), которое может использоваться в качестве топлива для реакторов на быстрых нейтронах. Реакторы на быстрых нейтронах позволяют решить проблему ограниченности урановых ресурсов, а также проблему выжигания радиоактивных отходов.

Россия проектирует серийный реактор на быстрых нейтронах и к 2025 г. планирует иметь конкурентоспособный, отработанный и испытанный реактор на быстрых нейтронах, готовый для коммерческого применения. Развитие быстрых реакторов предусмотрено в Государственной стратегии развития энергетики РФ.

Сейчас во всем мире ведутся работы по созданию реакторов 4-го поколения [11], которые можно рассматривать как экологически чистый, безопасный и социально приемлемый источник энергии. В рамках программы «Generation-4» США, Канада, Россия, Франция, Япония и Великобритания подписали соглашение о создании нескольких типов реакторов нового поколения. В России намечается изготовление реактора 4-го поколения в 2023 г.

К нетрадиционному направлению развития энергетики Беларуси можно отнести использование биомассы в виде древесного топлива, отходов растениеводства, отходов животноводства, твердых бытовых отходов, специального энергетического растениеводства и др. Биомасса может либо непосредственно сжигаться, преобразуясь в энергию, либо преобразовываться в жидкое или газообразное топливо с последующим его использованием в качестве энергоносителя в энергетических установках. Для Беларуси наиболее эффективно использование древесного топлива ввиду наличия его больших запасов и освоения технологий преобразования этого топлива в энергию. В то же время следует заметить, что энергетический потенциал биомассы сравнительно невелик и составляет не более 10% от общего потребления энергоресурсов в стране. Однако его следует использовать в полной

мере, так как это будет способствовать повышению энергетической независимости страны.

С 2021 г. меняется качественный состав энергосистемы в связи с вводом в эксплуатацию АЭС. Энергосистема становится ядерно-углеводородной и избыточной по мощности, что позволит ей на базе действующих мощностей к началу десятилетия обеспечить покрытие роста электрической нагрузки до конца 2030 г. при условии, что действующие мощности на тепловых электростанциях будут постоянно модернизироваться и обновляться по мере их физического и морального износа. Величина электрической нагрузки в 2030 г. оценивается в 8500-9000 МВт.

Важно также учитывать, что производство электроэнергии – высокотехнологичный, полностью автоматизированный процесс, при котором в Единой белорусской энергосистеме строго синхронно работают десятки мощных генераторов. Вырабатываемая электроэнергия непрерывно преобразуется внапряжение разных уровней, необходимое для передачи, распределения и потребления различными приемниками. Распределенные системы преобразования и передачи электроэнергии в несколько раз превышают суммарную мощность генерирующих источников и также должны работать строго согласованно по многим параметрам.

Будут разрабатываться и внедряться энергосберегающие инженерные системы жилья, которые будут включать в себя системы с использованием возобновляемых источников тепловой энергии и вторичных энергетических ресурсов, автоматизированные системы управления микроклиматом и энергопотреблением жилых домов, а также системы с использованием электроэнергии для отопления и горячего водоснабжения.

Предусмотрена организация производства, оборудования, комплектующих и материалов для тепловой модернизации существующего жилищного фонда, в том числе за счет внедрения конструктивных, организационно-технических и технологических решений интеллектуальных зданий, направленных на повышение эффективности управления инженерными системами здания путем автоматизации.

В энергетической стратегии Беларуси, учитывая, что страна не обладает достаточными собственными энергетическими ресурсами, оптимизация развития и функционирования энергетического сектора рассматривается как приоритет при осуществлении реформ в сферах законодательства, управления и организации. В качестве основных направлений развития в энергетической стратегии Беларуси

в числе ключевых определены следующие направления: снижение энергоемкости экономики, энергосбережение, диверсификация импорта энергии, максимальное развитие энергоисточников на местных видах топлива (прежде всего древесина и торф) и ВИЭ, развитие атомной энергетики. В современных условиях эти направления все более связаны с внедрением положений концепции smartgrids.

Уровень зависимости Беларуси от импорта энергоносителей является критическим: во-первых, 90% нефти и 100% газа поставляется в Беларусь из России; во-вторых, именно нефте- и газохимия формируют в Беларуси значительную часть экспортной части ВВП. В этой связи необходима разработка мероприятий по переходу к увеличению масштабов производства электричества в возобновляемой энергетике (в первую очередь в ее солнечном сегменте) и повышения энергоэффективности путем интеллектуализации управления в электроэнергетическом секторе Беларуси.

С учетом ввода парогазовых энергоблоков 400 МВт на Минской ТЭЦ-5, Лукомльской и Березовской ГРЭС, а также развития распределенной генерации энергии Белорусская энергосистема оказывается избыточной по мощности. В этой связи представляется целесообразным усилить внимание на развитие ВИЭ, экономическая целесообразность ввода которых повышается в условиях увеличения цен на импортируемые энергоресурсы.

Основные направления белорусской энергетической политики. Суммируем очевидные сильные стороны белорусского энергетического сектора:

- 1) стратегическое положение в качестве страны транзита энергоресурсов;
- 2) географическая близость к поставщику энергоресурсов (России);
- 3) большие запасы древесины;
- 4) разветвленная сеть газопроводов;
- 5) экспортно-ориентированный нефтехимический комплекс (НПЗ, заводы химволокна, азотных удобрений и т. д.).

Представляется, что данные стороны следует развивать по следующим направлениям:

- 1) Реформирование энергетического рынка, создание институциональных механизмов частно-государственного партнерства в энергетике Республики Беларусь, взаимосогласованного с энергосистемой развития децентрализованных источников энергии, эффективной тарифной политики и механизма долгосрочных контрактов на поставку энергии независимыми производителями.

2) Максимизация выгод от транзита нефти и газа. Совершенствование ценовой политики и развитие энергокоридора по линии Восток-Запад. различные проекты экспорта энергоносителей в рамках энергомоста Восток-Запад остаются достаточно привлекательны для иностранных инвесторов, ЕС, и актуальны для ЕЭП.

3) В политике энергоэффективности страна должна шире использовать экономические механизмы и стимулы, современные формы частно-государственного партнерства в энергетической сфере.

4) Увеличивать объемы использования местного топлива (до трети к 2020 г.). Большие запасы древесины, развитие «энергетического лесоводства на основе ольхи серой» по примеру Финляндии и Швеции позволят значительно увеличить их долю в энергобалансе. Ежегодные заготовки ольхи для производства древесного топлива могут достичь 1 млн. куб.м. В настоящее время в Республике Беларусь древесное топливо используется на 7 мини ТЭЦ и более 3000 котлов.

5) Мощность электростанций составляет в стране 16,1 МВт. До 2015 г. планируется строительство ГЭС около 120 МВт. Из-за интенсивного развития животноводства большие перспективы имеет биогаз.

10.4 Оценка экономической эффективности комплексного применения ВИЭ и умных сетей в долгосрочной энергетической стратегии Беларуси

Комплексное применение концепций ВИЭ, smart – grid и strong - greed как основное направление повышения эффективности использование электроэнергетики. Для решения энергетической проблемы в Беларуси приоритетным является эффективное использование всех видов энергетических ресурсов как невозобновляемых, так и возобновляемых, что обуславливает актуальность работ по созданию умных энергоэнергетических систем.

Современная электроэнергетика рассматривается уже не как отрасль, а как система систем, включающая и «электрический мир» потребителя, и «умную» инфраструктурную сеть, и энергоинформационное объединение разнообразных источников генерации электроэнергии и объектов ее потребления. Целью электроэнергетики нового поколения является как надежность и эффективность (экономическая, технологическая и социальная) всей системы энергоснабжения на территории страны, так и ее стимулирующая роль драйвера экономического развития регионов и важнейшего фактора устойчивого развития страны. То есть, реализуется концепция

трех «Э» на основе комплексного энерго-эколого-экономического подхода.

Концепция умных сетей тесно связана с улучшением эффективности функционирования отдельных зданий, жилых кварталов, инфраструктурных объектов, районов или целых городов.

Высокотехнологическая и высокозащищенная умная сеть электросеть является приоритетным направлением энергетической стратегии Беларуси. Это обусловлено тем, что потребности современной промышленности в электроэнергии существенно превышают технологически возможные темпы увеличения мощности энергосистем. При этом, капитальное строительство в электроэнергетике затратно и длительно по времени. В то же время, один из базовых принципов развития промышленности заключается в том, что энергетика должна значительно (на 7-10%) опережать промышленность с тем, чтобы обеспечить резервы для поддержания ее роста [2]. Интеллектуализация электросетей позволяет придать процессу развития электроэнергетики интенсивный характер путем создания условий для повышения КПД уже существующих активов энергосистем (в основном это касается линий электропередачи) и стимулирования массового возведения объектов «малой генерации»: электростанций для собственных нужд предприятий, ТЭЦ уровня микрорайонов, микроГЭС, а также использования альтернативных источников энергии (солнечной- и ветроэнергетики, биоэнергетики и пр.). Одновременно требуется обеспечить надежность энергосистемы. Поэтому, для совместной и безаварийной работы интеллектуальной и обычной сетей требуется внедрять smart grid или локально, или глобально, то есть, в масштабе всей страны или группы стран. В этой связи, при модернизации энергосистем целесообразно концепцию smart grid дополнить концепцией «strong grids» («прочные сети»), направленной на повышение надежности работы энергосистемы в условиях аварий на её отдельных участках. Т.е. выход из строя отдельной подстанции или трансформатора, не приведет к отключению всех потребителей электроэнергии (такой подход реализуется в КНР).

Мировой опыт свидетельствует о следующих трех приоритетных направлениях умных сетей:

- модернизация магистральных и распределительных сетей, внедрение технологических компонентов умных сетей;
- интеграция распределенной генерации и ВИЭ в энергетическую систему с учетом нестабильного характера работы электростанций на ВИЭ;

- внедрение «интеллектуального» учета и коммуникационной инфраструктуры у потребителей.

В соответствии с этими направлениями в концепции умных сетей выделяются три стадии обновления электроэнергетической отрасли: установка умных счетчиков, автоматическая коррекция напряжения, сверхпроводниковая архитектура.

Таким образом, современная энергетическая стратегия ориентирована на симбиоз больших социотехнических систем и индивидуальных электрических «умных» установок посредством сочетания новых энергетических технологий и ИКТ.

Мировая и национальные энергетические стратегии постоянно изменяются и требуют поиска и внедрения новых технических решений в производстве, передачи и использования энергии. В этой связи, анализ подходов к формированию и корректировке национальной энергетической стратегии Беларуси представляет как теоретический, так и практический интерес для обеспечения энергетической независимости и эффективного энергообеспечения экономики и быта диверсификации источников и снижения потерь. По экспертным данным к 2035 году жителям планеты будет необходимо на 50% больше энергии, чем в настоящее время. Поэтому, в предстоящий период наиболее значимыми факторами развития энергетического сектора все более становятся широкое применение ВИЭ и оптимизация передачи, распределения и потребления электрической и тепловой энергии на основе концепции умных сетей. Учет этих факторов необходим в выработке и корректировке национальной энергетической стратегии Беларуси.

Одновременно, комбинаторика источников ВИЭ, сложность их подключения к централизованным энергосетям при одновременной интеллектуализации систем распределения и потребления электроэнергии обуславливает сложность и комплексность проблемы оценки экономически эффективного применения ВИЭ и умных сетей, что требует выработки и систематизации подходов для проведения такой оценки.

На данный момент времени в подавляющем большинстве случаев ВИЭ являются более дорогостоящими, чем традиционные источники энергии, такие как ископаемое топливо. Однако в то время как стоимость ископаемых видов топлива и ядерной энергии имеет тенденцию к росту, себестоимость ВИЭ снижается. При этом, оценки показывают, что если цена сырой нефти на мировых рынках превысит порог 100 долларов за баррель, то многие ВИЭ станут экономически конкурентоспособными

Применение концепции умных сетей отражается на интеграции энергетических и информационных сетей, совершенствовании управления энергопотреблением, развитии энергосбережения, в том числе в коммунальном секторе, создании технологий автономного и мобильного энергоснабжения, развитии энергосервисных компаний. Как следствие, происходит смещение центра формирования прибыли от эксплуатации ресурсов к созданию новых информационных и энергетических технологий.

В совокупности фактор развития ВИЭ и фактор применения умных сетей будут оказывать все более сильное влияние на проекты модернизации электроэнергетического сектора и формирование национальной энергетической стратегии Беларуси в целом. Совместное рассмотрение этих двух факторов позволит добиться экономии электроэнергии и сокращения закупок газа, повысить качество и надежность обеспечения электроэнергией, полнее соблюсти экологические требования.

Как следствие, наблюдается тенденция перехода от количественных оценок потребления энергии к качественным на основе информационно-энергетических систем, что требует как развития существующих систем управления энергоресурсами на макроуровне, так и создания информационно-аналитических и управленческих систем для уровня предприятий и отдельных домохозяйств. Отсюда следует необходимость в комплексном рассмотрении проектов цифровой экономики и модернизации электроэнергетического комплекса в Беларуси. Подтверждение тому — повышение роли энергетического фактора в оценке деловой среды для малого и среднего бизнеса.

Экономическая и социальная значимость этой взаимосвязи характеризуется также введенным в 2016 году дополнительным индикатором: «индекс надежности электроснабжения и «прозрачности» тарифов», который охватывает количественные данные о продолжительности и частоте отключений электроснабжения. Он также отражает качественную информацию о механизмах, с помощью которых энергоснабжающие структуры проводят мониторинг перебоев в поставке электроэнергии, контролирует восстановление энергопитания, а также предоставляют услуги по доступу к информации по расчету и применению тарифов.

По данному индексу выставлялись оценки от 0 до 8 баллов: чем выше оценка, тем выше уровень надежности энергоснабжения и «прозрачности» тарифов. По индикатору «индекс надежности

электроснабжения и «прозрачности» тарифов» Республике Беларусь присвоено 7 баллов из 8.

С точки зрения управления при рассмотрении концепции умных сетей речь идет о вертикальной и горизонтальной интеграции существующих систем управления генерированием, сбытом и потреблением электричества, путем повышения степени автоматизации и интеллектуализации управления. В основу концепции умных сетей положена целостная и всесторонне согласованная система взглядов на роль и место электроэнергетики в настоящем и будущем, целей и требований к ее развитию, подходов к их реализации и созданию необходимого технологического базиса.

В целом, можно заключить, что в настоящее время сектор электроэнергетики вступает в этап активной и комплексной цифровой трансформации, аналогично тем этапам, которые ранее прошли сектор телекоммуникаций и банковская сфера. Речь идет о биллинговых системах и программно-аппаратных решениях для обеспечения бесперебойности и безопасности технологических процессов. При этом возрастают требования к безопасности информационных систем и снижению рисков сбоя, так как количество обрабатываемой информации в биллинговых системах имеет тенденцию к резкому увеличению.

Традиционная энергетика породила сложную инфраструктуру, состоящую из генерирующих станций, систем передачи и распределения тепловой и электрической энергии, систем оперативно-диспетчерского управления. Возрастающее применение ВИЭ и концепции умных сетей будут менять эту инфраструктуру, приводить к ее частичной децентрализации и требовать все большей информатизации отрасли.

Выводы

Существующая на настоящий момент централизованная система энергоснабжения Беларуси, основу которой составляют конденсационные электростанции, теплоэлектроцентрали и котельные, сложилась на протяжении последних 50 лет и нуждается в модернизации с использованием инновационных технологий.

Учитывая, что энергия ВИЭ остается, пока еще, дороже традиционной и то что в ряде областей применение ВИЭ оказывается конкурентоспособным за счет стоимости электроэнергии и сокращения потерь в сетях передачи энергии, то для уточнения параметров национальной энергетической стратегии необходимы исследования по определению масштабов применения ВИЭ в средне- и долгосроч-

ной перспективе, и достижения целей энергоэффективности путем применения умных сетей и созданием энергоэффективных домов и производств.

Анализ тенденций развития мировой энергетики показывает, что устойчивое энергообеспечение требует использования инновационных технологий производства энергии из возобновляемых источников. Для оценки эффектов от применения ВИЭ необходим подход на основе многокритериальной оценки, учитывающей наряду с финансовыми показателями чистый энергетический выигрыш и аспекты энергетической безопасности.

За последние 20 лет энергетическая политика Беларуси претерпела существенные изменения, что нашло отражение, как в структуре ее энергобаланса, так и в системе государственного регулирования энергетической отрасли. Особое значение в этом контексте приобретает влияние Белорусской АЭС на энергетическую политику и формирование стратегии развития энергетического комплекса на среднюю и долгосрочную перспективу.

Логика формирования внутреннего энергетического рынка, такова, что его формирование в современных условиях не может полноценным, без включения в энергобаланс ВИЭ и применения умных распределительных систем, что требует совершенствования механизмов регулирования в сфере энергетики и своевременной корректировки национальной энергетической стратегии Беларуси. При этом, продвижение новых технологий в энергетике занимает десятилетия, то для предстоящей структурной перестройке электрических энергосетей, которая неизбежно произойдет в связи с истощением «дешевых» запасов необходимо уже в настоящее время активно проводить исследования и разрабатывать подходы эффективного применения новых, экологически чистых ВИЭ.

Для учета роли ВИЭ в энергетической стратегии необходима научно обоснованная и воспринятая населением, бизнесом и государственными структурами, долгосрочная энергетическая политика, составными частями которой являются прогнозные глобальные тренды и ориентиры на энергетических рынках, что требует разработки подходов к оценке экономической эффективности комплексного применения возобновляемых источников энергии и концепции умных сетей в электроэнергетике Беларуси.

Развитие применения ВИЭ в электроэнергетике Беларуси должно осуществляться в комплексе с внедрением инструментов умных сетей и использованием эффективных тарифов и других государственных

регуляторов. Одновременно, должна быть создана управленческая система, обеспечивающая гарантированный прием производимой электрической энергии в энергетические сети.

Современная энергетика представляет собой сложную многоуровневую систему. Несмотря на то, что все уровни взаимосвязаны и взаимозависимы, принципы энергопотребления на уровне страны, регионов, отраслей, предприятий и домашних хозяйств отличаются друг от друга вследствие действия различных факторов: наличия собственных энергоисточников, взаимосвязей со смежными отраслями и предприятиями, используемых тарифов, экологических требований и т.д. Эти различия обуславливают необходимость рассмотрения энергетической стратегии на мега-, макро-, мезо- и микро-уровне.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной приоритет мировых и национальных энергетических стратегий — обеспечение людей доступом к энергоресурсам, необходимым для улучшения их жизни. Сопутствующие ее решению проблемы отражают глобальность не только этого приоритета, но и других, конкурирующих с ним приоритетов, касающихся экономического развития, энергетической безопасности и охраны окружающей среды. Множество тенденций во взаимосвязи влияют на формирование мировой энергетической стратегии. К ним относятся:

- поддержка свободных открытых рынков, гарантирующих потребителям доступ к необходимым энергоресурсам и стимулирующих непрерывные инновации;

- устойчивое использование энергоресурсов, способствующее снижению мировых запасов и сокращению выбросов парниковых газов;

- технологические достижения, призванные увеличить поставки и сделать энергопользование более эффективным;

- закрепление выгод от международной торговли энергоносителями с целью содействия обеспечению надежных и доступных поставок для удовлетворения растущего спроса.

По мере роста мировой экономики возрастает потребность в энергоносителях, к 2030 г. мировая потребность в энергии возрастет примерно на 50-60 % по сравнению с 2000 г. Это произойдет главным образом в развивающихся странах. Глобальная структура энергоносителей будет схожей с существующей структурой и через 25 лет. Нефть, газ и уголь сохранят свое доминирующее значение, при увеличении доли ВИЭ.

Ресурсы для удовлетворения растущего спроса во всем мире имеются в достаточном количестве, однако для обеспечения доступа к надежным источникам энергии потребуются крупные и своевременные капиталовложения. Удовлетворение растущих мировых потребностей в энергии будет, как и раньше, зависеть от технологического прогресса: расширение возможностей добычи и увеличения спектра ресурсов, доступных для удовлетворения спроса, т.е. постоянно расширять имеющуюся ресурсную базу с целью удовлетворения растущего спроса.

Решающую роль в успешном решении всех вопросов энергетики (удовлетворение растущего спроса, увеличение объемов поставок,

улучшение состояния окружающей среды и др.) будут играть инновационные технологии, посредством которых с течением времени люди во всем мире будут расходовать энергию все более эффективно (благодаря снижающейся энергоемкости домов, автомобилей, электроприборов и предприятий). Достижения в области энергоэффективности сохраняют большое значение в общемировом масштабе. Экономия потребления энергии за счет снижения энергоемкости к 2030 г. составит 7 000 МТНЭ/г. по сравнению с уровнем 2005 г.

Рост цен на энергетическом рынке зачастую вызван не фундаментальной причиной – изменением спроса и предложения, а финансовыми спекуляциями. В то же время финансовые рынки могут ускорить движение цен, но не способны изменить тренд. Изменение ведущих факторов, влияющих на цены на нефть, и их взаимосвязи происходит, как правило, в ходе кризисов и вызывает перелом сложившихся тенденций. В ближайшем будущем можно ожидать формирование нового соотношения факторов, определяющих динамику мирового нефтяного рынка, отличного от существовавшего в период ценового бума середины 2000-х гг. Установлена корреляция между динамиками цен на нефть и цен на продовольствие. Рост мировых цен на продовольствие будет оказывать все более существенное влияние на цены на нефть.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анализ мирового и российского опыта использования технологий Smart-Grid. Разработка рекомендаций по применению технологий SmartGrid в российской электроэнергетике. Научно-технический отчет // Б.Б. Кобец [и др.]. – М.: НП «ИНВЭЛ», 2010. – 110 с.
2. Анализ и прогноз цен на нефть в 2012 году. Мониторинг нефтяных цен 2008-2011 г. и аналитика. // Abird Business Ideas [Электронный ресурс]. – 2011 – Режим доступа: <http://www.abird.ru/articles/oil> – Дата доступа: 17.10. 2017 г.
3. Асташов Ю. Золотой век российской нефтепереработки / Ю. Асташов // Вопросы экономики. – 2012. – №2. – С. 78-91.
4. Абрамович Б.Н. Интеллектуальная система комплексного мониторинга использования энергоресурсов и контроля уровня качества электрической энергии в условиях распределенной генерации на основе альтернативных и возобновляемых источников энергии / Б.Н. Абрамович, Ю.А. Сычев // Промышленная энергетика-2014 // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.promen.energy-journals.ru/index.php/PROMEN/article/view/363>. – Дата доступа: 20.01.2018г.
5. Балашов О.В. Smart Grid: история появления и развития // Энергоэксперт. – 2014. –№ 1. – С. 68.
6. Башмаков И.А. Основные рекомендации повышения энергоэффективности в российской промышленности / И. А. Башмаков. – М.: ЦЭНЭФ, 2017. – 76 с.
7. Бушуев В.В. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года и региональная жизнь / В.В. Бушуев, АА. Троцкий // Теплоэнергетика. – 2007. – С. 2-8.
8. Башмаков И. Цены на нефть: пределы роста и глубины падения. / И. Башмаков // Вопросы экономики. – 2006. – № 3. – С. 44-52.
9. Беларусь. Технологии чистой энергетики: предварительное исследование Международного энергетического агентства. – 2015. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www/oecdcentre.hse.ru. – Дата доступа: 20.05.2018г.
10. Беларусь: поиск путей решения задач энергетического сектора / Департамент инфраструктуры Всемирного банка, отдел Европы и Центральной Азии; сост. Ю. Мирошниченко. – М., 2006. – 74 с.
11. Бердсолл Н. Усиление неравенства в новой глобальной экономике / Н. Бердсолл // Вопросы экономики. – 2006. – № 4. – С. 86-97.

12. Бобылев Ю. Н. Факторы развития рынка нефти / Ю. Н. Бобылев, Д. Н. Четвериков. – М.: ИЭПП, 2007. – 349 с.
13. Богдан И.Т. Модернизация и развитие топливно-энергетического комплекса Беларуси / И.Т. Богдан, А.Г. Пенязь // Экономический бюллетень. – 2016. – №5. С. 8-11.
14. Брагинский, О.Б. Цены на нефть: история, прогноз, влияние на экономику / О. Б. Брагинский // Химические наука и образование в России. – [Электронный ресурс]. 2011. – Режим доступа: www.chem.msu.ru/rus/jvho/2008-6/25.pdf. – Дата доступа: 11.08.2011.
15. Быков А.А. Оценка условий коммерческой эффективности и потенциала производства биодизельного топлива в Республике Беларусь / А. А. Быков, С. В. Сакун // Белорусский экономический журнал. – 2011. – № 3.– С. 48-57.
16. Возникновение новой парадигмы зависимости цен на нефть от геополитических рисков // Доклад Deloitte. – 2011. – 12 с.
17. Возобновляемые источники энергии США: обзор Citigroup [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.energoberejenie.org. – Дата доступа: 10.09.2017.
18. Гайдар Е.Т. Регулирование нефтяного рынка в XX веке/ Е. Т. Гайдар // Гибель империи. Уроки для современной России / Е. Т. Гайдар. – М.: РОССМЭН, 2006. – 120 с.
19. Гончаренко А. В. Мировая энергетика: взгляд на десять лет вперед / А. В. Гончаренко // Россия в глобальной политике [Электронный ресурс]. – 2006. – № 6. http://www.globalaffairs.ru/number/n_7779. – Дата доступа: 24.10.2011.
20. Господарик Е.Г. ЕАЭС-2050: глобальные тренды и евразийская экономическая политика : моногр. / Е.Г. Господарик, М.М. Ковалев. – Минск: Изд. центр БГУ, 2015. – 152 с.
21. Гуревич В. И., Интеллектуальные сети: новые перспективы или новые проблемы? / Энергетика России – 2010 – № 6 (36). – С. 19-23
22. Данильченко А. Энергетический кризис, проблемы структурной перестройки и перспективы развития белорусской энергетики / А. Данильченко, Л. Падалко // Энергетическая финансово-экономическая ситуация в Беларуси. Мн.: Фонд им. Ф. Эберга, 2009. – С. 19-37
23. Дайнеко А.Е. Энергоэффективность экономики Беларуси / А.Е. Дайнеко, Л.П. Падалко, В.М. Циблина // Белорусская наука. – 2016. – 120 с.
24. Дмитриев Г.М. О развитии энергетики отраслей в народном хозяйстве Беларуси / Г.М. Дмитриев, В.В. Судиловская, В.К. Судиловский // Энергоэффективность. – 2012. – № 6, 7.

25. Доклад BNEF: Перспективы новой энергетики 2017 (New Energy Outlook 2017) / Возобновляемая энергия и ресурсы /Новости /Доклад BNEF: Перспективы новой энергетики 2017 (New Energy Outlook 2017) [Электронный ресурс]. – 2017. – Режим доступа: <http://renewnews.ru/bnef-new-energy-outlook-2017/> – Дата доступа: 15.12.2017.

26. Заборовский А.М. Энергетика 2030: глобальные тренды и национальная энергетическая политика: моногр. / А.М. Заборовский, М.М. Ковалев, А.С. Кузнецов. – Минск : Изд. центр БГУ, 2013. – 150 с

27. Зорина Т.Г. Стратегия устойчивого развития энергетики Республики Беларусь: анализ и основные тенденции / Т.Г. Зорина // Экономика и управление народным хозяйством. – 2017. – №5. – С. 168-190.

28. Короткевич А., Фоменко О. Баланс мощностей Белорусской энергосистемы и проблемы регулирования суточного графика нагрузок // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 4

29. Кириллов В. И. Финансово-рыночные аспекты поведения нефтяных цен / В. И. Кириллов, Е. В. Туманова // Мировой рынок нефти и газа. – М., 2007. – 34 с.

30. Классификация SPE/WPC // Экспертный портал Высшей школы экономики [Электронный ресурс]. – 2011. – Режим доступа: <http://old-opes.hse.ru>. – Дата доступа: 20.10.2011г.

31. Ковалев М. Аналитики ЦРУ о будущем мира // Вестник Ассоциации белорусских банков. 2006. № 7 (363). С. 13–19.

32. Ковалев, М. Белорусские энергетические проблемы в контексте мировых / М. Ковалев // Энергетическое будущее Беларуси. – Мн.: Фонд им. Ф. Эберта, 2007. – С.44-53.

33. Ковалев М. Методология анализа мировых энергетических стратегий / М. Ковалев, Ф. Камаль, О. Барауля // Вестник ассоциации белорусских банков. – 2013. – № 11 –С. 12-37

34. Ковалев М.М. Энергетическая безопасность - важнейшее условие стабильного развития белорусского государства. Вестник Ассоциации белорусских банков. 2007. № 40. С. 17-24.

35. Коржубаев А.Г. Нефтегазовый комплекс России в условиях трансформации международной системы энергообеспечения / А. Г. Коржубаев. – Новосибирск: Гео, 2007. – 270 с.

36. Коржубаев А. Г. Экспорт нефти и нефтепродуктов из России: долгосрочные тенденции, приоритетные направления / А. Г. Коржубаев, И. В. Филимонова, Л. В. Эдер // Нефть и газ Евразия. – 2011. № 9.– С. 31-46.

37. Кривошекова Е. Система регулирования нефтяного комплекса России / Е. Кривошекова, Е. Окунева // Вопросы экономики. – 2004. – № 7. – С. 70-80.
38. Крюков В. А. Нефтегазовые ресурсы в трансформируемой экономике. / В. А. Крюков, А. Н. Токарев. – Новосибирск: Наука-Центр, 2007. – 230 с
39. Крюков В. Анализ развития системы недропользования в России (о необходимости ужесточения институциональных условий) / В. Крюков // Вопросы экономики. – 2006. – № 1. – С. 86-101.
40. Кудрин А. Стабилизационный фонд: зарубежный и российский опыт / А. Кудрин // Вопросы экономики. – 2006. – № 2. – С. 28-45.
41. Клочков В.В. Управление развитием «зеленых» технологий: экономические аспекты [Электронный ресурс]: монография / Клочков В.В., Ратнер С.В.// Ин-т проблем упр-ния им. В.А. Трапезникова Рос. акад. наук [сайт].– М.: ИПУ РАН, 2013. – Режим доступа : http://www.ipu.ru/sites/default/files/page_file/GreenTech.pdf. – Дата доступа: 11.03.2016.
42. Комби Бруно. Атомная энергия более чистая, чем вы думаете // Государственная корпорация «Росатом» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.rosatom.ru/resources/> – Дата доступа : 01.03.2014.
43. Макаров А. А., Митрова Т. А., Кулагин В. А. Долгосрочный прогноз развития энергетики мира и России. // Экономический журнал ВШЭ, 2012 г., № 2, с. 172-204
44. Мануков С. Конец ближневосточного нефтяного господства / С. Мануков // Эксперт [Электронный ресурс]. – 2011. – Режим доступа: <http://expert.ru/2011/10/17/konets-blizhnevostochnogo-neftyanogo-gospodstva/?n=87778>. – Дата доступа: 17.10. 2011г.
45. Мастепанов А. М. Актуальные задачи нефтяной политики России / А. М. Мастепанов, Ю. К. Шафраник // Мировая энергетическая политика. – 2003. – № 9. – С. 12-21.
46. Мировой рынок нефти. Аналитический обзор. – М.: ВНЕШПРОМБАНК. – 2011. – 16 с.
47. Масюк А. В. Тенденции развития мирового рынка нефти в условиях глобализации / А. В. Масюк. – М., 2006. – 172 с.
48. Мэддисон Э. Контуры мировой экономики в 1-2030 гг. / Э. Мэддисон. – М.: Институт Гайдара, 2015. – 582 с.
49. Мясникович М. Энергетическая безопасность и устойчивое инновационное развитие – основа независимости Беларусь / М. Мясникович // Белорусский экономический журнал. – 2007. – № 3. – С. 9-14.

50. Новые прогнозы мировой энергетики и место России в ней // Аналитический центр при Правительстве РФ. – 2017. – 29 с.

51. Озерец А. Рационально использовать, грамотно экономить / А. Озерец // Экономика Беларуси. – 2007. – №3. – С. 16-19.

52. Окорочков Р.В. Оценка эффективности интеллектуальных технологий / Р.В. Окорочков, А.В. Задорожный // Академия энергетики. – 2015. – №2. – 24 с.

53. Основные тенденции развития мирового рынка нефти до 2030 // Лукойл. – 2017. – 88 с.

54. Падалко Л.П. Инновационное развитие электроэнергетического комплекса России и Беларуси в условиях их экономической интеграции / Л. П. Падалко, М. Петров, А. М. Заборовский // Энергетика и ТЭК. – 2009. – № 4. – С. 12-18.

55. Падалко Л. П. К вопросу развития белорусской электроэнергетики на базе атомных электротехнологий в условиях роста цен на топливно-энергетические ресурсы / Л. П. Падалко, А. М. Заборовский // Экономический бюллетень НИЭИ Министерства экономики РБ. – 2007. – № 4. – С. 4-17.

56. Повестка дня на XXI век: конвенция / Конференция ООН по окружающей среде и развитию. – Рио-де-Жанейро. – 1992.

57. Полоник С.С. Грозит ли Беларуси энергетический кризис? / С.С. Полоник // Экономический бюллетень НИЭИ Министерства экономики Республики Беларусь. – 2007. – № 8. – С. 6-12.

58. Прогноз развития энергетики 2017 года на период до 2040 года включительно // EXXON Mobil. – 2017. – 20 с.

59. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. ИНЭИ РАН. Аналитический центр при Правительстве РФ. – 2013. – 110 с.

60. Проскуракова, Л.Н. Возобновляемая энергетика 2030: глобальные вызовы и долгосрочные тенденции инновационного развития / Л.Н. Проскуракова, Г.В. Ермоленко. – М.: Высшая школа экономики. – 2017. – 96 с.

61. Состояние возобновляемой энергетики 2016. Глобальный отчет. – REN21. – 2016. – 32 с.

62. Сушкевич Е.А. Экономический механизм поддержки возобновляемой энергетики в Республике Беларусь / Е.А. Сушкевич // Вестник БГЭУ. – 2017. – №2. – С. 20–32.

63. Таболов А.Г. Методические подходы к анализу и прогнозу энергоёмкости ВВП в Республике Беларусь / А. Г. Таболов // Белорусский экономический журнал. – 2011. – №3. – С. 58-64.

64. Таболов А.Г. Энергоэффективные технологии – основа инновационной экономики и экологически безопасной среды / А. Г. Таболов, Н. Г. Кротова, Д. С. Смолик // Экономический бюллетень. – 2012. – №4. – С. 29-36.

65. Разумнова Л. Л. Трансформация мирового рынка нефти в условиях финансовой глобализации: автореф. дисс.... д-ра экон. наук: 08.00.14 / Л. Л. Разумнова; МГУ. – М., 2010. – 48 с.

66. Тренды и сценарии развития мировой энергетики в первой половине XXI века / А.М. Белогорьев, В.В. Бушуев, А.И. Громов и др. – М.: ИД «Энергия», 2011. – 68 с.

67. Хамчуков Д. Ю. Динамика энергоёмкости промышленной продукции в 2000-2006 гг.: основные тенденции и факторы / Д. Ю. Хамчуков, Н. Г. Кротова // Экономический бюллетень НИЭИ Министерства экономики РБ. – 2007. – № 8. – С. 74-83.

68. Хаустович Н.А. Энергоэффективность как важное условие устойчивого развития экономики страны / Н. А. Хаустович // Белорусский экономический журнал. – 2006. – № 3. – С. 15-23.

69. Хоффман С. Энергетическая безопасность Беларуси: анализ основных подходов // Журнал международного права и международных отношений. 2013. - №1.

70. Шафраник Ю. Мировой рынок нефти: взгляд из России / Ю. Шафраник // Экономика России: XXI век. – 2007. – № 4. – 123 с

71. Экономидес М. Цвет нефти. Крупнейший мировой бизнес: история, деньги и политика / М. Экомидес, Р. Олини. – М.: Олимп-Бизнес, 2007. – 256 с.

72. Энциклопедия энергетики / В. Пискунов, Ю. Королев, в Кузнецов. – М.: Нетворк Менеджмент, 2013. – 144 с.

73. Эндрес, А. Экономика природных ресурсов / А. Эндрес, И. Квернер. – 2-е изд. – СПб.: Питер, 2004. – 256 с.

74. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года / Energo Soft [Электронный ресурс]. 2013. – Режим доступа: http://locus.ru/library/stati_po_energetike/1028/page/1/ – Дата доступа: 10.06.2013.

75. Юнь В. Взаимосвязи между динамикой цен и динамикой спроса на нефть: современные особенности / В. Юнь // Проблемы прогнозирования. – 2009. – № 6. – С. 19-26.

76. Якушев П. Каково нефтяное будущее мира? / П. Якушев // Нефтяное обозрение. – 2006. – № 5. – С. 44-53.

77. Abdel-Fadil, M. Papers on the Economics of Oil: A Producer's View / M. Abdel-Fadil. – Oxford: Oxford University Press on behalf of the Organization of Arab Petroleum Exporting Countries, 1979. – 111 p.

78. Al-Chalabi, F. OPEC and the International Oil Industry. A Changing Structure / F. Al-Chalabi. – Oxford: Oxford University Press on behalf of the OPEC, 1980. – 165 p.

79. Almeida E. F. The Brazilian Institutional Environment: The Impact on Companies' Strategies in the Oil and Gas Sector / E. F. Almeida, L. A. Filho. – British Academy of Management Conference (BAM 2011). – P. 64-69.

80. An Energy/GDP Forecast to 2050 | Our Finite World [Electronic resource]. – 2013. – Mode of access: <http://ourfinitemworld.com/2012/07/26/an-optimistic-energygdp-forecast-to-2050-based-on-data-since-1820/> Date of access: 20.12.2013.

81. Annual Statistical Buletin 1965–2017 / OPEC/ – 2017.

82. Annual Energy outlook 2018 with Projections to 2050 EIA. – US. – 2018. – 74 p.

83. Askari H. Oil, OECD, and the Third World: A Vicious Triangle / H. Askari, J. T. Cummings. – Austin: University of Texas Press, 1979. – 137 p.

84. Attiga A. A. Global Energy Transition and The Third World / A. A. Attiga. – London: World Foundation, 1979. – 20 p.

85. Bataille C. Improvements of the OEE\DPAD Decomposition Metodology / C. Bataille, J. Nyboer // MK Jaccard and Associates for Natural Resource Canada's office of energy efficiency (OEE). – 2005, March 25. – P. 26-34.

86. BP Statistical Review of World Energy 2017. // BP Global [Electronic resource]. 2017/ – Mode of access: <http://www.bp.com>. – Date of access: 14.04.2018.

87. Choi, Ki-H. Attribution of Changes in Divisia Real Energy Intensity Index – An Extension of Index Decomposition Analisis / Ki-H. Choi, B. W. Ang // Energy Economics. 2010. – Vol. 34, – P. 171-176.

88. Conant, M. Access to Energy: 2000 and after / M. Conant. – Lexington: Press of Kentucky, 1979. – 134 p.

89. Energy Sustainability Index to Evaluate American Energy Policy / Regions for Sustainability change: 2014. 111 p.

90. Energy 2050: Insights from the ground / by By S.Nygnist // MCKinsy – 2016 – 28 p.

91. Energy Efficiency Indicators // IEA. – 2017. – 150 p.

92. Energy Technology Perspectives 2017 // IEA. – 2017.

93. Foure J., Benassy-Querre A. The Great Shift: Macroeconomic projections for the world economy at the 2050 horizon. – CEPII. – 2012. – №3. – 90 p.

94. Future we Want: zero draft of the outcome document. – NY: UN. – 2012.

95. International Energy Outlook, 2017, EIA US, Washington D.C. – 2017. – 143 p.
96. Ghouri S.S. Global Energy Outlook 2050 – Policy Options. Qatar-2010.
97. Global Energy Statistical Yearbook. – 2017. // ESCAP [Electronic resource]. – 2017. – Mode of access <http://www.unescap.org/stat/data/syb2017/index.asp> – Date of access: 15.11.2017.
98. Gurney J. Libya: The Political Economy of Oil / J. Gurney. – Oxford: Oxford University Press, 1996. – 244 p.
99. Key World Energy Statistics 2017 / IEA. – 2017. – 216 p.
100. Kneese A. V. Handbook of Natural Resource and Energy Economics / A. V. Kneese, J. L. Sweeney. – Amsterdam, 1985. – 73 p.
101. Lawrence R. New Dimensions to Energy Policy / R. Lawrence. – Lexington: Lexington Books, 1979. – 233 p.
102. May, J. An Institutional Analysis of Oil and Gas Sector Development and Environmental Management on the Yukon Territory / J. May // ProQuest Dissertations & Thesis Database. – 2010. – P. 81-87.
103. OECD. Towards Green Growth: A Summary for Policymakers. – Paris: OECD. – 2011.
104. Overall Energy Efficiency Trends and Policies in the EU 27. – ADEME Editions, Paris. – 2009. – 59 p.
105. Performance Measurement of the Petroleum Industry / A. R. Beckenstein [et. al.]. – Lexington: Lexington Books, 1980. – 170 p.
106. Petchey R. End Use Energy Intensity in the Australian Economy / R. Petchey // Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics – Bureau of Rural Sciences. – 2010, September. – 38 p.
107. Polterovich, V. Appropriate Economic Policies For Different Stage of Development. / V. Polterovich, V. Popov // NES project paper [Electronic resource]. – 2004 – Mode of access <http://www.nes.ru>. – Date of access: 01.11.2011r.
108. Proceedings of the Coal and Energy Conference / Benn Business Promotions. – Edenbridge, Kent, 1980. – 52 p.
109. Putnam P. C. Energy in the Future World. / P. C. Putnam. – N.Y.: Van Nostrand. – 264 p.
110. RAND report [Electronic resource]. – 2013 – Mode of access <http://www.rand.org>. – Date of access: 14.11.2013r.
111. Ross M. L. The Oil Curse. How Petroleum Wealth Shapes the Development of Nations / M. L. Ross. – Princeton University Press, 2012. – 204 p.

112. Sagers M. J. The Extraction and Distribution of Resource Rent from Oil and Gas Sector in the Russian Economy / M. J. Sagers, V. A. Kryukov, V. V. Shmat // *Post-Soviet Geography*. 1995. – Vol. 36, №6. – P. 389-425.
113. Shell Energy Scenarios to 2050, 4th edition, 2009
114. Smith W. Projecting EU demand for natural gas to 2030: A meta-analysis *Energy Policy*. 58, July 2013. - P. 163–176
115. Starr, C. *Current Issues in Energy* / C. Starr. – Oxford, Pergamon, 1979. – 202 p.
116. Stiglitz, J. E. *The Resource Curse Revisited*, Project Syndicate / J. E. Stiglitz // Project Syndicate [Electronic resource]. – 2004. – Mode of access: <http://www.project-syndicate.org/commentary/the-resource-curse-revisited>. – Date of access: 01.11.2011.
117. Su, B. *Structural Decomposition Analysis Applied to Energy and Emissions: Some Methodological Development* / B. Su, B. W. Ang // *Energy Economics*. 2005. – Vol. 2, – P. 81-101.
118. Tverberg G. *An energy / GDP forecast to 2050* // *Our Finite World* 2012/
119. Vartia, Y. O. *Ideal Log-Change Index Numbers* / Y. O. Vartia // *Scandinavian Statistics*. – 1976. – Vol. 3, September. – P. 121-126.
120. Ward K. *The World in 2050. From the Top 30 to the Top 100.* – HSBC. – *Global Economics*. – January 2012. – 34 p.
121. *World Energy Outlook-2010–2017*. OECD/IEA // International Energy Agency [Electronic resource]. – 2011. – Mode of access: <http://hopi.iaea.org:10000/search/search/C.view=default/results?q=119.%09World+Energy+Outlook-2011.+OECD%2FIEA&s=&sa=0&hf=10> – Date of access: 01.11.2011r.
122. *World Energy Resources* // World Energy Council. – 2016. – 138 p.
123. *World Oil Outlook (WOO-2040)* – OPEC. – 2017.
124. *Worldwide Trends in Energy Use and Efficiency. Key Insights from IEA Indicator Analysis*. OCDE/IEA 2008. // International Energy Agency [Electronic resource]. – 2008. – Mode of access: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Indicators_2008-1.pdf. – Date of access: 21.11.2011.
125. *2018 BP Energy Outlook to 2040*. – 2018. – 125 p.
126. *2017 Outlook for Energy-A View to 2040*, – ExxonMobil. – 2017.
127. *World Energy Statistic 2017* // Database Documentation EIA. – EIA. – 2017.
128. *World Energy Trilemma: Time to get real – the agenda for change.* – World Energy Council. – 2014. – 111 p.

Научное издание

Ковалев Михаил Михайлович
Кузнецов Александр Сергеевич

Будущее белорусской энергетики на фоне глобальных трендов

Монография

В авторской редакции

Ответственный за выпуск *Н. Г. Щербакова*
Дизайн обложки *А. Н. Тодоровой*
Компьютерная верстка *М. С. Чичиной*

Подписано в печать 15.06.2018. Формат 60×84¹/₁₆. Бумага офсетная.
Ризография. Усл. печ. л. 13,02+0,23 вкл. Уч.-изд. л. 10,37+0,02 вкл.
Тираж 100 экз. Заказ 185.

Издатель и полиграфическое исполнение:
республиканское унитарное предприятие
«Издательский центр Белорусского государственного университета».
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя,
распространителя печатных изданий № 1/159 от 27.01.2014, № 2/63 от 19.03.2014.
Ул. Красноармейская, 6, 220030, Минск.