

Экономико-географические особенности отечественной топливно-энергетической промышленности в историческом контексте

Н.С. СИМОНОВ, доктор исторических наук, ПАО «ФСК ЕЭС», Москва.
E-mail: SimonovNS@mes-centra.ru

В статье проводится анализ транспортной составляющей в цене энергоресурсов в различные периоды истории отечественной энергетики. По экономико-географическим особенностям преобладающей добычи (в тоннах условного топлива) данные периоды условно подразделяются на: «Донецко-Бакинский», «Донецко-Волго-Уральский» и «Западно-Сибирский». Доказывается, что возможности развития «Большой энергетики» критически зависят от географического размещения топливных баз и стоимости добычи и доставки каждого из используемых видов энергоресурсов к местам их потребления. Подчеркивается внимание руководства СССР к решению проблемы перманентного дефицита энергетических ресурсов: 1) перемещение наиболее энергоемких производств к источникам наиболее дешевой энергии; 2) переброска энергии в энергодефицитные регионы с помощью дальних электропередач сверхвысокого напряжения; 3) экономия энергии за счет экономического стимулирования и энергосберегающих технологий. Выдвигается предположение о том, что гигантская транспортная инфраструктура топливно-энергетической промышленности бывшего СССР продолжает посылать участникам рынка электроэнергии сигналы о возможных ошибках ценообразования.

Ключевые слова: топливно-энергетические ресурсы; географическое размещение топливных баз; топливно-энергетический баланс; транспортная инфраструктура топливно-энергетической промышленности; реформа электроэнергетики; энергоемкость валового внутреннего продукта (ВВП)

Настоящая статья написана под влиянием дискуссии о неблагоприятных природно-географических условиях хозяйствования в России: холодный климат, растянутые транспортные коммуникации, низкая плотность населения, дефицит выходов к морям и т.д.

Тон дискуссии в 1999 г. задал Андрей Паршев в книге, провокационно озаглавленной: «Почему Россия не Америка?» [Паршев, 1999]. Аргументация автора была такой, что против нее особенно не поспоришь: низкая среднегодовая температура

в России требует намного более значительных энергозатрат в расчете на единицу ВВП, чем в странах даже Севера Европы.

Оппоненты Паршева, количество которых оказалось ничуть не меньше числа его сторонников, утверждали, что влияние климата на экономическое развитие блекнет на фоне других факторов, как, например, высокий энергетический и научно-технологический потенциал страны. Кроме того, Российская Федерация богаче природными ресурсами, в том числе энергетическими, чем все другие страны мира вместе взятые; при наличии определенной суммы технологий данное преимущество гипотетически способно с лихвой перекрыть все неприятности сурового климата [Никонов, 2007].

«Откуда дровишки?» Логистика и цены в лесозаготовительном процессе XVIII века

Жить в России означает почти три четверти года отапливать жилье и содержать дорогостоящую систему коммунального теплоснабжения, чего никогда не знала американско-европейская цивилизация, за исключением разве что Скандинавии. Первым дальнепривозным топливом для многих торгово-промышленных центров Российской империи уже в XVIII веке стали дрова – ресурс, которым Россия с ее бескрайними лесными просторами, казалось бы, наделена в избытке, однако же, и его кое-где приходилось расходовать крайне экономно. Причина – большая продолжительность зимнего периода по сравнению со странами не только Южной, но и Северной Европы, и, разумеется, печально знаменитое бездорожье, которое в ту историческую эпоху героически преодолевалось средствами гужевого транспорта. В Российской империи отопительный сезон официально длился с 16 октября по 16 мая, – все казенные учреждения обогревались в этот период. Уже в XVIII веке в обеих столицах и в безлесных краях империи дрова были дорогим удовольствием.

Главная составляющая стоимости древесного топлива – транспортные издержки, которые удорожали дрова на местах потребления в разы по сравнению с ценой на местах заготовки. А подвоз дров в города осуществлялся преимущественно зимой (по санному пути) и полностью прекращался в период весенней и осенней распутицы.

В конце XVIII века цена кубической сажени дров в Москве доходила до 15 руб. ассигнациями, что, например, дало повод Екатерине II обратиться 2 марта 1794 г. к Правительствующему Сенату с указанием «изыскать средство для удержания дровам умеренной цены» [Кузнецова, 2016].

Развитие во второй половине XIX века железнодорожного транспорта обеспечило освоение ранее недоступных лесных массивов и сделало доставку дровяного топлива потребителям всесезонной. Примечательно, что первоначально в топках паровозов российских железных дорог в качестве горючего сжигались все те же дрова, распиленные на «швырки».

Дефицит дальнепривозного топлива как главная причина дороговизны электроэнергии в дореволюционной России

Со второй четверти XIX века доминирующую роль в мировой энергетике стал играть каменный уголь. Древесина как топливо продолжала использоваться преимущественно для обогрева жилых домов и в маломощных паросиловых установках. Добыча каменного угля в Российской империи в основном концентрировалась в Донбассе. Средняя дальность его провоза с места добычи до места потребления составляла 700 км – в 10 раз больше, чем, например, в Германии. Общая стоимость провоза донецкого топлива до котельных московского промышленного района в 1912 г. в среднем в 1,5 раза превышала его стоимость на месте добычи [Кирш, 1912].

При этом рост угледобычи не поспевал за темпами развития промышленного производства и парового транспорта. В 1913 г. каменного угля в Российской империи было добыто 2 199,3 млн пудов против 1 090,8 млн в 1903 г., но все равно существовала необходимость ежегодного ввоза значительного количества угля из-за границы. В 1912 г. его импорт достиг 324 млн пудов против 183 млн пудов в 1903 г.

В 1913 г. дефицит каменного угля вынудил царское правительство отменить таможенные пошлины на его импорт для казенных железных дорог и военно-морского флота. Объем импорта достиг 468 млн пудов, что составляло 21,3% от российской угледобычи. Только благодаря импорту более дешевого английского и немецкого угля стало возможным, хотя и не в полной мере, обеспечить

топливно-энергетические потребности России в 1913–1914 гг. [Обухов, 2009].

В первое десятилетие XX века в мировой энергетике серьезную конкуренцию углю стала составлять нефть. Нефтяное топливо по калорийности в среднем выше угля. Другое важное преимущество жидкого топлива – его полное сгорание и отсутствие золы [Бессок, 1887]. Россия не осталась в стороне от мировых тенденций; при этом 95% общеимперской добычи нефти (9–11 млн т в год) давал Бакинский нефтяной район, где нефтеносные пласты залегают на глубине всего лишь 20–25 м. К основным месторождениям Баку относились Балаханы, Сабунчи, Раманы, Биби-Эйбат и Сураханы. К их разработке активно привлекались иностранные компании, привозившие в Россию передовые технологии добычи.

Использованию нефти в качестве топлива способствовали изобретение и массовый выпуск «нобелевских форсунок». Уже в 1904 г. общее потребление нефтяного топлива промышленными заведениями Российской империи достигло 150 млн пудов. До 120 млн пудов увеличилось потребление «черного золота» железнодорожным транспортом [Двадцатипятилетние..., 1904].

До того, как попасть к потребителю в европейскую часть страны, бакинская нефть проделывала долгий путь сначала в наливных судах через Каспий и вверх по Волге, а затем в железнодорожных цистернах. В 1913 г. (данные Министерства торговли и промышленности) стоимость транспорта бакинской нефти в С.-Петербург по Мариинской системе каналов, соединяющей бассейн Волги с Балтийским морем, составляла от 16,5 до 19,5 коп./пуд. Доставка в Москву (сначала по воде до Ярославля, а оттуда в цистернах по железной дороге) обходилась в 1,5 раза дороже¹.

В 1913 г. удельный вес нефти в топливном балансе составил в промышленности 50%, на железных дорогах – 29%, в водном транспорте – 18,3%, на электростанциях – 60% [Дьяконова, 1999]. Однако рост потребления нефти совпал с периодом падения на Каспии объемов фонтанной добычи и уменьшения добычи из скважин. Усложнение условий добычи, рост спроса обусловили постоянный рост биржевых цен на нефть. За период с 1897 г.

¹ ГАРФ. Ф.588. Оп.3. Д.43. Л.5–6.

по 1913 г. они увеличились с 9,0 до 42,2 коп./ пуд [Топливо-снабжение..., 1922]. Соответственно, росли цены и на основные нефтепродукты (керосин, бензин, мазут, солярные масла) и увеличивались железнодорожные тарифы. Дошло до того, что в 1912 г. в Ярославском, Кинешмском и Костромском и Нижегородском районах среди фабрик, расположенных по обоим берегам Волги, начался переход с нефти на дровяное топливо [Нефтяная..., 1913].

С началом Первой мировой войны, потребовавшей мобилизации топливных и транспортных ресурсов на военные нужды, кризисная ситуация с топливоснабжением гражданского сектора только обострилась. К началу 1917 г. предприятия отдаленных от Донецкого бассейна районов из-за транспортных проблем не получили от 50% до 80% минимальной потребности угля, а Петроградско-Ревельский район весной того же года имел ежемесячный дефицит 25% по нефтяному и около 30% по угольному топливу от самой минимальной потребности. Расстроилась система лесозаготовок.

Как говорит пословица, «холод не терпит голод». Не исключено, что жизнь в неотапливаемых помещениях на скудном продовольственном пайке революционизировала сознание масс в гораздо большей степени, чем антиправительственная пропаганда революционных социалистических партий. По официальным данным, повышение цен на дрова, по сравнению с мирным временем, достигло 200, 300 и даже 400–500%².

Транспортно-энергетический кризис стал дополнительным катализатором Февральской, а затем и Октябрьской революции 1917 г. Бесконечные угольные эшелоны, закупорившие транспортную систему страны, вкупе с обильными снегопадами, завалившими подъездные пути, способствовали в феврале 1917 г. сокращению поставок хлеба в Петроград и началу «голодных бунтов».

Для Центрального и Северо-Западного промышленных районов и уголь, и нефть являлись дальнепривозным топливом, из-за дороговизны которого средняя себестоимость электроэнергии, отпускаемой с шин тепловых электростанций этих районов, также была довольно высока. Например, в 1910–1913 гг. она колебалась в диапазоне 10,5–13,5 коп./кВт·ч. При этом потребительский тариф, как

² ГАРФ. Ф.7737. Оп.1. Д.13. Л.156.

правило, был в два-три раза выше себестоимости. Для сравнения: на тепловых электростанциях Германии средняя себестоимость электроэнергии в 1913 г. была 3–4 пфеннига/кВт·ч (1,5–2 коп.). На ТЭС США – около 1 цента/кВт·ч (2 коп.) [Дрейлер, 1919].

Если в 1888 г. установленная мощность центральных электростанций общего пользования в России составляла всего 0,5 тыс. кВт, то уже к 1900 г. она «скакнула» до 80 тыс. кВт. Длительная депрессия 1900–1907 гг. снизила темп ввода новых генерирующих мощностей, но подъем 1908–1913 гг. вызвал новое ускоренное энергетическое строительство. В 1913 г. совокупная мощность электростанций общего пользования Российской империи (данные «энергетической переписи» Министерства финансов 1915 г.) составила 260 МВт, а годовое производство – 620,3 млн кВт·ч. Изменился состав энергетического оборудования: вместо жаротрубных котлов и поршневых паровых машин, соединенных ременной передачей с динамо-машинами, устанавливаются водотрубные паровые котлы и паровые турбины (турбоагрегаты).

Фабрично-заводские электростанции в этот период также пережили бурное развитие. За пять лет их совокупная мощность выросла со 150 до 750 МВт. Заводы и фабрики переходят к использованию системы трехфазного тока, группового и индивидуального электропривода. Большое распространение получают дизельные генераторы. Общий коэффициент электрификации производственных процессов в 1913 г. достиг 38–41% [Симонов, 2017].

В годы Первой мировой войны строительство новых и расширение уже имеющихся электростанций продолжалось. Прирост установленной мощности с 1913 г. по 1916 г. составил 30%, выработка электроэнергии составила не менее 4,3 млрд кВт·ч [Энергетика..., 2006].

В 1918–1920 гг. в результате прекращения подвоза донецкого угля и бакинской нефти топливный баланс большинства действующих электростанций Советской России почти на 70% состоял из древесного топлива, выработка электроэнергии в Москве и Петрограде сократилась в 10 раз. Для восстановления дореволюционного уровня электроэнергетики и по мощности, и по выработке Советской России потребовалось 10 лет [Симонов, 2018].

1930–1950-е гг. – «золотой век» советской угольной теплоэнергетики

В 1929–1930 гг. потребление нефтяного топлива электростанциями снизилось до 39,1%, угля – до 19,5%. Доля торфа возросла до 41,4%. Таким образом, советские энергетики выполнили завещание В.И. Ленина обратить внимание «на использование непервоклассных сортов топлива для получения электрической энергии с наименьшими затратами на добычу и перевозку горючего» [Ленин, С. 231].

Сравнение показателей экономической эффективности использования по донецкому, кузнецкому и подмосковному углям и торфу изначально было не в пользу торфа и подмосковного угля.

Добыча торфа имеет сезонный характер (3–4 месяца в году), а степень его просушки, полнота и температура сгорания определяются погодными условиями. Каждое дождливое лето оборачивалось провалом торфоразработок и поставками на электростанции переувлажненного торфа, превращавшегося зимой в монолитные глыбы.

Высокозольный подмосковный уголь с 30% влаги и антрацитовый штыб с его крайне низкой реакционной способностью тоже горели плохо, поэтому уже в конце I пятилетки Наркомат тяжелой промышленности СССР принял принципиальное решение – форсировать для потребностей электроэнергетики добычу донецких, уральских и кузнецких углей. В течение 1929–1940 гг. добыча угля в стране увеличилась с 40,1 млн до 165,9 млн т; в III пятилетке (1938–1942 гг.) – до 242 млн т.

Тенденция к росту доли угля и снижения доли нефтяного топлива и торфа в топливном балансе электростанций сохранялась до 1941 г. и в первое десятилетие после окончания Великой Отечественной войны. Этому способствовало создание и развитие новых угольных баз в Карагандинском и Печорском угольных бассейнах.

Удельный вес гидроэнергетики в общем производстве электроэнергии был невелик. В 1928–1940 гг. он составлял 8,6–10,6%; в 1950–1955 гг. – 10–13%. И это имело объективные причины: 84% потенциальной водной энергии находилось в азиатских районах страны – в Средней Азии, Казахстане, Сибири

и на Дальнем Востоке – слишком далеко от главных промышленных центров и самых населенных городов СССР.

С 1945 г. по 1965 г. на топливно-энергетический комплекс СССР приходилось 30% основных фондов и 30% валовой стоимости промышленной продукции. Его доля составляла треть общего объема грузоперевозок по железным дорогам и $\frac{1}{2}$ – перевозок морского транспорта. С целью тепло- и электроснабжения потреблялось около трети суммарного расхода энергоресурсов, сжигалась половина добываемого в стране угля.

В себестоимости электроэнергии на каменном угле доля топливной составляющей была около 36%. Особенно дорого по условиям добычи обходились угли европейской части СССР. Себестоимость 1 т донецких энергетических углей, приведенная в ценах 1962 г., составляла 70–90 руб., подмосковных – 160 руб. Впрочем, энергетики получали угольное топливо по плановой цене, которая могла быть ниже себестоимости добычи с учетом доставки – разница покрывалась государственными дотациями. В целом с 1917 г. по 1967 г. угольная промышленность СССР была рентабельной только девять лет, в течение 41 года она была планово-убыточной [Лир, 1974].

Перевозка угольного топлива железнодорожным транспортом на большие расстояния тоже дотировалась, но уже посредством льготных тарифов.

На мазутных электростанциях расходы на топливо доходили до 60% себестоимости энергии; на дизельных электростанциях – до 70%. Государственные монопольные цены и в этом случае поддерживали производство тепла и электроэнергии, тогда как нефтяная отрасль в целом существовала за счет госдотаций, т.е. была планово-убыточной.

Одной из существенных проблем советской тепловой электроэнергетики была невысокая тепловая ценность сжигаемого топлива: от 4300 до 5600 калорий. В 1958 г. СССР занял 1-е место в мире по объемным показателям добычи угля и почти полтора десятка лет удерживал эту позицию. Вместе с тем в тоннах условного топлива обогнать США ему так и не удалось. Во-первых, в США добывали уголь более качественный по теплотворной способности, во-вторых, значительно более высокой была доля его механического обогащения. С середины 1960-х гг.

качество угля, поставляемого на тепловые электростанции СССР, неуклонно снижалось (табл. 1).

Таблица 1. Изменение качества угля, поставляемого на электростанции Минэнерго СССР, в период с 1965 г. по 1978 г.

Марка угля	Зольность, %		Теплотворная способность, ккал/кг	
	1965	1978	1965	1978
Донецкий АШ	21,9	32,6	5640	4660
Донецкий Т	20,6	28,5	6180	5180
Подмосковный	36,0	42,8	2520	2210
Львовско-волынский	23,1	31,1	5450	4470

Источник: РГАЭ. Ф.7964. Оп.16. Д.3995. Л.10.

Перевозка лишней «золы и влаги» в составе необогащенного угля требовала дополнительного количества вагонов. А на ТЭС для поддержания горения так называемого «непроектного топлива» (которое, помимо всего прочего, вызывало усиленный износ оборудования и перепростой его в ремонтах) требовалось еще и дополнительное количество мазута (до 10 млн т в год).

1960–1970-е гг. – начало эпохи расцвета «углеводородной» электроэнергетики

С 1950 г. по 1960 г. доля нефти в топливно-энергетическом балансе СССР (в пересчете на условное топливо) поднялась с 17,4 до 30,5%. Замещение высококалорийным углеводородным топливом энергетических углей стало возможным благодаря разработке открытого еще до войны Волго-Уральского нефтяного бассейна, протянувшегося от Куйбышева до Перми.

К 1960 г. основными нефтедобывающими районами СССР стали Башкирская и Татарская АССР. Главные месторождения – Ишимбайское, Ромашкинское, Туймазинское. В 1950 г. добыча нефти в этих районах составила 29,9% от общесоюзной. В 1956 г. «второе Баку» дало 63% общесоюзной добычи.

С экономико-географической точки зрения расположение Волго-Уральских нефтяных месторождений почти идеально: на равном расстоянии от важнейших промышленных районов страны – Центра, Урала и Донбасса. Основные пути сообщения – развитая сеть автомобильных и железных дорог. Но есть и минусы. Нефти Волго-Уральской провинции залегают сравнительно глубоко

(700–1500 м), являются тяжелыми, высоковязкими, сернистыми и высокосмолистыми, с большим содержанием ванадия. Выход легких фракций из них после переработки на НПЗ небольшой, хотя получается больше дизельного топлива и топочного мазута.

Центральное положение Волго-Уральского района на топливно-энергетической карте СССР закрепила сеть нефтепроводов, протянувшихся не только на запад, но и на восток. В январе 1956 г. был введен в действие нефтепровод «Гуймазы – Уфа – Омск» протяженностью 1350 км, по которому нефть Поволжья стала поступать на крупнейший в стране Омский НПЗ.

В технологии нефтедобычи широкое применение получило поддержание пластового давления (ППД) путём закачки воды в пласт. Это позволяло продлять срок естественного фонтанирования. Фонтанный способ эксплуатации скважин долгие годы был доминирующим в стране: в 1950 г. так было добыто 32,8% от всего объёма добычи нефти, а в 1960 г. – 73,7%.

Сам по себе фонтанный способ достаточно дешев и эффективен. Но вот ПДД в развитых нефтедобывающих странах применяется, как правило, в качестве вторичного метода добычи. В СССР же, в отличие от них, этот способ использовали практически с момента начала фонтанирования. Как результат, миллиарды тонн нефти, залегающие на больших глубинах, становились труднодоступными, а суммарная нефтеотдача пластов снижалась.

Добыча в Волго-Уральском регионе достигла пика в 4,5 млн барр. в день (226,2 млн т в год) в 1975 г. Затем в течение 10 лет она снизилась на 2/3 от этого уровня.

Доля самого экономичного ископаемого топлива – природного газа – в топливно-энергетическом балансе СССР в 1950–1955 гг. составляла всего 1,3–3,3%.

Первый магистральный газопровод «Саратов-Москва» (протяженность 843 км, диаметр трубы – 325 мм) с шестью компрессорными станциями официально был введен в эксплуатацию 7 марта 1947 г.

В 1955 г. в стране было добыто 10,4 млрд м³ газа, СССР занял первое место в Европе и второе – в мире (после США) по добыче газа. За десятилетие, к 1965 г., объём добычи вырос до 127 млрд м³, а протяжённость газопроводов увеличилась с 7 тыс. км до 42 тыс. км.

Практически все разрабатываемые в СССР в 1950–1960-е годы месторождения природного газа (за исключением Газли в Узбекистане) характеризовались благоприятными экономико-географическими условиями, сравнительно небольшими глубинами залегания сырья и близостью к потребителю. Больше половины природного газа добывалось на Северном Кавказе (Ставрополье и Краснодарский край).

С учетом транспортировки по трубопроводной системе себестоимость газа в местах потребления, например, в Москве была примерно одинакова с себестоимостью привозного (днепровского) угля.

Доля природного газа в топливно-энергетическом балансе СССР в 1965 г. составила 7,9% [Карпов, 2010], в топливно-энергетическом балансе электростанций – 1,8%. Для сравнения: в США удельный вес природного, попутного и искусственного газа на тепловых электростанциях, по данным за 1956 г., составлял 21,6%.

По мере выработки нефтегазовых месторождений в европейской части СССР добыча углеводородов географически перемещалась все дальше на восток и север, сложнее становились условия их извлечения, дороже создание и организация транспортной инфраструктуры.

ЛЭП сверхвысокого напряжения как особый вид транспорта энергетических ресурсов

До открытия и разработки нефтегазовых месторождений в Западной Сибири донецкий уголь успешно конкурировал с мазутом в производстве тепла и электроэнергии. Экономисты подсчитали, что на электростанции европейской части страны можно с выгодой транспортировать даже кузнецкие угли, которые по калорийности не уступали донецкому антрациту и при этом содержали в 1,5–2 раза меньше серы и других вредных примесей.

Большие надежды советские энергетики возлагали на угли открытой добычи Экибастузского (Казахстан) и Канско-Ачинского (Восточная Сибирь) угольных бассейнов. Так как дальняя перевозка этих углей по железной дороге была нерентабельна из-за низкой калорийности, высокой влажности и зольности, предполагалось сжигать их вблизи мест добычи на мощных конденсационных электростанциях.

Минэнерго СССР планировало построить 4 ГРЭС общей мощностью 20 млн кВт на экибастузских угольных разрезах и 10 ГРЭС, каждая мощностью 6,4 млн кВт, на КАТЭК. Полученную электроэнергию предполагалось транспортировать в энергодефицитные районы страны посредством дальних электропередач протяженностью от 1,5 до 2,5 тыс. км по трассе.

Особенность дальней электропередачи как особого вида транспорта состоит в том, что объект и средство транспортировки – сама электроэнергия. Себестоимость ее передачи складывается из эксплуатационных затрат, амортизации элементов оборудования ЛЭП и трансформаторных подстанций, а также из потерь мощности и энергии, которые происходят по причине естественных электрофизических законов. По данным Минэнерго СССР, ежегодные отчетные потери магистральных электропередач напряжением 110–220 кВ находились на уровне 9% от отпуска электроэнергии в сеть. Из них 2,25% – это так называемые постоянные потери, 6,75% – нагрузочные.

Первые воздушные линии сверхвысокого напряжения (500 кВ) протяженностью более 1 тыс. км были построены в СССР в конце 1950-х – начале 1960-х гг. для выдачи мощности Волжских ГЭС. Это Куйбышевская и Волгоградская электропередачи переменного тока с пропускной способностью 1500 и 1800 МВт. Вскоре после ввода в эксплуатацию РЭУ «Мосэнерго» исследовало их экономическую эффективность по сравнению с перемещением на то же расстояние топливных грузов по железной дороге и магистральным трубопроводам. Себестоимость железнодорожной перевозки донецкого угля на расстояние 1000 км для производства 1 кВт·ч электроэнергии и себестоимость передачи электроэнергии на то же расстояние по ЛЭП-500 кВ оказались примерно одинаковы – 0,16 коп. в ценах 1962 г.³

Летом 1967 г. было принято решение⁴ о строительстве передачи постоянного тока ± 750 кВ «Экибастуз – Центр» протяженностью 2414 км (мировой рекорд на тот момент). Однако из-за противодействия Госплана СССР, сомнений инженеров в надежности аппаратуры преобразовательных подстанций и иных причин строительные-монтажные работы

³ ЦГАМ. Ф.Р-484. Оп.1. Д.224. Л.19.

⁴ Постановление Совета Министров СССР № 659 от 12 июля 1967 г.

начались лишь десять лет спустя, и до конца советской эпохи строительство так и не было завершено. По мнению министра энергетики и электрификации СССР П. С. Непорожного, сдерживание строительства экибастузских ГРЭС и дальнейших электропередач сверхвысокого напряжения было «большой ошибкой», особенно в свете несбывшихся надежд на высокие темпы прироста мощностей АЭС в европейской части страны [Непорожный, 2003].

1970–1980-е гг. – «золотой век» «углеводородной» электроэнергетики

Гипотезу о существовании залежей нефти на восточном склоне Уральского горного хребта в 1932 г. выдвинул основоположник советской нефтяной геологии академик Иван Губкин, однако практические доказательства его прогнозов были получены лишь три десятилетия спустя.

Начало нефтедобыче в Западной Сибири дало Мегионское месторождение. Первый фонтан там забил 21 марта 1961 г. с глубины 2180 м. Позже были открыты более десятка других месторождений, в том числе супергигант (6-е место в мире по запасам) Самотлор, разработка которого началась в 1969 г.

Настоящей мировой сенсацией стало Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, которое по величине газовых запасов (десять триллионов кубических метров) занимает третье место на планете. Его разработка началась в 1978 г., в 1981 г., были добыты первые 100 млрд м³ природного газа.

Несмотря на то, что часть западносибирской нефти шла на замещение падающих объемов добычи в Волго-Уральском регионе, в 1970 г. – впервые в истории советской топливной промышленности – объём добычи нефти превысил объём добычи угля (в пересчёте на условное топливо). Добыча угля и нефти соответственно составила 432,7 и 502,5 млн т (против 412,5 и 346,2 млн т в 1965 г.). Удельный вес жидкого топлива и газа в общем расходе топлива электростанциями Минэнерго СССР в 1975 г. составил 51,9% против 19,8% в 1960 г. [Уманский, 1974].

В 1980 г. доля углеводородного топлива в тоннах условного топлива увеличилась до 60% (табл. 2).

**Таблица 2. Расход топлива на производство электрической
и тепловой энергии на электростанциях
Минэнерго СССР в 1980 г.**

Вид топлива	В натуральном выражении	В условном выражении	%
Уголь, тыс. т	296877	164701	37,6
Торф, тыс. т	14683	4690	1,0
Сланцы, тыс. т	2637	7782	1,8
Мазут и нефть, тыс. т	113196	156106	35,6
Природный газ, млн м ³	90189	104816	24,0
Итого условного топлива, тыс. т		438095	100

Источник: РГАЭ. Ф.7964. Оп.16. Д.5416. Л.115.

К 1987 г. нефть и газ Западно-Сибирской провинции понизили долю угля и других твердых топлив в объеме первичных энергоресурсов электроэнергетики до 20%.

По мере освоения месторождений Западной Сибири решалась задача транспортировки нефти и газа. С этой целью (впервые в мире за столь короткое время и в таких сложных природно-климатических условиях) была построена сеть широтных магистральных трубопроводов, протянувшихся на тысячи километров из Азии в Европу.

Отметим, что доставка нефти трубопроводным транспортом обходится заметно дороже морских перевозок. До 35% от общих эксплуатационных затрат нефтепроводов это – расходы на электроэнергию. Так, среднегодовой объем перекачки нефти на 500-километровом участке магистрального нефтепровода с диаметром трубы 1220 мм составляет около 50 млн т; удельный расход электроэнергии на перекачку 1 тыс. т нефти в расчете на 1 км трубопровода – 8–10 кВт·ч.

АК «Транснефть» оценивает расход потребления электроэнергии данным видом транспорта энергоресурсов в 13 млрд кВт·ч/год (данные за 2010 г.) [Богданов, 2012].

Большую удельную энергоемкость имеют и магистральные газопроводы, причем, на 50–70% выше, чем в Западной Европе [Воронков, Крюков, Рубцова, 2013]. Первый в мире трансконтинентальный магистральный газопровод «Уренгой – Помары – Ужгород», запущенный в эксплуатацию в 1983 г., имеет протяженность 4451 км, диаметр трубы – 1420 мм. На его трассе расположены 42 компрессорные станции 10, 16 и 25 МВт. В настоящее время, по данным зарубежных СМИ, транспортировка

природного газа по газопроводу «Уренгой – Помары – Ужгород» до западной границы обходится «Газпрому» примерно в 50 долл. за 1000 м³, что при цене газа, скажем, в 200 долл. за 1000 м³ составляет 25% от его стоимости у потребителя.

В 1990 г. установленная мощность газоперекачивающих агрегатов магистральных газопроводов СССР достигла 40 млн кВт, и это больше мощности атомных и гидравлических электростанций современной России вместе взятых.

К моменту распада СССР общая протяжённость магистральных трубопроводов составляла:

- нефтепроводы – свыше 70 тыс. км;
- нефтепродуктопроводы (с отводами от них) – около 30 тыс. км;
- газопроводы – 209 тыс. км;
- промышленные трубопроводы – около 300 тыс. км⁵.

Содержание самой большой в мире трубной транспортной системы, по которой из Западной Сибири ежегодно перекачивалось более 500 млн т условного топлива, обходилось СССР, по разным оценкам, примерно в 5–6 млрд долл. в год, и это приблизительно соответствовало ежегодной валютной выручке от экспорта нефти и нефтепродуктов.

Наступление эры нефтегазового изобилия не решило проблему дефицита топливных ресурсов в энергосистеме. Задания по накоплению топлива для прохождения осенне-зимнего максимума систематически недовыполнялись. Например, в 1977 г. тепловые электростанции СССР недополучили 7 млн т мазута и 1,5 млрд м³ газа. Нарушение графика поставок топлива вызывало необходимость разгрузки энергоблоков и приводило к сокращению выработки электроэнергии.

Предложения по замещению и сокращению использования дальнепривозного топлива для нужд тепло- и электроэнергетики

В 1970–1980-е гг. на перевозки топливных грузов (нефть, газ, уголь) в СССР приходилась половина всего грузооборота всех видов транспорта.

⁵ Современное состояние системы магистральных трубопроводов [Эл. ресурс]. URL: <http://www.transafety.ru/issue/2004/articals/126.htm>

Почти весь добываемый уголь и топочный мазут перевозились на конденсационные электростанции и ТЭЦ по железной дороге. Вместе с магистральными трубопроводами железнодорожный транспорт стал едва ли не составной частью советской топливно-энергетической промышленности.

Проблема совершенствования структуры топливно-энергетического баланса и сокращения объемов использования в промышленности и электроэнергетике дальнепривозного топлива обсуждалась на всех «этажах» хозяйственного и партийного руководства страны, в Госплане и Минэнерго СССР, в профильных институтах АН СССР. Основным путем решения проблемы считалось строительство в европейской части СССР атомных (АЭС) и гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС).

Экономические институты АН СССР подготовили ряд докладов и служебных записок о целесообразности перемещения на восток – ближе к местам добычи энергоресурсов, наиболее энергоемких производств. Об этом, в частности, писал в 1984 г. в Совмин СССР академик А.Г. Аганбегян: «Но еще больший ущерб страна несет из-за задержки перемещения в Сибирь энергоемких и электроемких производств. Эти производства вынужденно расширяются в европейской части страны и на Урале, куда из Сибири в 1984 г. будет передано около 800 млн т топлива (в пересчете на условное). Идут огромные растраты общественного труда из-за того, что энергоемкие производства размещаются вдали от источников топлива. Чем дольше продолжается этот процесс, тем больше усугубляются частичные диспропорции в нашем народном хозяйстве из-за недостатка топлива и энергии, перенапряжения баланса капитальных вложений, все больше направляемых на добычу и транспорт топлива, закупку транспортных артерий потоками топлива, перемещаемого с востока на запад на многие тысячи километров»⁶.

С началом перестройки в Минэнерго СССР стали больше уделять внимания вопросам экономии топлива и электроэнергии, повышению КПД энергоблоков ТЭС и снижению потерь в электрических и тепловых сетях. В 1998 г. по инициативе ЦДУ ЕЭС СССР разрабатывается комплекс мероприятий по созданию в стране оптового рынка электроэнергии [Сюткин, 2016].

⁶ РГАЭ. Ф.7964. Оп.17. Д.1309. Л.157.

От перманентного дефицита энергоресурсов к «ценовому беспределу»

На протяжении 15 постсоветских лет отечественная топливно-энергетическая промышленность при остром недостатке собственных инвестиций дотировала экономику страны. И это едва не закончилось катастрофой. Десятикратно сократился ввод энерго мощностей. К 2008 г. половина электрических мощностей и 60% теплосетей выработали парковый ресурс, а 10–20% из них находились в аварийном состоянии. Проведенная в 2002–2008 гг. реформа электроэнергетики помогла решить проблему отложенных инвестиций и повысить надежность электроснабжения, но она не обеспечила потребителей дешевой электроэнергией. С 2008 г. по 2011 г. цены на электроэнергию для промышленности выросли на 70%, и в 2012 г. составили 0,0637 евро/кВт·ч, превысив уровень США и сравнявшись с Германией. Лишь начиная с 2012 г. рост цен на электроэнергию замедлился и стал примерно соответствовать уровню инфляции.

На наш взгляд, на рост энерготарифов существенно повлияли не только удорожание топлива, но и искаженные ценовые сигналы, подаваемые рынку протяженной, инерционной, отдельными сегментами избыточной инфраструктуры ТЭК – железнодорожной, трубопроводной и электросетевой. Эксплуатационные расходы на содержание данных комплексов, включая нетехнологические потери, продолжают оставаться непомерно высокими.

Реформа электроэнергетики не отменила непреложного экономического закона, согласно которому стоимость энергии всех видов возрастает по мере продвижения от начала к концу технологической цепи. Для снижения энергозатрат на единицу валового продукта, при неопределенности общественно-необходимых расходов на содержание транспортной инфраструктуры ТЭК, участники рынка должны либо сокращать потребление электроэнергии, либо повышать эффективность ее производства, передачи и распределения.

Литература

- Паришев А.П.* Почему Россия не Америка. М.: Крымский мост, 1999.
Бессок А.Г. О нефтяном отоплении паровых котлов. С.-Петербург, 1887.
С. 10.

Богданов Р.М. Расчет норм потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти //Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. №1. С. 47.

Воронков В.И., Крюков О.В., Рубцова И.Е. Основные экологические направления и задачи энергосбережения при реконструкции объектов ОАО «Газпром» //Газовая промышленность. 2013. №7. С. 74-78.

Двадцатипятилетние товарищества нефтяного производства Бр. Нобель. 1879-1904. СПб., 1904. С. 97-98.

Дрейлер Л. Задачи и развитие электротехники. М.: Государственное издательство, 1919. С. 7

Дьяконова И.А. Нефть и уголь в энергетике царской России в международных сопоставлениях. М.: РОССПЭН. 1999.

Карпов В.П. Нефть и газ в промышленной политике СССР (России) // Вестник Нижневартговского государственного университета. 2010. №4. С. 75-88.

Кузнецова С. «Недостаточные люди топят гречневою шелухою». Насколько дорого в Российской империи ценилось тепло //Коммерсантъ Власть. 2016. №3. С. 28.

Кириш К.В. Сжигание антрацита и использование его тепла в котельной. Харьков, 1912. С. 1.

Никонов А.П. История отможенных в контексте глобального потепления. М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2007.

Ленин В.И. Полное собрание сочинений. 5-е изд. Т. 36. С. 231.

Лир Ю.С. Цена, себестоимость и рентабельность в угольной промышленности. М.: Недра, 1974. С. 7.

Непорожний П.С. Энергетика страны глазами министра: Дневники. 1935-1985 гг. М.: Энергоатомиздат, 2003. С. 95, 669.

Нефтяная промышленность и торговля зимой 1912/13 года. Баку, 1913. С. 5.

Никонов А.П. История отможенных в контексте глобального потепления. М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2007.

Обухов Н.П. Российская экономика в начале XX века: причины развала // Вестник ИЭ РАН. 2009. № 1. С. 329.

Симонов Н.С. Энергетическая статистика дореволюционной России // Статистика и экономика. 2017. № 4. С. 22-32.

Симонов Н.С. Органы управления электрохозяйством и энергетическая статистика СССР в 20-е годы // Статистика и экономика. 2018. №1. С. 49-50.

Сюткин Б.Д. Организация оптового рынка электроэнергии и мощности в России. М.: Издательский дом МЭИ, 2016.

Топливоснабжение и транспорт в 1921 году. К отчету Г.У.Т. за 1921 год. Выпуск 1-й. М., 1922. С. 4.

Уманский Л.М. Экономика нефтяной и газовой промышленности: учеб. пособие /Л.М. Уманский, М.М. Уманский. М.: Недра, 1974. С. 70.

Энергетика России. 1920-2020 гг.: 4 тт. Т.1. План ГОЭЛРО. М.: ИД «Энергия», 2006. С. 55.

Summary

Simonov H.S., PJSC FGC UES, Moscow

Economic and Geographical Features of the Domestic Fuel and Energy Industry in the Historical Context

Abstract. The author of the article analyzes the importance of transport component in the price of energy resources in different historical periods of domestic energy industry. According to economic and geographical features of predominant production (in tons of conventional fuel), these periods are divided into: “Donetsk-Baku”, Donetsk-Volga-Ural” and “West-Siberian”. The author argues that development opportunities of “Giant energy” critically depend on geographical location of main fuel bases and cost of production and delivery of all used energy resources to places of their consumption. The relevance of approaches of Soviet leaders to solve the problem of permanent deficit of energy resources is illustrated by: 1) transfer of most energy-intensive industries to the sources of cheapest energy; 2) transfer of energy from energy surplus regions to energy-deficient regions with the help of long-range overhead lines; 3) saving of energy due to energy-saving technologies and economic incentives. It is suggested that the tremendous transport infrastructure of the fuel and energy industry of the former USSR continues to send distorted signals with pricing errors to the electricity market.

Keywords: fuel and energy resources; geographical location of fuel bases; fuel-energy balance; transport infrastructure of the fuel and energy industry; power industry reform; energy intensity of gross domestic product (GDP)

References

- Bessok A.G. (1887). O neftyanom otopenii parovykh kotlov [About oil heating of steam boilers] Saint-Petersburg. P.10. (In Russ.).
- Bogdanov R.M. (2012). Raschet norm potrebleiia elektroenergii v truboprovodnom transporte nefii [Calculation of electricity consumption rates in oil pipeline transport]. *Neftgazovoe delo*. No.1. P. 47. (In Russ.).
- Diakonova I.A. (1999). *Neft i ugol v energetike tsarskoy Rossii v mezhdunarolnykh sopostavleniyah* [Oil and coal in the energy sector of tsarist Russia in international comparisons] Moscow: ROSSPEN Publ. (In Russ.).
- Dreiler L. (1919). Zadachi i razvitiie elektrotehniki [Tasks and development of electrical engineering] Moscow: State Publishing House. P. 7. (In Russ.).
- Dvadsatiletie tovarishestva neftyanogo proizvodstva Bratjev Nobel. 1879-1904* (1904). [Twenties anniversary of the Nobel Brothers oil production partnership. 1879-1904] Saint-Petersburg. Pp. 97-98. (In Russ.).
- Energetika Rossii. 1920-2020 gg. (2006). V 4-h tomah. T.1. Plan GOERLO [Electric Power Industry of Russia. 1920-2020] In 4 volumes. Vol 1. The GOERLO Plan] Moscow. Publishing house Energia. Pp. 55. (In Russ.).
- Karpov V.P. (2010). Neft i gaz v promyshlennoi politike SSSR (Rossia) [Oil and gas in the industrial policy of the USSR (Russia)]. *Vestnik Nizhnevartovskogo gosudarstvennogo universiteta*. No. 4. Pp. 75-88. (In Russ.).
- Kirsh K.V. (1912). *Sziganie antrasita i ispolzovanie ego tepla v kotelnoy*. [Combustion of anthracite and use of its heat in the boiler]. Kharkov. P. 1. (In Russ.).
- Kuznetsova S. (2016). Nedostatochnye ludi topyat grechnevoi sheluhoi. Naskolko dorogo v Rossiiskoi Imperii tsenilos teplo [Insolvent people are heated by the husk

of buckwheat. How expensive heat was valued in the Russian Empire] *Kommersant Vlast*. No. 3. P. 28. (In Russ.).

Lenin V.I. *Polnoe sobranie sochinenii*. 5-e izdanie. T. 36. P. 231. (In Russ.).

Lir U.S. (1974). *Tsena, sebestoimost i rentabelnost v ugolnoy promishlennosti* [Price, costs and profitability in the coal industry] Moscow. Nedra Publ., 1974. P. 7. (In Russ.).

Neftyanaya promyshlennost i trgovlya zimoi 1912/13 goda. (1913). [Oil industry and trade in the winter of 1912/13] Baku. P. 5. (In Russ.).

Neporozhny P.S. (2003). *Energetika strani glazami ministra: Dnevnik. 1935-1985 gg.* [Energy industry of the country through the eyes of the Minister: Diaries. 1935-1985] Moscow. Energoatomizdat Publ. Pp. 95, 669. (In Russ.).

Nikonov A.P. (2007). *Istoria otmorozennih v kontekste globalnogo poteplenia* [History of frostbitten in the context of global warming]. Moscow. NC ENAS Publ. (In Russ.).

Obukhov N.P. (2009). Rossiiskaya ekonomika v nachale dvadtsatogo veka: prichiny razvala *Vestnik Instituta Ekonomiki RAN*. No. 1. P. 329. (In Russ.).

Parshev A.P. (1999). *Why Russia is not America*. Moscow. Krymsky most-9d. NTC Forum Publ. (In Russ.).

Simonov N.S. (2017). Energy statistics of pre-revolutionary Russia. *Statistics and Economics*. No. 4. Pp. 22-32. (In Russ.) Available at <http://doi.org/10.21686/2500-3925-207-4-22-32>

Simonov N.S. (2018). The authorities of the electrical power and energy statistics of the USSR in the 1920S. *Statistics and Economics*. No.1 Pp. 42-51. (In Russ.) Available at <http://doi.org/10.21686/2500-3925-2018-1-42-51>

Syutkin B.D. (2016). *Organizatsia optovogo rynka elektroenergii i moshnosti v Rossii* [Organization of the wholesale electricity and electric power market in Russia] Moscow. Publishing house of MEI. (In Russ.).

Toplivosnabzhenie i transport v 1921 godu. (1922). K otchetu G.U.T. za 1921 god: Vipusk 1 [Fuel supply and transport in 1921. To The Report of G.U.T. for 1921: Issue 1] Moscow. P. 4. (In Russ.).

Umanski L.M. (1974). *Ekonomika neftyanoi i gazovoi promyshlennosti* [Economics of oil and gas industry] Moscow. Nedra Publ., P. 70. (In Russ.).

Voronkov V.I., Kryukov O.V., Rubtsova I.E. (2013). Osnovnie ekologicheskie napravleniya i zadachi energosberezheniya pri rekonstruktsii objektov OAO «Gazprom» [The main environmental objectives of energy conservation during the reconstruction of objects of JSC Gazprom]. *Gazovaya promyshlennost*. No. 7. Pp. 74-78. (In Russ.).