

МЕТОДОЛОГИЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ МИРОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ ПРОИСХОДЯЩИХ ИЗМЕНЕНИЙ НА РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Кулагин В.А., Грушевенко Д.А., Капустин Н.О., Яковлева Д.Д.

Институт энергетических исследований РАН

vakulagin@ineiran.ru

Аннотация: В статье рассматриваются новые подходы к прогнозированию мировой электроэнергетики, потребность в которых обусловлена ускоренным развитием ВИЭ, совершенствованием технологий хранения электроэнергии, появлением новых возможностей локальной генерации и превращением значительного числа бывших потребителей из пассивных в активных участников рынка.

Ключевые слова: МЕТОДОЛОГИЯ, ПРОГНОЗИРОВАНИЕ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА, ВИЭ.

Введение

Научно-технический прогресс представляет собой, пожалуй, один из наиболее значимых факторов, воздействующих на перспективы развития мировой энергетики. Технологические инновации и преобразования затрагивают все цепочки производства, поставки и потребления энергетических ресурсов. Центром этих новаций в последние годы становится сегмент генерации тепла и электроэнергии.

В основе прогнозирования электроэнергетики традиционно лежала оценка спроса с учетом его неравномерности и формирование структуры мощностей, позволяющей его удовлетворить. Причем удовлетворение фактически шло набором электростанций до достижения максимального требуемого уровня выработки с учетом резерва. Развитие производства электроэнергии и тепла на основе ВИЭ привело к трансформации требований к электросистеме, связанной с сильной неравномерностью производства и потребностью масштабного резервирования, параллельно всё более важное значение стал приобретать сегмент хранения электроэнергии. А новые изменения на стороне потребления позволяют не только отбирать электроэнергию из сети, но и более оптимально подходить к режимам использования энергии, а также в отдельные моменты отдавать электроэнергию в сеть, накопленную в периоды низких цен с помощью систем аккумулирования, или полученную путем локальных источников, например солнечных панелей. Таким образом, можно говорить о более сложной системе с множеством активных участников.

Ключевой тенденцией последних лет в электроэнергетике стал рост конкурентоспособности генерации из возобновляемых источников энергии, стимулируемый активной энергетической политикой, направленной на декарбонизацию энергетического комплекса. Повышение конкурентоспособности ВИЭ, по сравнению с генерацией на ископаемых топливах, на фоне крупных дотационных программ привело к росту выработки электрической энергии на этом виде электростанций по всему миру.

По состоянию на конец 2017 г., на долю «новых/современных ВИЭ» (без учета традиционной большой гидроэнергетики) пришлось 10,1 % от глобальной выработки электроэнергии. Наиболее распространенные технологии ВИЭ на сегодня, это ветровая энергетика (5,6 % от общей генерации), биоэнергетика (2,2 %) и солнечная энергетика (1,9 %). Общая установленная мощность новых ВИЭ практически утроилась к 2017 г. (до 1081 ГВт) по сравнению с 2010 г., когда этот показатель составлял всего 312 ГВт, что наглядно свидетельствует о высоких темпах развития этого направления.

В сфере солнечной генерации технологический прогресс был сосредоточен на двух ключевых технологических направлениях:

- Фотоэлектрические установки, осуществляющие превращение солнечной энергии в тепловую за счет фотоэлектрических преобразователей, - причем как на уровне крупных электростанций, так и на уровне небольших распределенных генерирующих объектов, предназначенных для электроснабжения домохозяйств и небольших промышленных

объектов. В дальнейшем технологическое совершенствование в области фотовольтаики направлено будет на применение бескремниевых технологий и дальнейшее снижение производственных затрат;

- Солнечные термальные установки, конвертирующие солнечную энергию в тепловую. Продолжается снижение стоимости производства тепла по подобным технологиям (совокупно с применением вакуумных коллекторов и плоских солнечных коллекторов).

В сфере ветрогенерации также наблюдается значительное совершенствование технологий, удельная стоимость производства ветровой энергии снизилась за период с 1984 по 2014 гг. в 2,2 раза для установок наземного базирования, причем здесь потенциал «кривой обучения» практически исчерпан. Значительным потенциалом технологического совершенствования обладают офшорные (морские) ветроустановки,

Продолжают развиваться технологии геотермальных электростанций, применяемых для производства электрической энергии за счет тепловой энергии геотермального источника (в том числе ГеоЭС на перегретом паре, ГЕОЭС с технологиями прямого цикла, ГеоЭС с технологиями бинарного цикла, ГеоЭС с технологиями прямого и бинарного цикла) и тепловых насосов – использующих геотермальную энергию, преобразуя ее в полезное тепло. Ключевое направление технологического развития – переход от ГеоЭС прямого цикла к комбинированным и бинарным системам.

Естественно, что столь значимые изменения в электроэнергетическом секторе не могут не найти отображения в модельно-информационных комплексах, предназначенных для прогнозирования развития мировой электроэнергетики.

1 Направления развития методологии прогнозирования мировой электроэнергетики

Увеличение доли ВИЭ в структуре выработки электрической энергии на практике представляет собой не просто включение в энергетическую корзину сектора еще нескольких энергоносителей, а принципиальные изменения во всем характере функционирования электросистемы. Так, при прогнозировании энергосистемы в составе которой значительную долю выработки занимают НВИЭ, необходимо учитывать:

Особенности режимов выработки, в которых работают ВИЭ, т.е. тот факт, что солнечные и ветряные электростанции способны вырабатывать энергию только когда дует ветер и светит солнце, во всех остальных случаях мощности НВИЭ нуждаются в резервировании либо традиционной генерацией, либо посредством накопления энергии, выработанной в часы пиковой выработки;

- НВИЭ электростанции имеют другую экономику, нежели традиционная генерация, например в структуре полных удельных затрат доминируют капитальные вложения на строительство, а вот операционные расходы невелики, в то время как для ископаемой генерации во многом определяют экономику затраты на топливо (газ и уголь);
- Генерация на ВИЭ часто имеет преференции с точки зрения энергетической политики, осуществляемой посредством оказания государственной поддержки подобным проектам, поэтому зачастую новая мощность ВИЭ может входить в структуру генерации даже в том случае, если это экономически нецелесообразно.

ИНЭИ РАН имеет большой опыт по анализу и прогнозированию тепло и электроэнергетики [1, 2, 3, 4]. Однако изменение условий функционирования электросистем бросает новый вызов и к развитию инструментария их оценки.

В статье представлено описание подходов в рамках новой системы прогнозирования, задачей которой является постраничная оценка перспектив электроэнергетики.

Описываемая методика основывается на совмещении принципиальных подходов, традиционно используемых при проведении имитационного и оптимизационного моделирования. Сам электроэнергетический модуль представляет собой интегрированную часть комплекса прогнозирования мировой энергетики ИНЭИ РАН, который представляет собой уникальную систему десяти взаимосвязанных моделей и баз данных (модулей), позволяющих осуществлять прогнозирование ключевых показателей мировой энергетики от потребления первичной энергии до предложения отдельных энергоносителей по 199 географическим узлам, 135 странам мира (см. рис. 1).

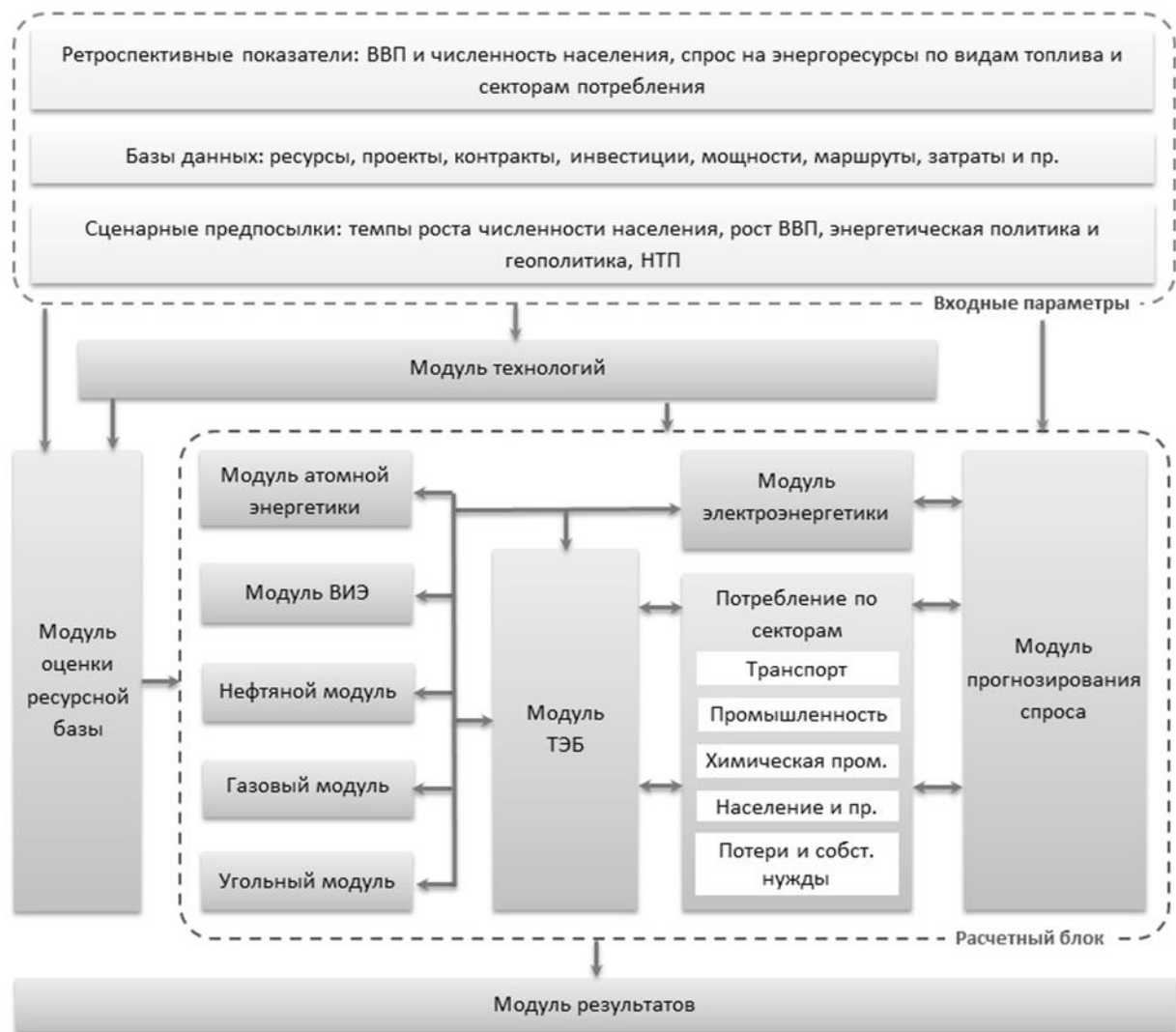


Рис. 12 - Схема моделей прогнозирования мировой энергетики комплекса SCANER

Источник: ИНЭИ РАН.

Компоненты комплекса представляют собой современные, уникальные расчетные инструменты, совмещающие в себе множество подходов к прогнозированию, в частности при осуществлении прогнозирования применяются элементы эконометрического анализа, оптимизации, приемы кластерного анализа, имитационного и многокритериального моделирования. Многие модели, используемые в рамках Комплекса, имеют аналоги в мировой практике, например аналоги ресурсных модулей: МРГ, ММЖТ, МРУ существуют у зарубежных компаний Nexant [5], Rystad [6]; базы данных, похожие по своему составу и содержанию на Модуль ВИЭ на регулярной основе поддерживает IRENA, совместно с IEA [7], модели прогнозирования спроса на нефтепродукты и их субституты также широко распространены, как в научных институтах (Институт экономики Энергетики (Япония) [8], ЦЭМИ РАН (Россия) [9], Институт экономики переходного периода (Россия) [10], Калифорнийский университет (США) [11], так и в международных экспертных организациях (МИРЕС [12], Мировой банк [13], ОПЕК [14]). Тем не менее, именно взаимосвязка всех этих моделей, комплексность получаемой информации о будущем развитии мировой энергосистемы, с точки зрения отображения всех ее системных эффектов и взаимного влияния друг на друга различных отраслей энергетики делает комплекс ИНЭИ РАН уникальным, практически не имеющим аналогов в мире, позволяющим решать как специализированные исследовательские задачи в рамках анализа нефтяной, газовой, или угольной отрасли, так и комплексные исследования перспектив развития энергетики.

Модуль электроэнергетики предназначен для прогнозирования удовлетворения задаваемой из соседнего модуля прогнозирования спроса потребности в электроэнергии за счет различных доступных источников. Рынок электроэнергии характеризуется ограниченными межстрановыми

перетоками в отличие от углеводородных рынков. Поэтому межстрановые поставки предполагается рассматривать отдельно в рамках оптимизационной модели, определяющей целесообразность перетоков по отдельным направлениям в рамках выполнения задачи минимизации общих системных затрат. Описываемый ниже инструментарий будет уже работать на основе четко определенных потребностей каждого узла в производстве электроэнергии с учетом как собственного спроса, так и межузловых перетоков, получаемых на оптимизационной транспортной модели.

Согласно методологии, задаваемый спрос детализируется для каждого узла по режимам работы энергосистемы на пик, полупик и нефик, а также по сезонам: лето, осень, весна, зима. Покрытие спроса в модели осуществляется всеми конкурирующими в сегменте генерации топливами, за исключением атомных станций и крупных гидростанций.

Объемы производимой атомными станциями энергии передаются из атомного модуля. Атомный блок включает информацию по всем действующим и строящимся энергоблокам АЭС (с характеристиками), страновые данные по планируемым проектам и целям энергополитики в области АЭС. В результате формируются мощности по действующим, строящимся и утвержденным проектам. Отдельно с учетом планов энергополитики, сценарных предпосылок и конкурентоспособности атомной энергетики (проверяется итерационно в ходе расчетов) формируется прогнозный график ввода перспективных энергоблоков по странам. Также уточняются с учетом принятых решений и энергополитики сроки вывода работающих энергоблоков из эксплуатации. С учетом страновых особенностей и статистики выработки строится тренд эффективности использования мощностей, который в совокупности с объемами самих мощностей дает динамику выработки электроэнергии на АЭС. Прогноз производства электроэнергии на основе гидро осуществляется по схожему принципу с учетом действующих мощностей, потенциала ввода новых и планов в рамках энергополитики.

После вычета объемов электроэнергии, произведенной на АЭС и ГЭС, стоит задача удовлетворения остаточного спроса. Для этого рассматриваются следующие источники производства электроэнергии: газ, уголь, нефтепродукты, ветряная энергия (в декомпозиции на офшорные и наземные), солнечные (в том числе фотовольтаика и термальное солнце), биотопливо, геотермальные станции и др.

В модуль прогнозирования, кроме объемов спроса на электроэнергию, загружаются ретроспективные данные по установленным мощностям с указанием того на каком топливе работает та или иная мощность и данные по выработке электроэнергии на различных видах топлива. Система гибко подстраивается под имеющуюся исходную статистику, имея возможность использовать различную временную глубину данных и работать как с данными по мощностям и выработке, так и только с выработкой.

На первом этапе расчета в модуле по каждому виду топлива формируется динамика перспективного выбытия мощностей с учетом сроков ввода в ретроспективе, средних сроков эксплуатации, морального устаревания оборудования (когда затраты на эксплуатацию превышают полезный эффект).

Остающиеся не выбывшими мощности в каждый конкретный год вычитаются из объемов задаваемого извне спроса, таким образом, формируется прогнозный коридор непокрытого спроса на электроэнергию, который подлежит удовлетворению. Также возможен вариант методики, когда все мощности участвуют в оптимизации.

Далее осуществляется расчет обобщенного показателя стоимости, (используется показатель LCOE), для чего из соседних модулей передаются прогнозные значения цен на ископаемые топлива (газ, нефтепродукты, уголь), учитывается задаваемый сценарно прогресс в области технологий генерации и накопления. Для некоторых показателей LCOE является функцией, зависящей от количества часов загрузки в год.

В зависимости от рассматриваемого узла LCOE могут достаточно сильно различаться, что объясняется уровнем солнечной инсоляции, ветряной активностью, стоимостью ископаемых топлив. Поэтому требуется формирование баз данных, включающих показатели для каждой страны. Частично упростить задачу здесь можно за счет кластеризации и формирования групп стран со схожими показателями по отдельным источникам генерации.

Кроме стоимостных показателей при прогнозировании строительства мощностей вводятся дополнительные коэффициенты, отображающие, в частности, политические предпочтения по строительству определенного вида станций. Также учитывается стоимость выбросов CO₂.

После заполнения всех исходных данных собранная информация поступает в оптимизационный блок, задача которого найти оптимальное экономическое решение удовлетворения спроса при целевой функции минимизации затрат на протяжении каждого расчетного года. В ходе оптимизации учитывается возможность использования накопителей для сглаживания нагрузки между временными режимами (см. рис. 2).

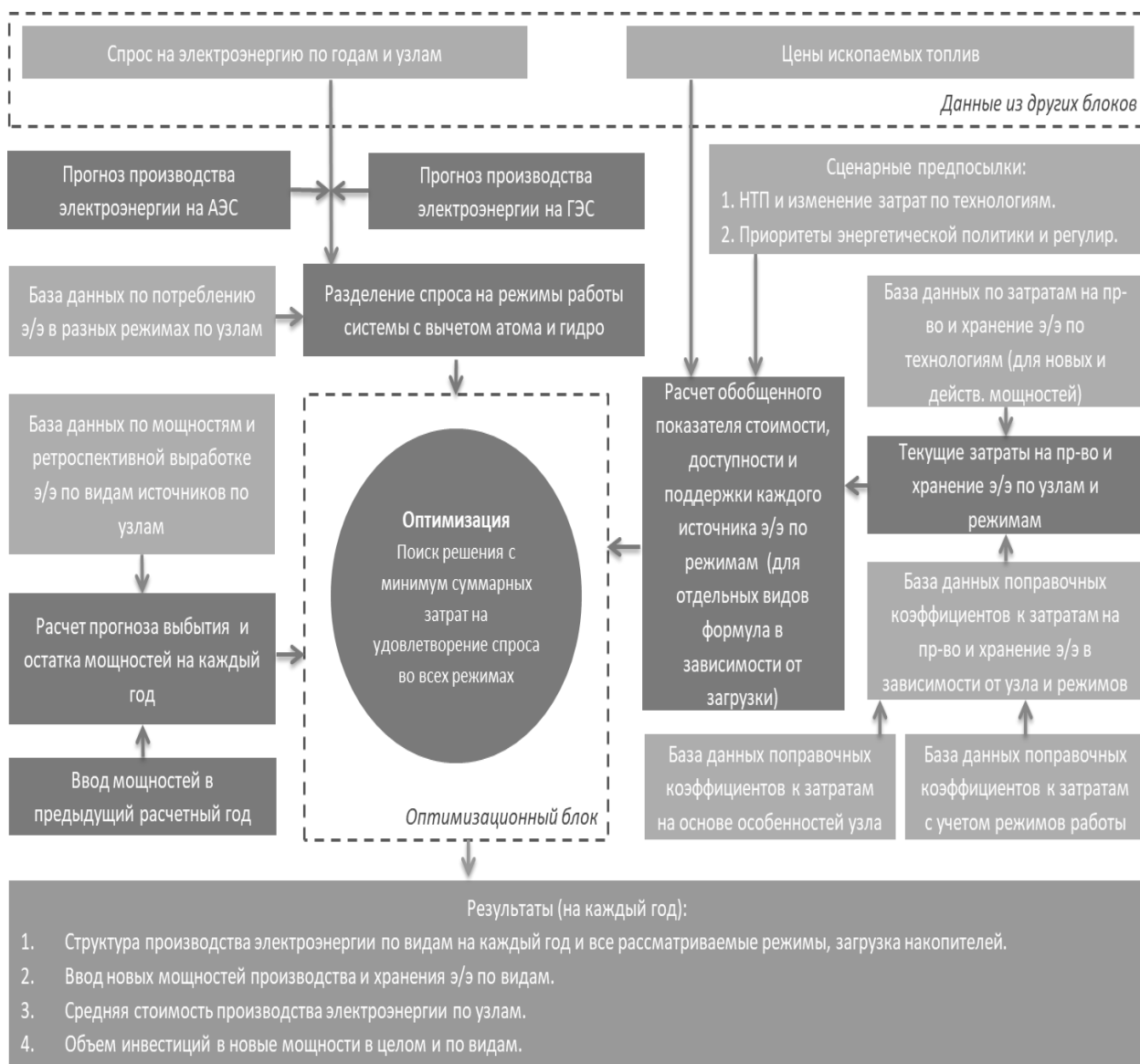


Рис. 13 - Схема функционирования модуля «Электроэнергетика».

2 Укрупненное описание алгоритма расчёта

По состоянию на момент написания статьи производится отладка методологии и инструментария, некоторые описываемые элементы методологии и алгоритма могут претерпевать изменения, однако общие принципы видятся адекватными для прогнозирования мировой электроэнергетики.

Согласно алгоритму расчета, на первом шаге в модель по каждому узлу передаются следующие входные параметры:

- Прогноз потребления электроэнергии в узле;
- Структура и параметры действующих мощностей;
- Ретроспективная структура производства по топливам;
- Объемы выработки на атоме;
- Объемы выработки на крупных гидроэлектростанциях.

Вывод текущих мощностей прогнозируется по следующей методике: Модель обращается к базам данных с целью определить имеется ли у нее по находящемуся в работе узлу информация по

ретроспективному вводу и выводу мощностей, или есть только информация по выработке. В зависимости от результата или анализируются данные по мощностям, или по выработке и в итоге формируется прогнозная структура выработки.

В случае, если предполагается изначально закрепление за действующими мощностями части спроса и оптимизационное прогнозирование только по остатку, осуществляется расчет коэффициента выработки путем деления ретроспективной выработки на мощность. На основе полученной зависимости строится тренд и определяются значения этого тренда на каждый прогнозный год. Далее прогнозные значения коэффициента выработки умножаются на оставшиеся мощности в перспективный период. После этого прогнозируется остаток непокрытого спроса S_o путем вычитания из общего спроса на электроэнергию (с вычетом атома и ГЭС) полученной выработки по действующим мощностям.

Остаток непокрытого спроса (или весь спрос в случае оптимизации всех мощностей) передается в оптимизационный блок.

Оптимизационный блок

Расчеты в оптимизационном блоке ведутся на 1 год по 1 узлу. В целях минимизации ошибки заполнения прогнозных объемов выработки неэффективными мощностями определяется самая большая зона из 18 исследуемых. Максимальный спрос по самой большой зоне делится на N (например, 100), определяется шаг заполнения. Расчет ведется последовательным заполнением нагрузки каждой зоны – всего N просчетов. После выполнения каждого просчета составляется структура заполнения (в каждую зону добавляется выбранное топливо).

Расчет каждого шага:

- Оптимизатор в произвольном порядке заполняет каждую зону одним из видов источника энергии.
- Производится расчет суммарных затрат при каждом варианте заполнения по условию минимизации суммарных предельных затрат на заполнение всех зон;
- Выбирается самый дешевый вариант заполнения всех зон топливами;
- Данные заносятся в заполняемый шаблон, осуществляется переход к следующему шагу.

Расчет ведется на каждый год.

Объем использования конкретного источника V_i рассчитывается как:

$$V_i = (K_{\text{привл. } i} / \sum K_{\text{привл.}}) * V, \text{ где}$$

V – общий объем раскидываемого спроса;

$K_{\text{привл. } i}$ – коэффициент привлекательности рассматриваемого топлива;

$\sum K_{\text{привл.}}$ – сумма коэффициентов привлекательности всех топлив.

$K_{\text{привл. } i} = (\sum LCOE * K_{\text{ер}} * K_d) / (LCOE * \sum K_{\text{ер}} * \sum K_d)$, где

$\sum LCOE$ – сумма LCOE по всем топливам;

$K_{\text{ер}}$ – коэффициент поддержки топлива со стороны энергополитики;

K_d – коэффициент доступности топлива для узла;

LCOE – затраты на производство единицы энергии;

$\sum K_{\text{ер}}$ – сумма коэффициентов поддержки со стороны энергополитики для всех топлив;

$\sum K_d$ – сумма коэффициентов доступности топлив.

Заключение

Описанная методология является одним из первых шагов к формированию новых подходов прогнозирования развития мировой электроэнергетики в условиях сильно возросшей межтопливной конкуренции. Такой инструментальный призван дать ответ на вопросы определения рациональных экономически обоснованных долей различных источников в структуре производства электроэнергии. Причем эта структура неизбежно будет сильно отличаться по регионам и странам мира в зависимости от природных условий и доступности энергоресурсов.

Литература

1. Макаров А.А., Митрова Т.А., Веселов Ф.В., Галкина А.А., Кулагин В.А. "Перспективы электроэнергетики в условиях трансформации мировых энергетических рынков" // "Теплоэнергетика", № 10, 2017.
2. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Новикова Т.В., Панкрушина Т.Г. "Стратегические перспективы электроэнергетики России" // "Теплоэнергетика", № 11, 2017

3. Системные исследования в энергетике: методология и результаты // Под ред. А.А. Макарова и Н.И. Воропая. — М.: ИНЭИ, Издательский дом МЭИ, 2018. — 309 с. ISBN 978-5-383-01306-9
4. *Ф.В. Веселов, Т.В. Новикова, А.В. Федосова* Основы экономики электроэнергетики: Методические указания. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2016. – 80 с.
5. World Gas Model [Электронный ресурс] Официальный сайт компании Nexant: URL: <https://www.nexantsubscriptions.com/program/world-gas-model> (дата обращения:04.03.2018)
6. UPSTREAM SOLUTIONS [Электронный ресурс] Официальный сайт компании Rystad Energy URL: <https://www.rystadenergy.com/products/> (дата обращения:04.03.2018)
7. Global Renewable Energy [Электронный ресурс] Официальный сайт International Energy Agency URL: <https://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/> (дата обращения:04.03.2018)
8. *Nakanishi T.* (2006) Supply and Demand Analysis on Petroleum Products and Crude Oils for Asia and the World KOMIYAMA, The Energy Data Modeling Center The Institute of Energy Economy, Japan
9. *Брагинский О.Б.* (2012) Прогнозирование российского рынка автомобильных видов топлива. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса» (семинар А.С. Некрасова), 129 заседание от 24 апреля 2012 года, Москва
10. *Бобылев Ю.Н., Приходько С.В., Дробышевский С.М., Тагор С.В.* (2006) Факторы формирования цен на нефть, Институт экономики переходного периода, Москва
11. *Scott K.R.* (2015) Demand and price uncertainty: Rational habits in international gasoline demand, Energy, # 79, 40-49.
12. World Energy Council (2011), Energy & Mobility Background material report, London
13. *Bouachera T., Mazraati M.* (2007) Fuel demand and car ownership modeling in India. OPEC Review XXXI (1) Vienna, Austria.
14. *Bouachera T., Mazraati M.* (2007) Fuel demand and car ownership modeling in India. OPEC Review XXXI (1) Vienna, Austria.