ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ АДАПТАЦИЯ ДАННЫХ ПО ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЮ ОБЪЕКТОВ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ РАНГОВОГО АНАЛИЗА

Гнатюк В.И., доктор тех. наук, профессор,

Балтийский федеральный университет им. И. Канта

Кивчун О.Р., канд. тех. наук,

Балтийский федеральный университет им. И. Канта

Илюшин П.В., доктор тех. наук,

Петербургский энергетический институт повышения квалификации

Введение

В настоящее время в России активно осуществляется переход к цифровой экономике, для чего разработано и утверждено большое количество отраслевых программ, определяющих последовательность реализации мероприятий по приоритетным направлениям. Одним из них является цифровая энергетика. Развитие цифровой энергетики предполагает трансформацию всех её элементов: генерации (включая возобновляемые источники энергии), магистральных и распределительных сетей, экологических систем и др. С этой целью в региональных энергосистемах внедряются новые цифровые платформы, интеллектуальные устройства, вводятся в эксплуатацию цифровые подстанции, формируются цифровые районы электрических сетей, а также разрабатываются новые и вносятся изменения в действующие нормативно-правовые акты и нормативно-технические документы [1-7].

Одной из важных задач цифровой трансформации энергетики является обеспечение энергобезопасности проблемных регионов России, одним из которых является Калининградская область. Стратегия развития её энергосистемы предполагает существенную трансформацию генерирующего (в т.ч. резервного), транспортно-сетевого и регионального электротехнического

комплексов, а также системы материально-технического обеспечения. В этих условиях корректное определение характеристик (структуры, параметров) регионального генерирующего комплекса (ГК) влияет на формирование долгосрочной инвестиционной стратегии региона. В свою очередь, использование научно обоснованных методов и методик управления энергоресурсами объектов регионального электротехнического комплекса (РЭК) позволит обеспечить решение первоочередных задачи и гарантировать устойчивое развитие региона [1, 4-7].

Таким образом, для обеспечения энергобезопасности Калининградской области, в первую очередь, необходимо решить ряд важных задач, которые позволять обеспечить устойчивое функционирование ГК и РЭК. Для реализации сбалансированного подхода в планировании развития ГК и РЭК, учитывая, что исследования и формирование программ по ним проводятся, как правило, раздельно, необходимо учесть их системные и индивидуальные особенности функционирования в составе региональной энергосистемы.

Особенности генерирующего комплекса энергосистемы Калининградской области

В настоящее время генерирующий комплекс Калинградской области включает в себя следующие базовые станции (0 – 60 % мощности): Калининградскую ТЭЦ-2 (газ, 450 МВт, работает в режиме «полублока») и Приморскую ТЭС (уголь, 195 МВт). Кроме того, имеется полупиковая электростанция (60 – 90 % мощности) – Прегольская ТЭС (газ, 440 МВт) и пиковые электростанции (90 – 100 % мощности): Маяковская ТЭС (газ, 156 МВт), Талаховская ТЭС (газ, 156 МВт). В составе энергосистемы Калининградской области также функционируют Правдинская ГЭС-3 (1,14 МВт), Озёрская ГЭС (0,5 МВт), Малая Заозёрная ГЭС (0,053 МВт, находится в консервации); Гусевская ТЭС (8,5 МВт), Ушаковская ВЭС (5,1 МВт) и ТЭЦ-10 промышленного предприятия ООО «Атлас-Маркет» (24,0 МВт) [1].

Несмотря на то, что ГК Калининградской области формально сбалансирован по мощности, требуется проведение дополнительной проверки его устойчивости с использованием современных научно обоснованных методов и методик. В настоящее время большое внимание уделяется развитию энергорайонов с распределенной энергетикой (генерацией). В этой научной области проводятся многочисленные исследования по созданию автоматики управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов. Уже сейчас разработаны способы повышения быстродействия измерительных органов устройств автоматики, предложены схемные решения по основным видам автоматики, сформулированы рекомендации по адаптации автоматических регуляторов частоты вращения и возбуждения генерирующих установок зарубежных заводов-изготовителей к особенностям функционирования в энергорайонах, изложены методические основы проектирования энергорайонов с объектами распределённой генерации (РГ) [2, 3].

Одним из мало исследованных, в вопросе управления энергоресурсами РЭК, является направление параметрической адаптации данных по электропотреблению. Информация от систем учёта электроэнергии, установленных на объектах РЭК, после специальной обработки, может быть эффективно использована при проектировании энергорайонов с объектами РГ, в том числе, для расчета потенциала энергосбережения энергорайонов.

Повышение эффективности управления электропотреблением

Анализ положения в различных РЭК (функционирующих как на территории Калининградской области, так и других регионов) показал, что в настоящее время в энергорайонах с объектами РГ внедряют информационно-аналитические системы (ИАС) и высокоточные измерительные приборы, интегрируемые в автоматизированные системы контроля и учёта электроэнергии (АСКУЭ). Однако изучение большого объема статистики, полученной с таких устройств, показало, что результаты измерений содержат ошибки, что связано с рядом причин, изложенных в [1, 8].

Первая из них – невозможность одновременного снятия показаний со всех приборов учёта, а также отсутствие на всех точках присоединения автоматизированных средств измерения (на части объектов измерения производятся вручную). Кроме того, для передачи информации используются различные, не синхронизированные, каналы передачи данных (например, телеметрические, беспроводные по технологии «Bluetooth», «LTE» и др.).

Вторая причина заключается в использовании различного программного обеспечения и разных версий баз данных. Анализ программных продуктов в электросетевой компании Калининградской области показал, что их используется более сорока, что приводит к неправильной фиксации измерений и их атрибутов. Например, буква «О» может быть представлена в различных базах данных, как цифра «нуль» или как «О», но записанная латиницей. В ИАС в измеренных показаниях может стоять точка, а в другой – запятая, а вместо знака «тире» проставляется пробел и др. Существуют трудности с доступом к базам данных. Измерения импортируются и хранятся на различных серверах. Всё это приводит к серьезным искажениям значений при дальнейшей обработке [8].

Третья причина связана с практикой недостаточного применения научно обоснованных моделей, предназначенных для очистки, форматирования, верификации и адаптации полученных измерений. Такие операции осуществляются в основном вручную или стандартными средствами офисных программ. В этом случае эффективность операций зависит от квалификации и профессиональной подготовки персонала организаций.

Следует отметить, что на конкретных объектах производятся измерения различных параметров режима или производных величин. В отдельных случаях это может быть пиковая нагрузка центров питания (измерения фиксируются в МВт или МВА), дифференциальное электропотребление, величина токов короткого замыкания, «cosφ» и др. Независимо от выбора измеряемых параметров необходимо удостовериться в их точности и достоверности. Решить поставленную задачу можно различными способами: установкой на объектах высокоточных приборов, организацией контроля правильности фиксации

измерений, использованием серверов для хранения результатов измерений, стандартизацией учёта результатов измерений и др. Однако перечисленные меры являются достаточно затратными и практически не реализуемыми. В таких условиях целесообразно использовать научно обоснованные модели и методики, которые позволяют произвести очистку, форматирование, верификацию и адаптацию результатов измерений с целью повышения эффективности управления электропотреблением энергосистемы [1].

Решению этих вопросов посвящено значительное количество научных трудов и программных продуктов. Ведущими учёными в этой области являются А. Аграновский, Г. Майерс, М.Л. Глухарев, Р. Хади, В.В. Смирнов, А.А. Вербицкий, В.Н. Гридин, В.М. Соловьев, В.В. Кульба, В.И. Солодовников, В.Н. Лихачёва, A. Pgeece, P. Meseguer, J.-M. Nicolas и др.

Особый интерес в области анализа данных по электропотреблению представляют результаты научных исследований на основе техноценологической теории профессора Б.И. Кудрина [9; 10]. Исследования представителей научной школы профессора В.И. Гнатюка – Д.В. Луценко, А.А. Меркулова, О.Р. Кивчуна и др. [8; 11-15] основаны на утверждении, что данные об электропотреблении представляют собой фракталоподобную дисконтинуальную среду, обладающую негауссовыми свойствами [12; 15; 16].

Следовательно, основным инструментом для работы с данной средой является ранговый анализ. На базе положений данной теории разработана модель параметрической адаптации данных по электропотреблению объектов на основе рангового анализа, которая является частью цифрового двойника по электропотреблению энергосистемы (рис. 1).

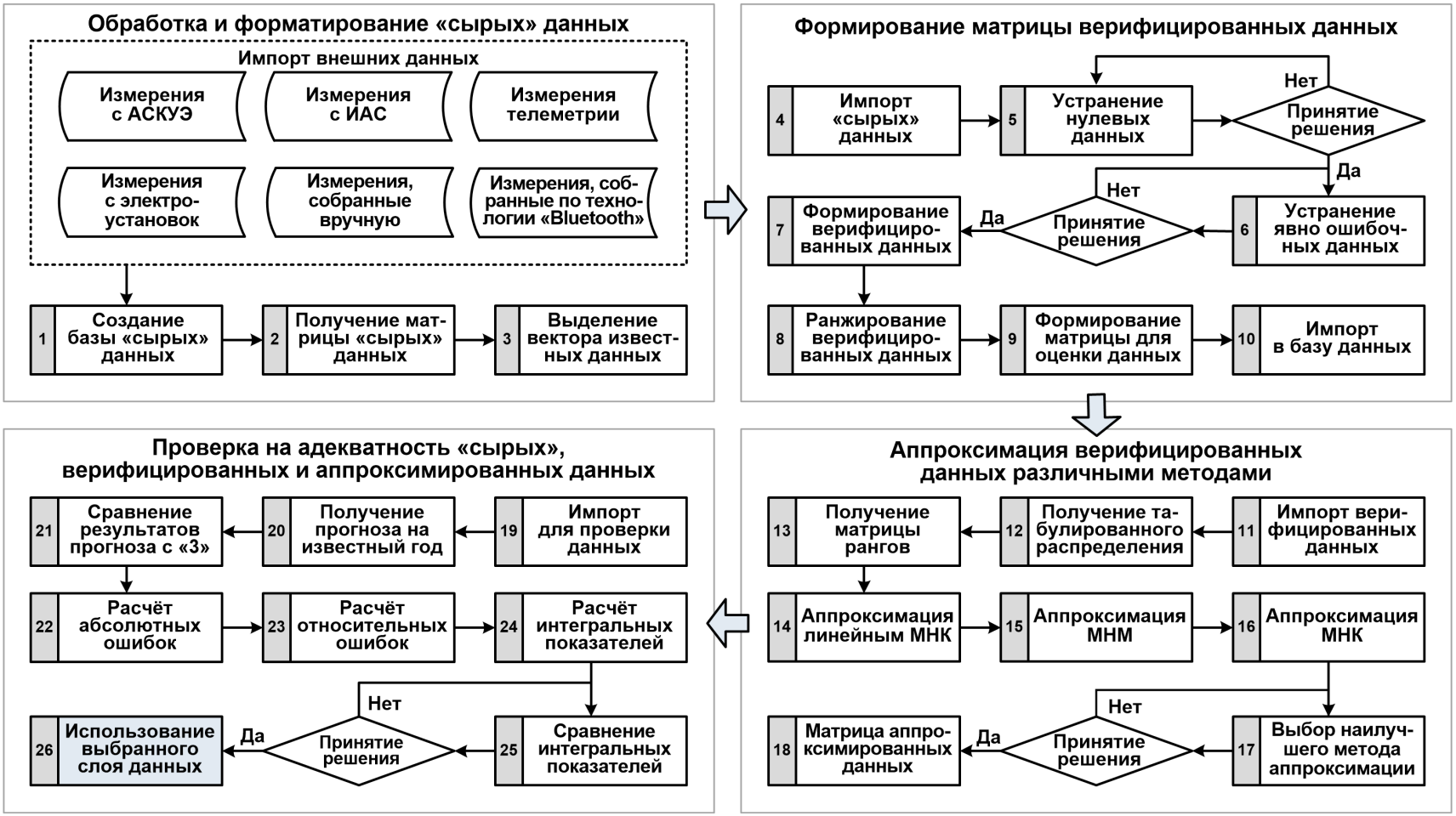


Рис. 1. Структура модели параметрической адаптации данных по электропотреблению объектов региональной энергосистемы на основе рангового анализа: МНК – метод наименьших квадратов; МНМ – метод наименьших модулей

Модель параметрической адаптации данных по электропотреблению

Для описания модели введем понятие параметрической адаптации данных, под которой следует понимать непрерывную проверку данных по электропотреблению по критериям максимума прогностических возможностей с целью выбора опорного слоя и корректировки [1; 11].

Основным предназначением модели является исследование рангового параметрического распределения с помощью четырёх алгоритмов: обработки и форматирования «сырых» данных, верификации данных, аппроксимации верифицированных данных, проверки на адекватность «сырых», верифицированных и аппроксимированных данных.

Под «сырыми» данными понимается формат данных, содержащий необработанные (обработанные в минимальной степени) значения, позволяющий избежать потерь информации и не имеющий чёткой спецификации [17].

Применение рангового анализа в модели позволяет осуществлять параметрическую адаптацию данных по электропотреблению объектов энергосистемы таким образом, чтобы форма итогового рангового параметрического распределения по исследуемому параметру была максимально близка к наилучшему процессу электропотребления.

Первый алгоритм – обработка и форматирование «сырых» данных – предназначен для первичной обработки результатов измерений, полученных с АСКУЭ и ИАС, по каналам телеметрии и др., а также собранных вручную. Обработка и форматирование результатов измерений представляют собой операции по устранению синтаксических ошибок, приведению к единому цифровому формату и обработке метаинформации. После завершения алгоритма формируется итоговая матрица «сырых» данных. Этот этап является переходным в том смысле, что совокупность импортируемых результатов измерений трансформируется в матрицу «сырых» данных по исследуемому параметру, которая в дальнейшем используется на всех этапах моделирования [1; 17].

Второй алгоритм позволяет сформировать матрицу верифицированных данных. Для этого «сырые» данные проверяются на наличие нулевых значений, равных (нетипичных) и явно ошибочных показателей. Восстановление нулевых данных осуществляется с помощью сплайн-интерполяции и методом численной экстраполяции [11; 12]. Процедура сплайн-интерполяции представляет собой процесс определения функциональной зависимости, которая наилучшим образом описывает эмпирические данные. Эта задача в модели решается с помощью применения квадратичных или кубических сплайнов [11; 12].

Далее устраняются явно ошибочные данные (выбросы), возникающие в результате грубых ошибок измерений, которые отклоняются существенным образом от центра распределения. Их устранение осуществляется путём замены сплайн-интерполяцией или экстраполяцией, а на выходе формируется матрица верифицированных значений, которая импортируется обратно в базу данных.

Следующий этап модели позволяет аппроксимировать верифицированные данные. Для этого формируются табулированное ранговое распределение верифицированных данных и вектор рангов. Аппроксимация реализуется тремя методами: линейным методом наименьших квадратов, методом наименьших модулей и классическим методом наименьших квадратов. По результатам корреляционного анализа полученных аппроксимационных значений лицо принимающее решение (ЛПР) принимает решение о выборе наилучшего метода для аппроксимации верифицированных данных.

На завершающем этапе модели используется алгоритм проверки адекватности «сырых», верифицированных и аппроксимированных данных. Целью реализации данного алгоритма является получение опорного слоя данных, позволяющего создать форму рангового параметрического распределения, максимально близкого к наилучшему процессу электропотребления.

В начале проверки адекватности осуществляется импорт матриц «сырых», верифицированных и аппроксимированных данных, а также вектора известных значений. Далее производится прогнозирование несколькими методами на

известный год по данным каждой матрицы. При сравнении результатов прогнозирования с вектором известных значений рассчитываются абсолютные и относительные ошибки, которые преобразуются методом аддитивной свёртки в интегральные критерии прогностических возможностей. В завершение алгоритма ЛПР на основе анализа интегральных показателей прогностических возможностей принимает решение о выборе матрицы данных для формирования опорного слоя по электропотреблению.

Представленная модель проходила экспериментальную проверку на данных по электропотреблению 47 подстанций 110/6 кВ Калининградской области. Прогнозирование для 2019 г. осуществлялось тремя методами: техноценологическим методом с фиксированной первой точкой (СПТ), техноценологическим методом без фиксированной первой точки (БПТ) и классическим методом «Singular Spectrum Analysis» (SSA-R). На рис. 2 представлен фрагмент экспериментальной проверки модели в среде Mathcad 14.

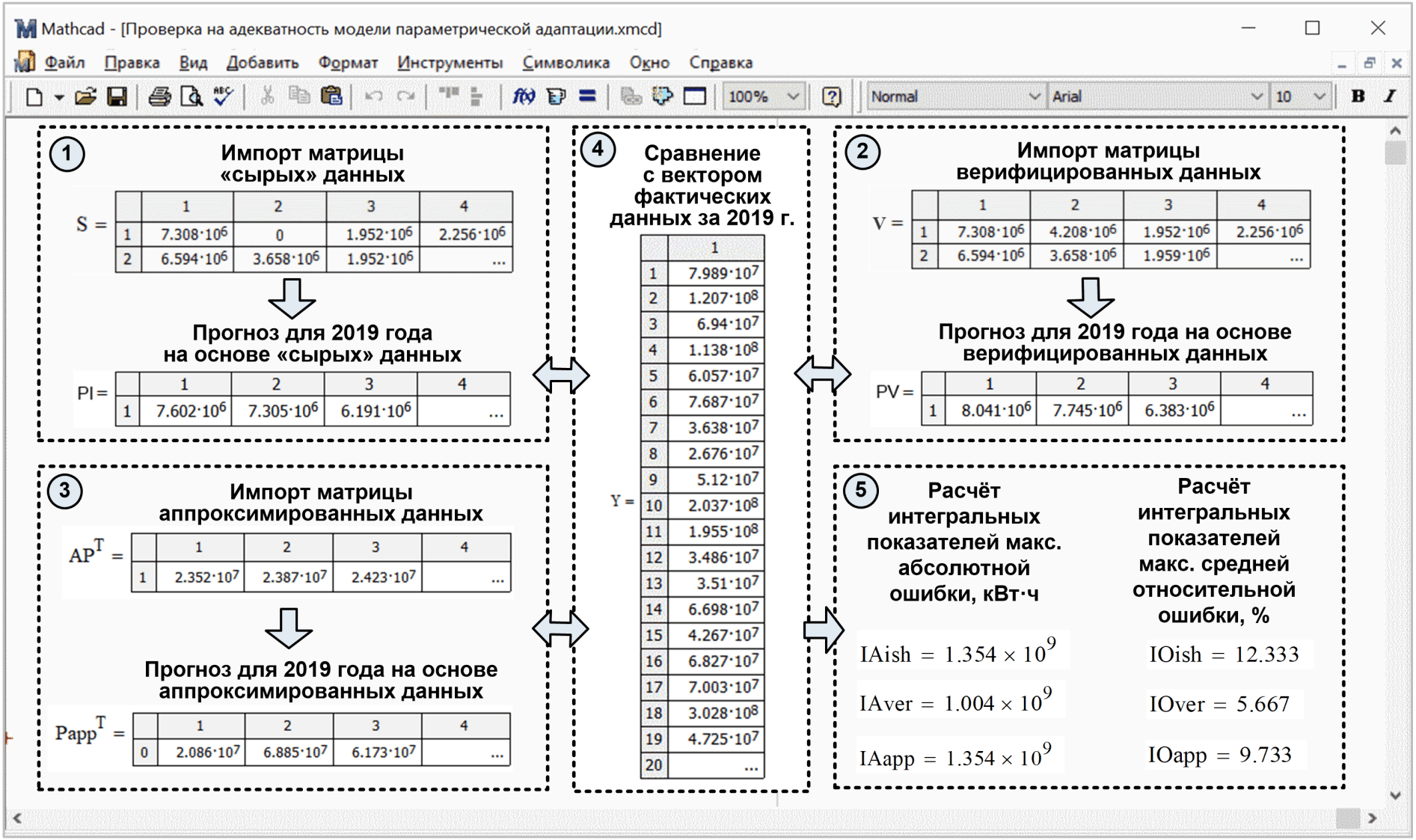


Рис. 2. Фрагмент алгоритма экспериментальной проверки модели в среде Mathcad 14

В начале алгоритма осуществлялся импорт трёх матриц «S», «V», «AP» и вектора «Y». Матрица «S» представляет собой «сырые» данные по электропотреблению 47 подстанций 110/6 кВ Калининградской области с 2014 по 2018 г., а матрицы «V» и «AP» соответственно годовые верифицированные и аппроксимированные данные за тот же период. Вектор «Y» – фактические значения годовых данных по электропотреблению за 2019 год. На рис. 3,*а* и 3,*б* показаны трёхмерные ранговые поверхности указанных матриц.

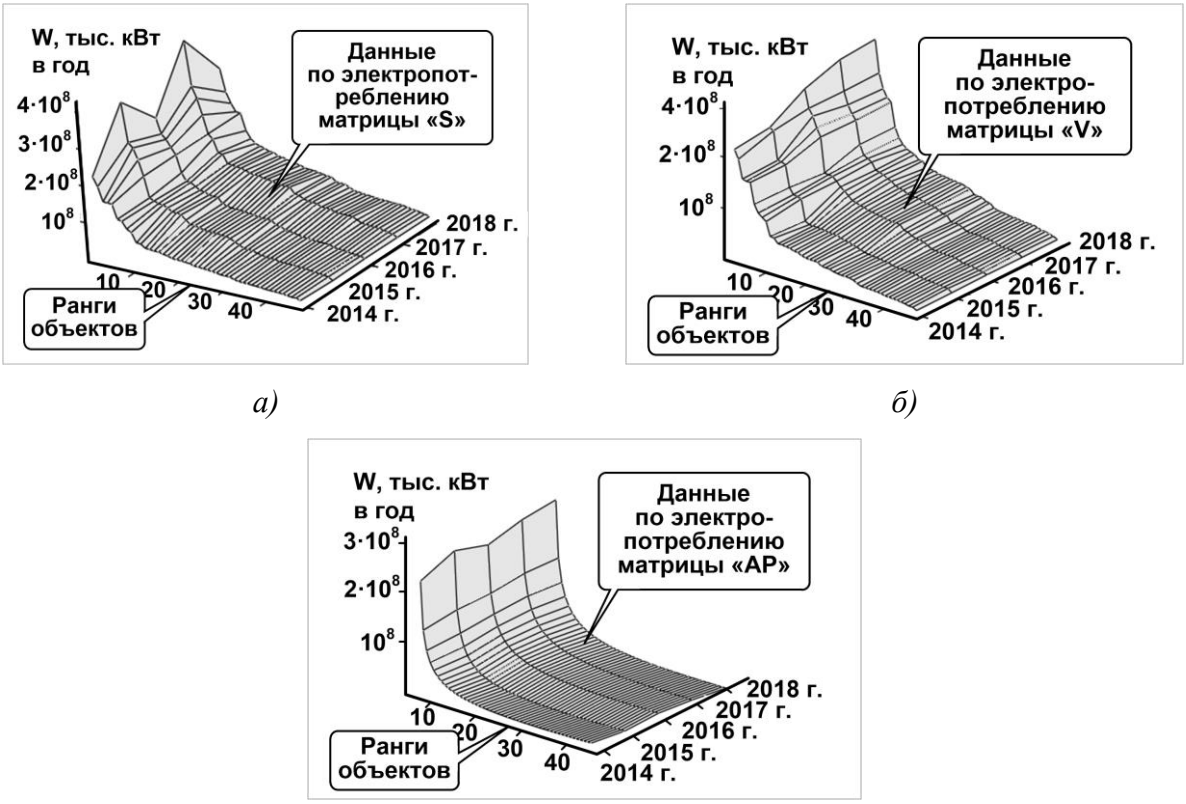


Рис. 3. Трёхмерные ранговые поверхности матриц «S», «V» и «AP»: *а* – трёхмерная ранговая поверхность «сырых» данных; *б* – трёхмерная ранговая поверхность верифицированных данных; *в* – трёхмерная поверхность аппроксимированных данных

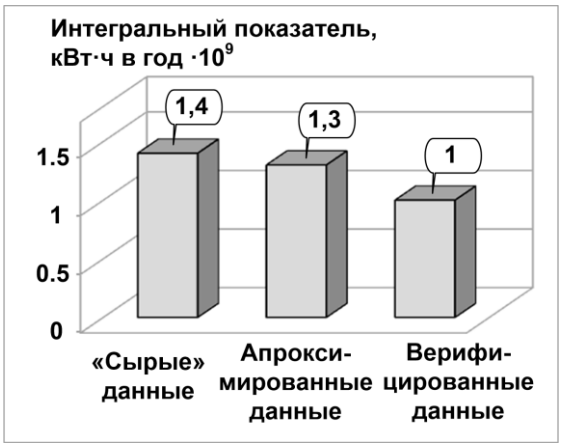
Далее осуществлялось прогнозирование электропотребления подстанций на 2019 год. В качестве исходных данных были приняты значения матриц «S», «V» и «AP». По результатам были получены векторы прогноза на 2019 г. для «сырых», верифицированных и аппроксимированных данных.

На заключительном этапе проверки были реализованы операции по оценке точности результатов прогноза с целью определения прогностических возможностей матриц «S», «V» и «AP». Для этого были рассчитаны абсолютные и относительные ошибки (табл. 1).

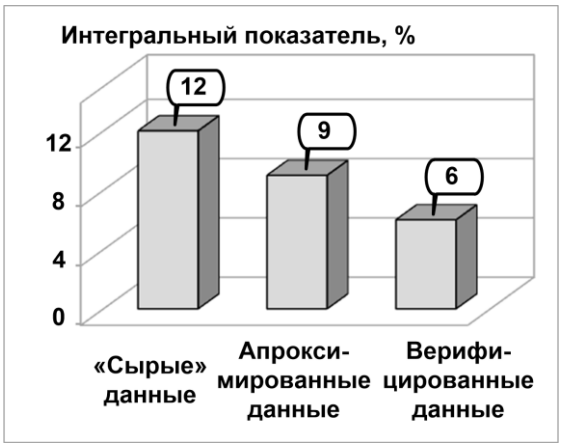
Таблица 1. Абсолютные и относительные ошибки прогнозирования

Наименование ошибки	«Сырые» данные			Верифицированные данные			Аппроксимационные данные		
	СПТ	БПТ	SSA-R	СПТ	БПТ	SSA-R	СПТ	БПТ	SSA-R
Максимальная абсолютная ошибка, кВт·ч $\cdot 10^8$	2,70	2,60	2,30	2,40	2,60	2,40	3,90	3,90	2,10
Суммарная абсолютная ошибка, кВт·ч $\cdot 10^9$	2,30	2,40	2,40	2,30	1,90	2,50	2,70	2,70	1,90
Абсолютная ошибка для техноценоза в целом, кВт·ч $\cdot 10^9$	1,90	1,20	0,080	0,28	1,30	0,02	1,05	1,05	0,36
Средняя относительная ошибка, %	57,00	33,00	2,40	8,00	36,00	0,60	31,00	31,00	11,30

Для упрощения анализа выявленных значений ошибок с помощью аддитивной свёртки были получены интегральные показатели прогностических возможностей по абсолютным и относительным ошибкам (рис. 4*а* и 4*б*).



а)



б)

Рис. 4. Значения интегральных показателей прогностических возможностей:
а – интегральные показатели прогностических возможностей абсолютных ошибок,
б – интегральные показатели прогностических возможностей относительных ошибок

Анализ рис. 4*а* и 4*б* показал, что значения интегральных показателей прогностических возможностей матрицы «V» имеют наибольшую точность относительно вектора «Y». Следовательно, можно сделать вывод, что верифицированные данные обладают лучшими прогностическими возможности и их целесообразно использовать в качестве опорного слоя для дальнейших операций по управлению электропотреблением подстанций.

Выводы

Предложенная модель параметрической адаптации данных по электропотреблению объектов энергосистемы на основе рангового анализа позволяет создать научно-методические предпосылки для обеспечения надёжного хранения данных, осуществить их очистку, форматирование, верификацию, сглаживание и первичную статистическую обработку и определить на основе интегральных показателей опорный слой данных, обладающий наибольшими прогностическими способностями.

Модель параметрической адаптации данных по электропотреблению позволяет сформировать первичный слой данных для цифрового двойника региональной энергосистемы.

Экспериментальная проверка модели на данных по электропотреблению 47 подстанций уровня 110/6 кВ энергосистемы Калининградской области за период с 2014 по 2018 гг. позволила определить в качестве опорного слоя данных, обладающего наилучшими прогностическими способностями, матрицу верифицированных значений.

Список литературы

1. Гнатюк, В.И. Цифровой двойник техноценоза по электропотреблению [Трактат] / В.И. Гнатюк. – Электронные текстовые данные. – Калининград: [б.и.], [2021]. – Режим доступа: http://gnatukvi.ru/index.files/cifrodvoyin.pdf (дата обращения: 08.06.2020).

2. Илюшин П.В. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией: монография / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Н. Новгород: НИУ РАНХ и ГС, 2019. – 364 с.

3. Гуревич Ю.Е. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография / Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин. – Нижний Новгород: НИУ РАНХ и ГС, 2018. – 280 с.

4. Gibadullin A.A. Assessment of the level of stability and reliability of the electric power complex // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. № 837 (2020). P. 012007. Doi:10.1088/1757-899X/837/1/012007.

5. Morkovkin D. E., Lopatkin D. S., Shushunova T. N. et al. Formation of the conditions for the development of innovation // Journal of Physics: Conference Series. 2020. № 1515. P. 032002. Doi: 10.1088/1742-6596/1515/3/032002.

6. Morkovkin D. E., Gibadullin A. A., Kolosova E. V. et al. Modern transformation of the production base in the conditions of Industry 4.0: problems and prospects // Journal of Physics: Conference Series. 2020. № 1515. P. 032014. Doi: 10.1088/1742-6596/1515/3/032014.

7. Gibadullin A. A., Ryabinina E. V., Morkovkin D. E. et al. Engineering solutions in the field of digital transformation of the electric power industry // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020. № 862. P. 062055.

8. Луценко Д.В., Гнатюк В.И., Кивчун О.Р., Васильев В.Н. Методика мониторинга электропотребления электротехнического комплекса Калининградской области // Промышленная энергетика. 2015. № 3. С. 26 – 35.

9. Кудрин Б.И. Электроэнергетика сегодня и проблемы электрообеспечения потребителей // Промышленная энергетика. 2016. № 10. С. 5 – 9.

10. Кудрин Б.И. Введение в технетику. – Томск: ТГУ, 1993. – 552 с.

11. Гнатюк, В.И. Закон оптимального построения техноценозов [Монография] / В.И. Гнатюк. – 3 изд., перераб. и доп. – Электронные текстовые данные. – Калининград: [Изд-во КИЦ «Техноценоз»], [2019]. – Режим доступа: http://gnatukvi.ru/ind.html, свободный (дата обращения: 08.06.2020).

12. Гнатюк В.И., Кивчун О.Р., Луценко Д.В., Цырук С.А. Реализация стратегии снижения электропотребления объектов припортового электротехнического комплекса на основе векторного рангового анализа // Морские интеллектуальные технологии. М.: МОРИНТЕХ. 2019. № 4 (46), т. 4. С. 139 – 145.

13. Гнатюк В.И., Кивчун О.Р., Никитин М.А., Луценко Д.В. Модели и методы прогнозирования электропотребления при управлении объектами регионального электротехнического комплекса // Математическое моделирование. 2017. № 29: 5. С. 109 – 121.

14. Gnatyuk V.I., Kretinin G.V., Kivchun O.R., Lutsenko D.V. Potential of Energy Saving as a Tool for Increasing the Stability of Electrical Supply of the Kaliningrad Region // International Journal of Energy Economics and Policy. 2018. № 8 (1). С. 137 – 143.

15. Gnatyuk V.I., Polevoy S. A., Kivchun O. R., Lutsenko D. V. Applying the potentiating procedure for optimal management of power consumption of technocenose // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Vol. 837. Advanced technologies in the fuel and energy complex (Scopus). M., 2020. Doi:10.1088/1757-899X/837/1/012001.

16. Хайтун С.Д. Негауссовость социальных явлений и эволюция // Электрификация металлургических предприятий Сибири. Томск, 2005. Вып.12. С. 291 – 300.

17. RAW (формат данных) // Википедия. [2017]. Дата обновления: 21.02.2017. URL: https://ru.wikipedia.org/?oldid=83795309 (дата обращения: 08.06.2020).