

УДК 621.313

**МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПОТРЕБЛЕНИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА НЕФТЕПЕРКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЯХ****Ю.А. Макаричев¹, Н.А. Носиков²**¹Самарский государственный технический университет
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244²ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта» ООО «РИТЭК»
Россия, 443041, г. Самара, ул. Ленинская, 120А

E-mail: makarichev2801@mail.ru, nosikovn@yandex.ru

Аннотация. Одной из важных задач повышения энергоэффективности нефтеперекачивающих станций (НПС) магистральных нефтепроводов является проведение научно-технического анализа структуры потребления электроэнергии на основных и вспомогательных комплексах и системах оборудования. По результатам этого анализа должна строиться теоретическая модель структуры потребления электроэнергии, которая необходима для прогнозирования затрат на действующих и реконструируемых НПС с учетом изменений технологических режимов перекачки.

Существует ряд проблем при создании подобных моделей, построенных на основе отраслевых регламентов: невозможно в полной мере учесть существенные изменения, происходящие в отрасли, в связи с меняющейся геополитической обстановкой и связанными с ней процессами, влияющими на структуру энергопотребления объектов трубопроводного транспорта.

В статье изложены результаты анализа потребления электроэнергии на примере одной из типовых НПС АО «Транснефть-Приволга» для двух характерных периодов при полной и частичной загрузке станции. На основании проведенного анализа получены данные для математической модели, связывающей потребление электроэнергии с основными технологическими параметрами перекачки нефти.

Верификация теоретических положений проведена в ходе сравнения результатов моделирования с фактическими данными потребления электроэнергии на станции. Сравнение показало хорошую сходимость расчетных и инструментально зафиксированных параметров.

Ключевые слова: нефтеперекачивающая станция, электрооборудование, энергоэффективность.

Актуальность вопроса

Задачей настоящего исследования является анализ влияния наиболее важных технологических параметров, характеризующих процесс транспортировки



© Автор(ы), 2024

¹ Юрий Александрович Макаричев, доктор технических наук, профессор, и.о. декана электротехнического факультета, заведующий кафедрой электромеханики и автомобильного электрооборудования.

² Николай Александрович Носиков, аспирант кафедры электромеханики и автомобильного электрооборудования, главный энергетик – руководитель группы главного энергетика.

нефти, на потребление электроэнергии основным и вспомогательным оборудованием НПС. Разработка математической модели, описывающей зависимость электропотребления станцией от объемов перекачиваемой нефти, значения входного и выходного напора в трубопроводе, физических свойств перекачиваемого продукта, а также от режима работы вспомогательных комплексов электрооборудования, позволит рассчитывать как суммарное потребление электроэнергии НПС, так и ее удельные, на единицу продукции, значения.

Математическая модель предназначена быть основой для прогнозных расчетов потребления электроэнергии, а также для коммерческого прогнозирования электротехнических комплексов и систем действующих и реконструируемых объектов трубопроводного транспорта. С ее помощью можно решать задачи оптимизации энергопотребления, повышения эффективности оборудования и энергосбережения. Выявление потенциальных возможностей экономии и затрат на электроэнергию невозможно без математического описания указанных процессов и их анализа [9, 14, 17].

Из-за сложности и неоднозначности соотношения величины потребляемой электроэнергии и множества факторов, которые меняются не только от технологических параметров, но и даже от геополитической обстановки, получить прямую детерминированную зависимость не представляется возможным [1, 16]. Поэтому предлагаемая математическая модель была построена на основе регрессионного анализа статистического материала по одной из типовых НПС АО «Транснефть-Приволга». Причем для общности материала выбраны два периода работы трубопровода: первый – когда НПС работала практически с полной загрузкой (2004–2006 гг.), второй – когда загрузка станции была снижена более чем на 30 % (2021–2023 гг.).

Общая структура электропотребления

Используемая в настоящее время в ПАО «Транснефть» система учета потребления электроэнергии дает возможность оценить расход электроэнергии на основной технологический процесс, а также на собственные нужды НПС. Порядок планирования и учета электроэнергии определен отраслевым регламентом [13]. В соответствии с этим регламентом для планирования электропотребления требуется подготовка планов-графиков работы магистрального трубопровода на определенный период. Процесс представляет собой сложную и трудоемкую задачу и не позволяет делать достоверные прогнозы затрат на электроэнергию при существенном изменении режима перекачки нефти, и тем более при технической реконструкции станции.

Для решения этой проблемы был проведен регрессионный анализ [6, 7] и на его основе построена математическая модель электропотребления комплекса НПС по общему объему и по основным статьям технического учета электроэнергии из архивных данных автоматизированной системы учета электроэнергии на примере НПС «Б. Черниговка» Самарского РНУ АО «Транснефть-Приволга» (см. таблицу) [3–5, 10–12].

Для анализа были взяты два характерных периода, характеризующиеся существенным различием в объемах перекачки нефти: период наибольшей загрузки магистрального нефтепровода (2004–2006 гг.) и период, когда загрузка нефтепровода значительно снизилась, в основном по причине геополитических событий (2021–2023 гг.).

Потребление электроэнергии НПС «Б. Черниговка» в 2004–2026 и 2021–2023 гг.

Показатель	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
ТТР (товаротранспортная работа), <i>A</i> , млн т·км	1662	1681	1727	1339	1038	1135
Общее потребление электроэнергии, Σ , тыс. кВт·ч	36691	37963	38615	25595	17791	19439
Потребление электроэнергии на транспорт нефти, Σ_t , тыс. кВт·ч	35601	36883	37524	24091	16469	18303
Потребление электроэнергии на транспорт нефти, % от Σ	97,03	97,16	97,17	94,12	92,57	94,16
Затраты электроэнергии на вспомогательные системы, $\Sigma_{вс}$, тыс. кВт·ч	525	520	518	780	658	465
Затраты электроэнергии на вспомогательные системы, % от Σ	1,43	1,37	1,34	3,05	3,7	2,39
Затраты электроэнергии на коммунально-бытовое потребление, Σ_k , тыс. кВт·ч	255	250	253	385	375	379
Затраты электроэнергии на коммунально-бытовое потребление, % от Σ	0,69	0,66	0,66	1,5	2,11	1,95
Затраты электроэнергии на освещение, Σ_o , тыс. кВт·ч	210	210	220	180	178	177
Затраты электроэнергии на освещение, % от Σ	0,57	0,55	0,57	0,7	1	0,91
Затраты электроэнергии на «Прочее потребление», Σ_p , тыс. кВт·ч	100	100	100	159	111	115
Затраты электроэнергии на «Прочее потребление», % от Σ	0,27	0,26	0,26	0,62	0,62	0,59
Удельное потребление электроэнергии на ТТР, $W_{ттр}$, тыс. кВт·ч/млн т·км	21,42	21,94	21,73	17,99	15,87	16,13

Структуру потребляемой электроэнергии отображают диаграммы на рис. 1 (2004 г.) и рис. 2 (2023 г.).

Как следует из приведенных данных, наибольший удельный вес имеет потребление электроэнергии основным оборудованием на транспорт нефти. В 2004 г. на транспорт нефти приходилось 97,03 % от общего потребления, в 2005 г. – 97,16 %, в 2006 г. – 97,17 %, в 2021 г. – 94,12 %, в 2022 г. – 92,57 %, в 2023 г. – 94,16 %. Удельный вес этой составляющей остается достаточно стабильным – изменение составляет немногим более 3 % и зависит в большей мере от загрузки магистрального нефтепровода.

Вторым по значимости является потребление электроэнергии вспомогательными системами. Удельный вес потребления по этой статье изменялся за рассматриваемые годы следующим образом: в первый период – от 1,43 % в 2004 г. до 1,34 % в 2006 г., во второй период – от 3,05 % в 2021 г. до 2,39 % в 2023 г. Рост этой составляющей во втором рассматриваемом периоде связан с проводимыми работами по модернизации нефтеперекачивающей станции и увеличением электроприемников вспомогательного оборудования (электроприводные устрой-

ства запорной арматуры, насосное оборудование, вентиляция, системы телемеханизации и автоматизации).

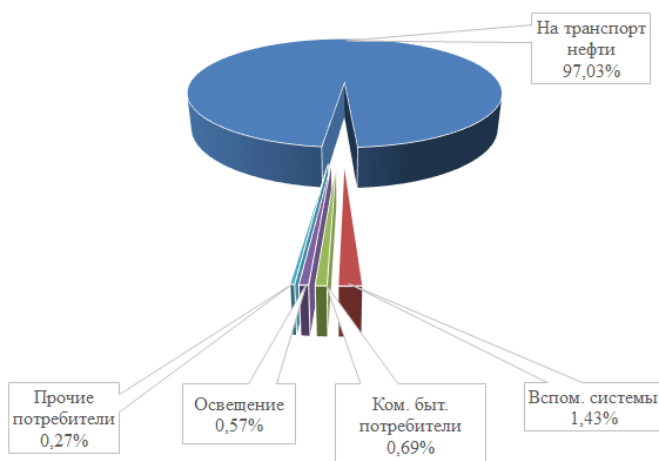


Рис. 1. Структура потребления электроэнергии в 2004 г.

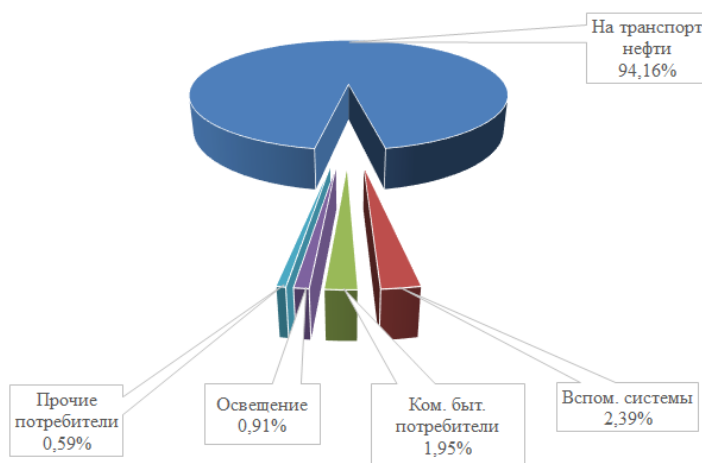


Рис. 2. Структура потребления электроэнергии в 2023 г.

Третьим по удельному весу является потребление электроэнергии на коммунально-бытовые нужды. По этой статье расходуется около 2 % от общего потребления электроэнергии. Во втором рассматриваемом периоде также отмечается рост потребления электроэнергии по этой статье. Это связано, в первую очередь, с улучшениями условий для работы и отдыха персонала. В этот период введены в эксплуатацию вахтовый жилой комплекс для командированного персонала, столовая для работников НПС, учебный класс.

Потребление электроэнергии на освещение на рассматриваемой станции составляет около 1 % от общего потребления электроэнергии и зависит, как правило, от общей площади станции и ее периметра. Оно может достигать 1,5 % от

общего потребления станции. Потребление электроэнергии на освещение во втором рассматриваемом периоде сократилось несмотря на увеличение количества осветительных приборов. Это связано с переходом на энергосберегающие осветительные приборы со светодиодными лампами и матрицами.

Анализ структуры электропотребления свидетельствует о достаточно стабильном весе отдельных составляющих и о доминирующем значении потребления электроэнергии на транспорт нефти.

Анализ общего потребления электроэнергии $\mathcal{E}_\Sigma$, а также потребления электроэнергии на транспорт нефти $\mathcal{E}_T$ и выполненной товаротранспортной работы (ТТР) показывает, что во втором периоде по сравнению первым ТТР уменьшилась более чем на 30 %, при этом общее потребление энергии снизилось на 44,5 %.

Одним из наиболее информативных показателей энергетической эффективности технологических процессов транспорта нефти является удельный расход электроэнергии на единицу выполненной ТТР – $W_{уд}$, тыс. кВт·ч/млн т·км.

Удельный расход электроэнергии на единицу ТТР может служить основным интегральным показателем эффективности использования электроэнергии:

$$W_{TTP} = \frac{\mathcal{E}_T}{A},$$

где $\mathcal{E}_T$ – потребление электроэнергии на транспорт нефти, тыс. кВт·ч; A – ТТР, млн т·км.

На рис. 3 показана динамика изменения удельного потребления электроэнергии на ТТР.

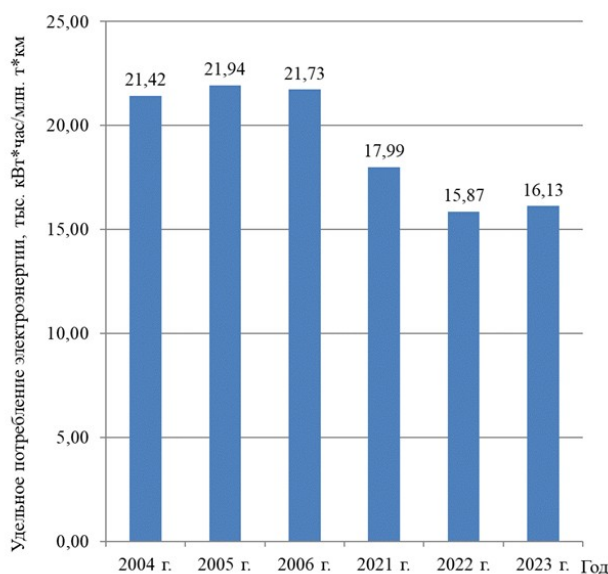


Рис. 3. Удельное потребление электроэнергии НПС

Основными электроприемниками нефтеперекачивающей станции являются электроприемники технологического оборудования, обеспечивающего транспорт нефти: подпорные (ПНА) и магистральные (МНА) насосные агрегаты. Мощность ПНА может достигать 2000 кВт, МНА – 8000 кВт.

Как следует из приведенных данных, в структуре потребления электроэнергии на ТТР наибольший удельный вес имеет потребление на транспорт нефти

основными насосными агрегатами. Удельный вес этой составляющей по годам оставался достаточно стабильным и составлял более 94 % от общего потребления. В связи с изложенным основное внимание при исследовании следует уделить анализу эффективности работы ПНА и МНА.

Физические основы модели удельного электропотребления приемниками НПС

Затраты электроэнергии на транспорт нефти определяются количеством и временем работы ПНА и МНА, а также степенью загрузки электродвигателей, которая зависит от производительности насосов. Коэффициент загрузки единичного электродвигателя при его питании напрямую от сети (без частотного преобразователя) в процессе работы, как правило, остается неизменным.

Количество работающих насосов и время их работы определяются прежде всего параметрами рабочего режима:

- объемом перекачиваемой нефти;
- давлением нефти на выходе из насоса.

Кроме плановых диспетчерских воздействий на работу магистрального нефтепровода (МНП) при заданном режиме, изменение пропускной способности всего эксплуатационного участка может произойти из-за влияния следующих факторов:

- переменная нагрузка нефтепровода, обусловленная графиком поставок нефти с промыслов, других нефтепроводов и (или) нефтеперерабатывающих заводов;
- изменение реологических характеристик перекачиваемых жидкостей, вызванное сезонными и местными изменениями температуры грунта, последовательной перекачкой партий разных сортов нефти с различным содержанием воды, парафинов, растворенного газа и т. д.;
- технологические факторы – изменение параметров насосов, их включение и выключение, наличие запасов нефти или свободных емкостей, изменение объема приемо-сдаточных операций, нестационарных процессов и т. д.;
- аварийные и ремонтные ситуации, вызванные авариями на линейной части нефтепровода или отказами оборудования.

Одни из этих факторов действуют систематически, другие – периодически или случайно. Все это создает условия, при которых режимы работы системы «питающая электрическая сеть – электродвигатель – насос – нефтепровод» непрерывно меняются во времени.

Колебания пропускной способности нефтепровода неизбежны, так как невозможно устранить воздействие всех изложенных факторов. Это затрудняет эксплуатацию нефтепроводов, приводит к повышенным затратам электроэнергии, что соответственно приводит к увеличению себестоимости перекачки, снижает надежность работы нефтепроводов. Неравномерность перекачки особенно отрицательно сказывается на КПД насосов и электродвигателей и расходе электроэнергии [8].

Эффективность работы насосов может быть охарактеризована удельными затратами электроэнергии на единицу объема перекачиваемой нефти. Вследствие этого возникает необходимость разработки такой математической модели, которая учитывала бы важнейшие параметры функционирования насосов.

Обозначим Q , т – количество перекачиваемой нефти; ΔP , кгс/см² – перепад давления, создаваемый центробежными насосами; ρ – плотность нефти, кг/м³; v –

вязкость нефти, сСт ($1\text{сСт} = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$); T – температуру нефти, градусов К, в МНП после смешения потоков от печей подогрева нефти и через байпас. При параллельном включении насосов, как в рассматриваемом случае, ΔP – разность между напором на выходном и всасывающем коллекторах. В случае последовательного соединения насосов под ΔP следует понимать разность между напором на выходе последнего и напором на входе первого насосов. Значение температуры T при прогнозных расчетах выбирается с учетом опыта эксплуатации нефтепровода по статистическим данным. Требуется, чтобы температура нефти в конце технологического участка была не менее величины, определенной технологическим регламентом.

Анализ расходов на электроэнергию по НПС «Б. Черниговка» Самарского РНУ АО «Транснефть-Приволга» показал, что наиболее значимыми переменными, влияющими на расход электроэнергии, являются количество перекачиваемой нефти и перепад давления, создаваемый центробежным насосом. В меньшей степени – температура нефти. Такие параметры, как плотность и вязкость перекачиваемого продукта, в рассматриваемой математической модели можно из анализа исключить, так как, несмотря на их существенное влияние на расход электроэнергии, для определенного МНП реологические характеристики нефти остаются постоянными. Это обусловлено тем, что свойства перекачиваемой нефти должны отвечать требованиям, заданным для определенного сорта. Разные товарные марки нефти перекачивают по разным нефтепроводам. Поэтому в предлагаемой математической модели в качестве независимых факторов были использованы три параметра: ΔP , Q и T .

В качестве функции регрессии предложен полный полином второго порядка, учитывающий как линейные члены $k_1\Delta P$, k_2Q , k_3T , так и нелинейные элементы парного $k_{12}\Delta PQ$ и тройного $k_{123}\Delta PQT$ взаимодействия, а также квадратичные члены $k_{11}\Delta P^2$, $k_{22}Q^2$, $k_{33}T^2$:

$$\mathcal{E}_{\text{расч}} = k_1\Delta P + k_2Q + k_3T + k_{123}\Delta PQT + k_{11}\Delta P^2 + k_{22}Q^2 + k_{33}T^2. \quad (1)$$

Коэффициенты весовости $\mathbf{K}$ модели вычислены методом наименьших квадратов матричным способом [2]:

$$\mathbf{K} = (\mathbf{X}^T * \mathbf{X})^{-1} * \mathbf{X}^T * \mathbf{Y}, \quad (2)$$

где

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} \Delta P_1 & Q_1 & T_1 & \Delta P_1 Q_1 T_1 & \Delta P_1^2 & Q_1^2 & T_1^2 \\ \Delta P_2 & Q_2 & T_2 & \Delta P_2 Q_2 T_2 & \Delta P_2^2 & Q_2^2 & T_2^2 \\ \Delta P_3 & Q_3 & T_3 & \Delta P_3 Q_3 T_3 & \Delta P_3^2 & Q_3^2 & T_3^2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \Delta P_n & Q_n & T_n & \Delta P_n Q_n T_n & \Delta P_n^2 & Q_n^2 & T_n^2 \end{bmatrix}, \quad (3)$$

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} E_{1\text{опыт}} \\ E_{2\text{опыт}} \\ E_{3\text{опыт}} \\ \dots \\ E_{n.\text{опыт}} \end{bmatrix}, \quad (4)$$

$\mathbf{X}$ – исходная система нелинейных уравнений регрессии; $\mathbf{Y}$ – матрица-столбец потребления электроэнергии, полученная по результатам обработки статистических данных, взятых из мониторинга электропотребления НПС (кВт·час). Данные определялись для фиксированных промежутков времени с относительно постоянными технологическими параметрами перекачки нефти.

Коэффициенты весомости при независимых факторах и их квадратичных функциях определялись в виде матрицы вектор-столбца:

$$K = \begin{bmatrix} k_1 \\ k_2 \\ k_3 \\ k_{123} \\ k_{11} \\ k_{22} \\ k_{33} \end{bmatrix}. \quad (5)$$

Для периода 2021–2023 гг. были рассчитаны коэффициенты регрессии матрицы математической модели для НПС «Б. Черниговка»:

$$k_1 = -121,4; k_2 = 0,474; k_3 = 18,322;$$

$$k_{123} = 2,403 \cdot 10^{-4}; k_{11} = 1,006; k_{22} = -6,659 \cdot 10^{-4}; k_{33} = -0,032.$$

Коэффициенты при квадратичных членах, например k_{11} , имеют величину, даже превышающую значение коэффициента линейного члена k_2 , и, следовательно, не могут быть исключены из анализа.

Значения величин для сравнения результатов расчета по математической модели и фактического электропотребления приведены на рис. 4. Расчет выполнен на основе данных инструментального контроля работы МН за 2021–2023 гг. Опытные значения выбирались по результатам мониторинга электропотребления МНП (кВт·час). Данные определялись для фиксированных промежутков времени с постоянными (установившимися) технологическими параметрами перекачки нефти при работе МНП в выбранный промежуток времени без смены режима.



Рис. 4. Опытная и расчетная диаграммы энергопотребления

Адекватность результатов, полученных по представленной математической модели, была оценена с помощью среднеквадратичной погрешности по отношению к фактическим данным, зафиксированным инструментально в рассматриваемые периоды работы станции:

$$\xi = \frac{\sqrt{\sum_1^N \Delta z^2}}{N * E_{\text{опыт.ср.}}} \quad (6)$$

Это значение составило $\xi = 0,69 \%$.

Таким образом, разработанная математическая модель дает хорошее совпадение расчетных характеристик с опытными [15].

Основные результаты и выводы

1. Определяющими технологическими параметрами процесса транспорта нефти, изменение которых существенно влияет на величину потребления электроэнергии, являются: количество перекачиваемой нефти; перепад давления, создаваемый центробежными насосами; температура входящей на станцию нефти.

2. Разработанная на основе обработки опытных данных математическая модель, представляющая зависимость электропотребления от объема перекачиваемой нефти, перепада давления в МНП и температуры нефти, отличается от используемых в настоящее время на практике методик расчета, основанных на величине установленной мощности потребителей электроэнергии и прогнозируемого коэффициента загрузки оборудования, позволяет более точно определить суммарное количество потребляемой электроэнергии и ее удельное значение на единицу транспортируемой продукции.

3. Расчетная математическая модель показала свою универсальность и адекватность для двух периодов эксплуатации НПС, существенно отличающихся по технологической нагрузке: с 2004 по 2006 гг., когда станция работала на практически полную проектную мощность, и с 2021 по 2023 гг., при загрузке станции не более 70 %.

4. Разработанная математическая модель применима при прогнозировании величины потребления электроэнергии в коммерческих расчетах и разработке перспективных планов развития и реконструкции НПС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Kim G., Lee G., An S., Lee J. Forecasting future electric power consumption in Busan New Port using a deep learning model // The Asian Journal of Shipping and Logistics. 2023. Vol. 39. Iss. 2. P. 78–93. DOI: 10.1016/j.ajsl.2023.04.001. EDN: BKTIVT
2. Адлер Ю.П. [и др.]. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. М.: Наука, 1976. 278 с. EDN: TOBZDM.
3. АО «Транснефть-Приволга». Годовой отчет за 2021 год. [Б. м.: б. и.], 2021.
4. АО «Транснефть-Приволга». Годовой отчет за 2022 год. [Б. м.: б. и.], 2022.
5. АО «Транснефть-Приволга». Годовой отчет за 2023 год. [Б. м.: б. и.], 2023.
6. Драйнер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ: в 2 кн. Кн. 1.; пер. с англ. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Финансы и статистика, 1986. 366 с.
7. Драйнер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ: в 2 кн. Кн. 2. пер. с англ. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Финансы и статистика, 1987. 351 с.
8. Зайцев Л.А., Ясинский Г.С. Регулирование режимов магистральных нефтепроводов. М.: Недра, 1980. 187 с.
9. Рахмонов И.У., Ушаков В.Я., Нажимова А.М., Обидов К.К., Сулейманов С.Р. Математическое моделирование минимизации расходов электроэнергии промышленными предприятиями с непрерывным характером производства // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2024. Т. 335. № 4. С. 43–51. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4423. EDN:GTEVCP.
10. ОАО «Приволжскнефтепровод». Годовой отчет за 2004 год. [Б. м.: б. и.], 2004.
11. ОАО «Приволжскнефтепровод». Годовой отчет за 2005 год. [Б. м.: б. и.], 2005.
12. ОАО «Приволжскнефтепровод». Годовой отчет за 2006 год. [Б. м.: б. и.], 2006.

13. ОР-91.140.50-КТН-0397-24. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Потребление электроэнергии (мощности). Порядок планирования и учета. М.: ПАО Транснефть, 2024. 141 с.
14. *Устюгов Н.В., Проталинский О.М.* Математическая модель потребления электроэнергии в организационно-технической системе // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Управление, вычислительная техника и информатика. 2020. № 3. С. 116–124. DOI: 10.24143/2072-9502-2020-3-116-124. EDN: XA1KPX.
15. *Черноруцкий И.Г.* Методы принятия решений. СПб.: БХВ-Петербург, 2005. 408 с. EDN: QQIXNX.
16. *Шаюхов Т.Т.* Расчет удельных норм и прогнозирование электропотребления на промышленных предприятиях // Инновационный транспорт. 2016. № 3 (21). С. 74. DOI: 10.20291/2311-164X-2016-3-8-12. EDN: WXOVQX.
17. *Шаюхов Т.Т.* Математическое моделирование влияния внешних факторов на параметры электропотребления // Интернет-журнал «Науковедение». 2017. Т. 9. № 5. EDN: YKWHDE.

Статья поступила в редакцию 06.12.2024

MATHEMATICAL MODEL OF ELECTRICITY CONSUMPTION AT OIL PUMPING STATIONS

Yu.A. Makarichev¹, N.A. Nosikov²

¹ Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya str., Samara, 443100, Russian Federation

² LLC «RITEK-Samara-Nafta» TPP «RITEK»
120A, Leninskaya str., Samara, 443041, Russian Federation

E-mail: makarichev2801@mail.ru, nosikovn@yandex.ru

Abstract. *One of the key tasks for improving the energy efficiency of oil pumping stations (OPS) in main oil pipelines is conducting a scientific and technical analysis of the electricity consumption structure across primary and auxiliary complexes and equipment systems. Based on the results of this analysis, a theoretical model of the electricity consumption structure should be developed, which is necessary for forecasting costs at existing and reconstructed OPS, taking into account changes in pumping technological regimes.*

There are several challenges in creating such models based on industry regulations, as they cannot fully account for significant changes occurring in the industry due to the evolving geopolitical situation and related processes affecting the energy consumption structure of pipeline transport facilities.

The article presents the results of an analysis of electricity consumption using the example of a typical OPS of JSC "Transneft-Volga Region" for two characteristic periods: full and partial station load. Based on the analysis, data were obtained for a mathematical model linking electricity consumption with the main technological parameters of oil pumping.

Verification of the theoretical assumptions was carried out by comparing the simulation results with actual electricity consumption data at the station. The comparison showed good agreement between the calculated and instrumentally recorded parameters.

Keywords: *oil pumping station, electrical equipment, energy efficiency.*

REFERENCES

1. Kim G., Lee G., An S., Lee J. Forecasting future electric power consumption in Busan New Port using a deep learning model // The Asian Journal of Shipping and Logistics. 2023. Vol. 39. Iss. 2. P. 78-93. DOI: 10.1016/j.ajsl.2023.04.001.
2. Adler Yu.P. [i dr.]. Planirovanie eksperimenta pri poiske optimalnykh uslovi [Experiment Design in Search of Optimal Conditions]. M.: Nauka, 1976. 278 p. (In Russian)
3. AO «Transneft-Privolga». Godovoj otchet za 2021 god [Annual Report 2021]. [B. m.: b. i.], 2021. (In Russian)
4. AO «Transneft-Privolga». Godovoj otchet za 2022 god [Annual Report 2022]. [B. m.: b. i.], 2022. (In Russian)
5. AO «Transneft-Privolga». Godovoj otchet za 2023 god [Annual Report 2023]. [B. m.: b. i.], 2023. (In Russian)
6. Drajper N., Smit G. Prikladnoj regressionnyj analiz [Applied Regression Analysis]: v 2 kn. Kn. 1.; per. s angl. 2-e izd., pererab. i dop. M.: Finansy i statistika, 1986. 366 p. (In Russian)
7. Drajper N., Smit G. Prikladnoj regressionnyj analiz [Applied Regression Analysis]: v 2 kn. Kn. 2. per. s angl. 2-e izd., pererab. i dop. M.: Finansy i statistika, 1987. 351 p. (In Russian)



© The Author(s), 2024

¹ Yuri A. Makarichev (Dr. (Techn.)), Professor, Acting Dean of Electrical Engineering Faculty, Head Dept. of Electromechanics and Automotive Electrical Equipment.

² Nikolai A. Nosikov, Postgraduate Student Dept. of Electromechanics and Automotive Electrical Equipment, Chief Power Engineer - Head of the Chief Power Engineer Group.

8. *Zajcev L.A., Yasinskij G.S.* Regulirovanie rezhimov magistral'nyh nefteprovodov [Main Oil Pipeline Operation Modes Regulation]. M.: Nedra, 1980. 187 p. (In Russian)
9. *Rahmonov I.U., Ushakov V. Ya., Nazhimova A.M., Obidov K.K., Sulejmanov S.R.* Matematicheskoe modelirovanie minimizacii raskhodov elektroenergii promyshlenny-mi predpriyatiyami s nepreryvnym harakterom proizvodstva [Mathematical Modeling of Electricity Cost Minimization for Industrial Enterprises with Continuous Production Process] // *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*. 2024. V. 335. № 4. P. 43-51. DOI:10.18799/24131830/2024/4/4423.
10. OAO «Privolzhsknefteprovod». Godovoj otchet za 2004 god [Annual Report 2004]. [B. m.: b. i.], 2004. (In Russian)
11. OAO «Privolzhsknefteprovod». Godovoj otchet za 2005 god [Annual Report 2005]. [B. m.: b. i.], 2005. (In Russian)
12. OAO «Privolzhsknefteprovod». Godovoj otchet za 2006 god [Annual Report 2004]. [B. m.: b. i.], 2006. (In Russian)
13. OR-91.140.50-KTN-0397-24. Magistralnyj truboprovodnyj transport nefti i nefteproduktov. Potreblenie elektroenergii (moshchnosti). Poryadok planirovaniya i ucheta [Main Pipeline Transport of Oil and Oil Products. Electricity (Power) Consumption. Planning and Accounting Procedures]. M.: PAO Transneft, 2024. 141 p. (In Russian)
14. *Ustyugov N.V., Protalinskij O.M.* Matematicheskaya model' potrebleniya elektro-energii v organizacionno-tekhnicheskoy sisteme [Mathematical Model of Electricity Consumption in Organizational-Technical Systems] // *Vestnik Astrahanskogo gosudar-stvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya: Upravlenie, vychislitel'naya tekhnika i informatika*. 2020. № 3. P. 116-124. DOI:10.24143/2072-9502-2020-3-116-124. (In Russian)
15. *Chernoruckij I.G.* Metody prinyatiya reshenij [Decision Making Methods]. SPb: BHV-Peterburg, 2005. 408 p. (In Russian)
16. *Shayuhov T.T.* Raschet udelnyh norm i prognozirovanie elektropotrebleniya na promyshlennyh predpriyatiyah [Calculation of Specific Rates and Forecasting of Electricity Consumption at Industrial Enterprises]// *Innovacionnyj transport*. 2016. № 3(21). P. 74. DOI:10.20291/2311-164X-2016-3-8-12. (In Russian)
17. *Shayuhov T.T.* Matematicheskoe modelirovanie vliyaniya vneshnih faktorov na parametry elektropotrebleniya [Mathematical Modeling of External Factors Influence on Electricity Consumption Parameters] // *Internet-zhurnal «NAUKOVEDENIE»*. 2017. V.9. № 5. EDN: YKWHDE.

Original article submitted 06.12.2024 г.