

РЕЗУЛЬТАТЫ ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕТЯГОВОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ВИТЕБСКОЙ И БАРАНОВИЧСКОЙ ДИСТАНЦИИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Дробов А.В.

УО «Белорусский государственный университет транспорта», г. Гомель, Республика Беларусь, e-mail: electr_to@mail.ru

Управление режимами систем нетягового электроснабжения должно обеспечивать достижение следующих целей

- бесперебойное электроснабжение при соблюдении отраслевых и общеэнергетических норм по качеству электроэнергии (ЭЭ),
- нормативное качество ЭЭ на шинах питающего напряжения в сетях районов электроснабжения нетяговых потребителей,
- минимально возможный уровень потерь электрической энергии.

Достижение указанных целей невозможно без применения современных информационных технологий, что, в свою очередь, требует создания эффективных математических моделей и методов.

Разработка таких моделей и методов является сложной научно-технической проблемой, так как при учете электромагнитных и электромеханических переходных процессов система нетягового электроснабжения железной дороги переменного тока представляет собой многомерный нелинейный динамический объект [1,2].

Ввиду большой размерности, сложности и недостаточной информационной обеспеченности практическое использование динамических моделей систем нетягового электроснабжения на современном этапе не представляется возможным. Поэтому для определения режимов данных систем применяют имитационные методы.

С помощью процедуры Монте-Карло разыгрываются полные мощности трансформаторов и на основании таблицы связей генерируются различные варианты схемы системы электроснабжения (СЭС).

На основании сказанного создается матрица связей ИП и ТП с учетом ограничений для розыгрыша различных вариантов схемы электроснабжения СЭС (рисунок 1)

№ ТП	1	2	...	n
1		l_{21}		l_{n1}
2	l_{12}			l_{n2}
...				
n		l_{2n}		

Рисунок 1 – Матрица связей СЭС

Данная матрица предусматривает наличие нескольких связей для ТП первой категории от разных источников, наличие невозможных соединений и возможность заполнения вручную части обязательных связей.

Каждому варианту сгенерированной СЭС, включающий случайный розыгрыш связей между ТП и мощностей трансформаторов, удовлетворяющих вышеперечисленным условиям, в дальнейшем присваивают номер. Затем определяем издержки на эксплуатацию, включаю-

щие амортизационные отчисления, затраты на обслуживание и стоимость потерь электроэнергии; обобщенный показатель надежности СЭС, оценку влияния показателей качества электроэнергии (напряжение, несимметрия, несинусоидальность) на работу нетяговых железнодорожных потребителей.

Пример реализации для Барановичской и Витебской дистанции электроснабжения.

Исходными данными для расчета являются: карта-схема расположения потребителей (рисунок 2); координаты точек расположения потребителей; сведения об источнике питания; области невозможного размещения.

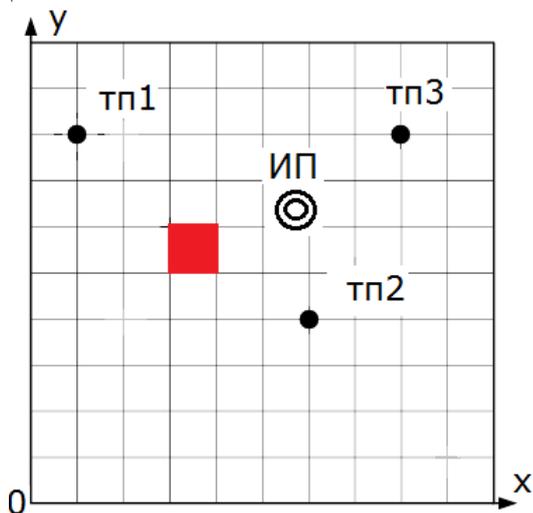


Рисунок 2 – Карта-схема расположения потребителей (исходный вариант): ИП – источник питания; ТП – трансформаторные подстанции нетяговых и нетранспортных потребителей; координаты заданы в относительных единицах

Характеристика потребителей приведена в таблице 1.

№	Наименование потребителя	P_p , кВт	$\cos\varphi_p$	Категории потребителей	T_M , ч
1	ТП1	2300	0.688	I,II,III	1500
2	ТП2	1800	0.74	II,III	1800
3	ТП3	2600	0.788	II,III	2000

Таблица 1 – Характеристики потребителей

На первом этапе осуществляется предварительное построение вариантов схемы электрической сети (рисунок 3).

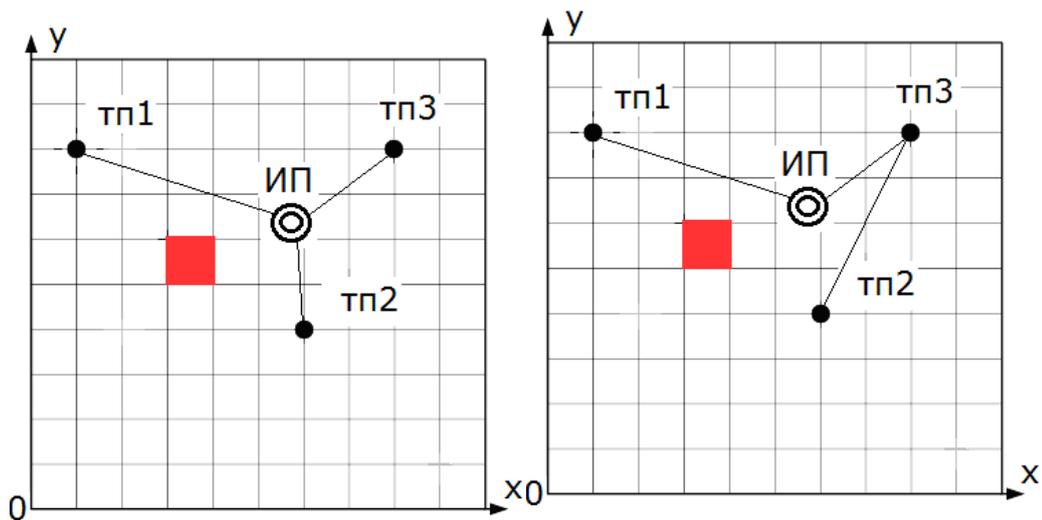


Рисунок 3 – Варианты схем электрической сети

По критерию минимальной суммарной длины трасс ЛЭП с учетом ограничения места на установку источника питания целевая функция будет иметь вид:

$$L = \sum_{i=1}^n l_k \quad (1)$$

где L – сумма длины дуг сети; l_k – длина дуги k , выходящей из точки i и приходящей в точку j ; n – число дуг.

Необходимо с помощью метода Монте-Карло найти такое положение источника питания при котором суммарная длинна трасс линий электропередач от источника питания до потребителей имела минимальную длину.

Расстояния могут быть определены прямыми измерениями или на основании координат подстанций (таблица 2) по формуле:

$$L = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \quad (2)$$

где, x_i, x_j, y_i, y_j – соответственно координаты источника питания и потребителя.

	ИП	ТП1	ТП2	ТП3
ИП	0	$L_{01} = 2.82$	$L_{02} = 4.12$	$L_{03} = 6.71$
ТП1		0	0	0
ТП2			0	$L_{23} = 5.1$
ТП3				0

Таблица 2 – Расстояние между подстанциями, км

Результаты расчетов суммарной длины по вариантам и расчетные формулы представлены в таблице 3.

№ варианта	Расчетная формула	L_{Σ} , м
1	$L_{\Sigma} = L_{01} + L_{02} + L_{03}$	13,65
2	$L_{\Sigma} = L_{01} + L_{03} + L_{23}$	14,63

Таблица 3 – Суммарная длина трасс ЛЭП

По критерию минимальной суммарной длины трасс ЛЭП для дальнейшего рассмотрения остаются варианты 1 и 2.

На подстанциях, питающих потребителей I и II категорий, устанавливается по два трансформатора, а для III категорий – одного трансформатора.

В случае однотрансформаторных подстанций выбор мощности трансформатора осуществляется по условию

$$S_n \geq S_p, \quad (3)$$

где $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$

Для двухтрансформаторных подстанций используются следующие условия:

$$2S_n \geq S_p, \quad (4)$$

$$1,4S_n \geq S_p - S_{откл}, \quad (5)$$

где $S_{откл}$ – мощность потребителей III категории, которые могут быть отключены при возникновении аварийного режима.

В качестве полных номинальных мощностей трансформаторов используются стандартные значения, соответствующие выпускаемым заводами, которым в дальнейшем присваиваются остальные номинальные данные, требующиеся для технико-экономического обоснования и расчета параметров схемы замещения (таблица 4).

№	Наименование ТП	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВт·А	S_{HT} , кВт·А	$k_3^{норм}$	$S_{откл}$, кВт·А	$k_3^{ав}$
1	ТП1	2300	1224	2605	2x2500	0.521	0	1.042
2	ТП2	1800	738.3	1946	2x1600	0.608	0	1.216
3	ТП3	2600	834.4	2731	2x1600	0.853	531	1.375

Таблица 4 – Суммарная длина трасс ЛЭП

Нагрузки на стороне 10 кВ определяются по величине нагрузок, приведенных в таблица 1, с добавлением потерь в трансформаторах (таблица 5).

№	Наименование ТП	P_p ,	Q_p ,	ΔP_T ,	ΔQ_T ,	$P^{ВН}$,	$Q^{ВН}$,	$S^{ВН}$,
		кВт	квар	кВт	квар	кВт	квар	кВт·А
1	ТП1	2300	1224	22.77	275.54	2322.77	1499.54	2764.76
2	ТП2	1800	738.3	19.91	176.74	1819.91	915.04	2037.00
3	ТП3	2600	834.4	32.82	177.46	2632.82	1011.86	2820.57

Таблица 5 – Нагрузки на стороне 10 кВ

Выбор оптимального варианта схемы сети производится на основе технико-экономического сравнения. Для этого выполняется упрощенный электрический расчет сети. На этом этапе сечения проводов упрощенно выбираются по критерию допустимого нагрева:

$$k_1 \cdot k_2 \cdot I_{дон} \geq I_p, \quad (6)$$

где k_1 и k_2 – поправочные коэффициенты на условия прокладки
Результаты сведены в таблице 6.

№	ЛЭП	Ф _{Рр}	Ф _{Qp}	Ф _{Sp}	Ф _{Ip}	I _{ДОП}	Марка и
							сечение
1	ИП-ТП1	6773.00	3426.00	7590.19	417.85	432**	2хААБ- 3х120
2	ИП-ТП3	4451.00	1926.00	4849.83	266.99	275	ААБ- 3х150
3	ТП3-ТП2	4954.00	2511.00	5554.03	305.75	310	ААБ- 3х185

Таблица 6 – Выбор сечения проводников для одного из вариантов

Для выбора оптимального варианта электрической сети осуществляется технико-экономическое сравнение по критерию приведенных затрат:

$$Z = r_H K + I, \quad (7)$$

где r_H – коэффициент эффективности капитальных вложений;

K – капитальные затраты на сооружение сети;

I – издержки на эксплуатацию электрической сети.

Технико-экономическое сравнение вариантов представлены в таблице 7.

Вариант	К, тыс. руб	$I_a + I_o$, тыс. руб	C_{Δ} , тыс. руб	З, тыс. руб
Вариант 1	6215.32	346.4598	1462.81	4916.93
Вариант 2	7638.36	438.3373	1032.45	5289.967

По результатам технико-экономических расчетов к дальнейшему рассмотрению принимается вариант 1.

Интерфейс программного обеспечения представлен на рисунке 4.

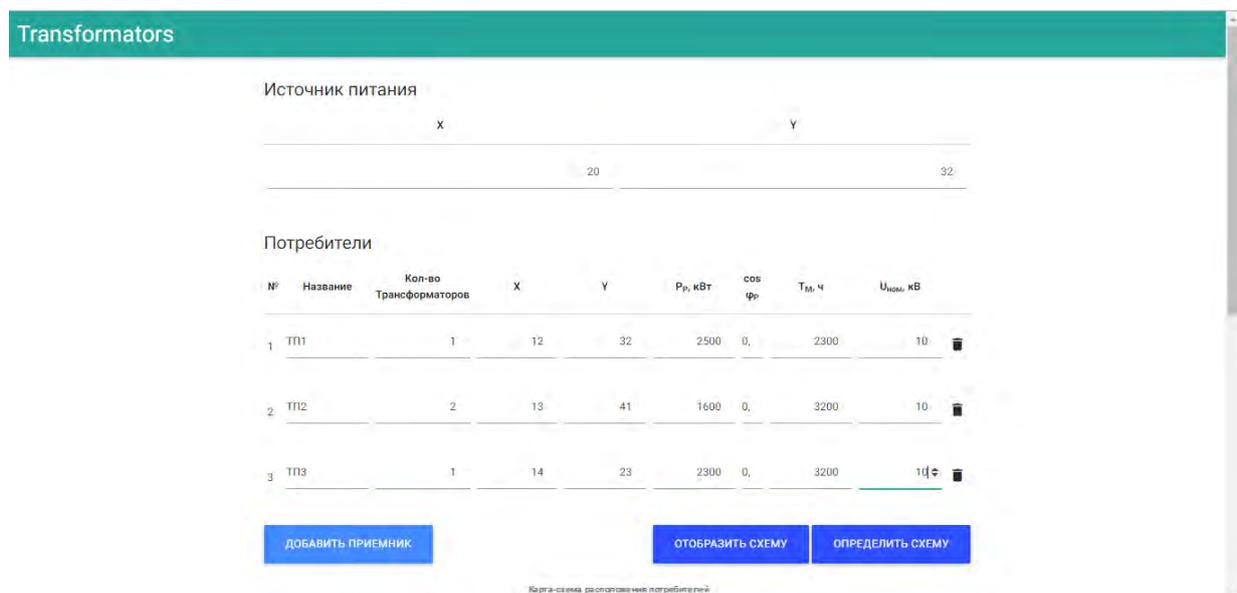


Рисунок 4 – Интерфейс программного обеспечения на основании, которого получены результаты имитационного моделирования нетяговой системы электроснабжения витебской и барановичской дистанции электроснабжения

Список литературы

1. Основы имитационного и статистического моделирования: Уч. пособие / Ю.С. Харин [и др.]; под ред. Ю. С. Харина. – Мн.: Дизайн, 1997. – 288 с.
2. Щукин Б.Д., Лыков Ю.Ф. Применение ЭВМ для проектирования систем электроснабжения. – ГЛ.: Энергоиздат, 1982.-176 с.