

Использование модифицированного топологического метода оценки надежности технических систем на примере электропередачи Россия–Финляндия, включающей вставку постоянного тока

Проведены расчеты комплексных показателей структурной надежности на примере электропередачи Россия–Финляндия, которая включает в себя вставку постоянного тока (Выборгскую преобразовательную подстанцию) с использованием модифицированного топологического метода. Для создания математической модели был использован специализированный программный комплекс «DoRI_CL», в котором реализован данный метод. В ходе вычислительного эксперимента проведено сравнение результатов, полученных с использованием существующего и вновь разработанного алгоритмов расчета показателей надежности, реализованных в авторском программном продукте. Полученные комплексные показатели надежности подтверждены данными из статистики эксплуатации.

Ключевые слова: комплексные показатели надежности, модифицированный топологический метод, программный комплекс, вставка постоянного тока, электропередача Россия–Финляндия.

Введение

Неотъемлемой частью электропередачи Россия–Финляндия является введенная в строй в 1980 г. Выборгская выпрямительно-инверторная подстанция (ВИП), крупнейшая в мире вставка постоянного тока (ВПТ), которая содержит четыре комплекта высоковольтных преобразовательных устройства (КВПУ) мощностью 350 МВт каждое, а ее суммарная мощность составляет свыше 1400 МВт [1, 2].

Электропередача 330/400 кВ Россия–Финляндия непрерывно развивается: производится модернизация оборудования, увеличивается ее мощность, растут объемы переданной электроэнергии. В 2000 г. на ВПТ для увеличения поставок электроэнергии был введен в эксплуатацию четвертый преобразовательный блок мощностью 350 МВт. В связи с этим установленная мощность преобразователей подстанции достигла 1400 МВт. Однако принимать такую мощность от общих шин 400 кВ ПС «Выборгская» финская энергосистема, входящая в объединение «NORDEL», не может, так как согласно правилам объединения аварийный резерв предусматривается на случай потери мощности не более 1000 МВт.

После ввода в эксплуатацию парогазового энергоблока 1 Северо-Западной ТЭЦ, а также сооружения двухцепной воздушной линии (ВЛ), связавшей Северо-Западную ТЭЦ с ПС «Выборгская», и одноцепной ВЛ 400 кВ, связавшей ПС «Выборгская» с ПС «Кюми» (Финляндия) через группу автотрансформаторов 330/400 кВ, установленных на преобразовательной ПС, была создана дополнительная электропередача.

Общая схема электропередачи для основного режима ее работы показана на рис. 1. В этом режиме мощность не более 1000 МВт передается от преобразователей в финскую энергосистему по ВЛ 400 кВ (Л1 и Л2), кроме этого от энергоблока Северо-Западной ТЭЦ мощностью 400–420 МВт по выделенной ВЛ 330 и 400 кВ (Л3) и автотрансформатору АТ-3 осуществляется передача мощности на шины ПС «Юлликкяля». Распределение мощности по ВЛ 400 кВ Л1 и Л2 регулируется со стороны финской энергосистемы [2].

В данный момент часть основного оборудования преобразовательной подстанции исчерпала свой ресурс и требует замены. Возможна установка КВПУ большей

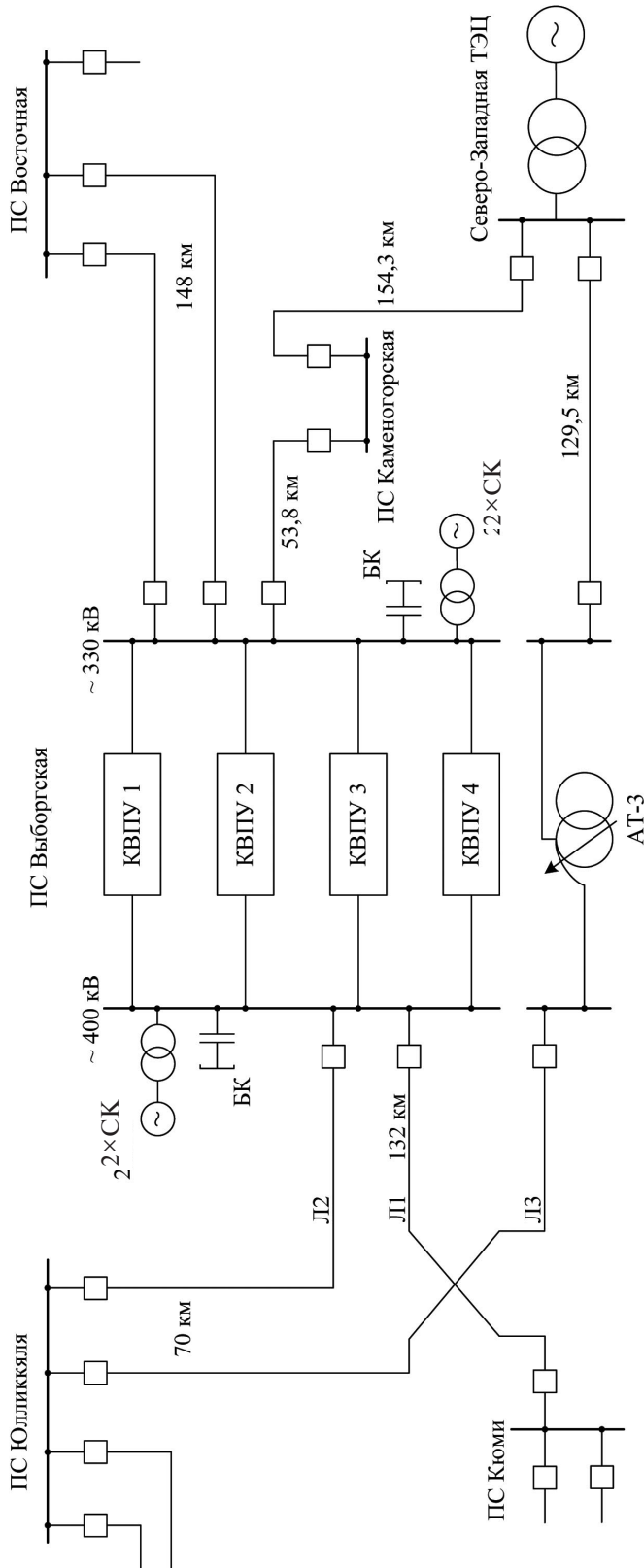


Рис. 1. Упрощенная схема для нормального режима эксплуатации электропередачи Россия—Финляндия

мощности с использованием современного оборудования и материалов. В связи с этим становится актуальной проблема оценки структурной надежности как существующей схемы Выборгской ВИП, так и электропередачи Россия–Финляндия в целом.

1. Разработка математической модели для оценки надежности электропередачи Россия–Финляндия

Оценивая надежность электропередачи Россия–Финляндия, стоит отметить, что объем экспортируемой электроэнергии за последние 15 лет существенно изменялся. Плановое значение передаваемой мощности, исходя из технической возможности, составляет 1400 МВт, однако эта величина не всегда постоянна. В зависимости от времени года наблюдается снижение пропускной способности электропередачи в связи с проведением планового технического обслуживания, как правило, в летний период при снижении загрузки. Кроме этого, начиная с конца 2011 г. фактический объем передаваемой электроэнергии стал существенно меньше фактической пропускной способности электропередачи (рис. 2) [3].

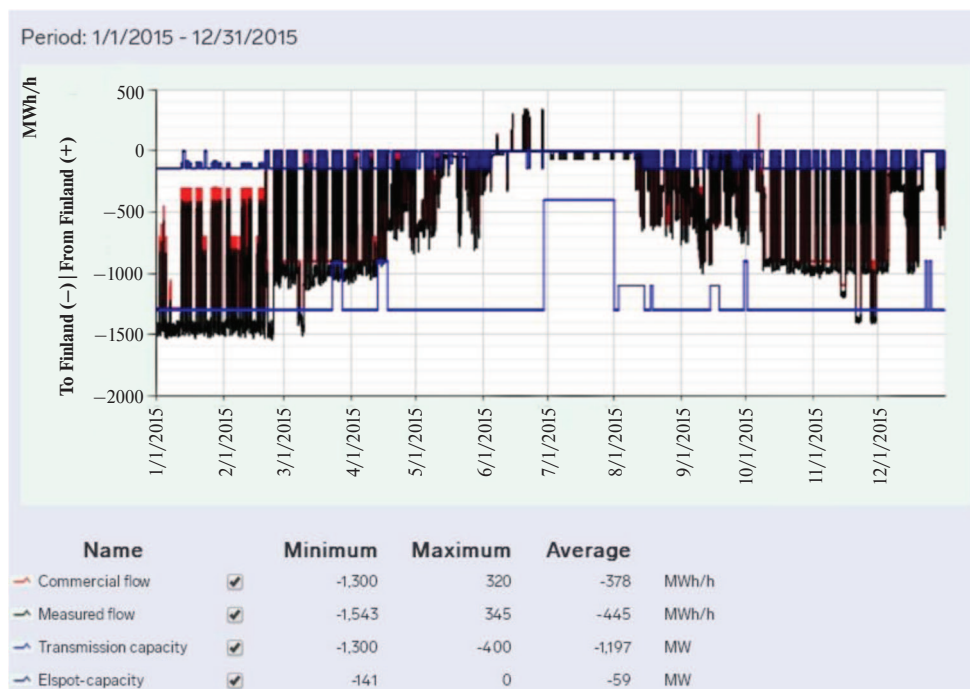


Рис. 2. График загрузки электропередачи Россия–Финляндия за 2015 г.

При снижении загрузки оборудования Выборгской ВИП также снижается и вероятность нарушения функционирования электропередачи Россия–Финляндия благодаря наличию незагруженного оборудования, которое в случае необходимости может быть использовано как резервное.

Как уже отмечалось ранее, в 2000 г. на Выборгской ВИП был введен в эксплуатацию четвертый блок КВПУ. В связи с функционированием этого оборудования в периоде «приработки» параметры потоков отказов несколько увеличились и стабилизировались лишь спустя несколько лет.

При рассмотрении работы Выборгской ВИП было принято, что в нормальном режиме подстанция остается работоспособной, т. е. может осуществлять заявленный объем электропередачи в случае функционирования трех из четырех блоков КВПУ,

для случая, когда автотрансформатор (АТ-3) находится в работе, и для работы всех четырех блоков КВПУ – когда произошел отказ автотрансформатора либо он выведен в плановый ремонт.

Кроме непосредственно Выборгской ВИП на уровень надежности электропередачи Россия–Финляндия оказывает существенное влияние надежность ВЛ, с помощью которых и осуществляется транзит электроэнергии. Все участки ВЛ, непосредственно связанные с Выборгской ВИП, представлены в табл. 1.

Таблица 1

ВЛ, соединенные с Выборгской ВИП

U_n , кВ	Наименование ВЛ	Длина ВЛ, км
330	ПС «Восточная» – ПС «Выборгская» (двухцепная)	147,8
330	ПС «Каменногорская» – ПС «Выборгская»	53,8
330	Северо-Западная ТЭЦ – ПС «Выборгская»	129,5
330	Северо-Западная ТЭЦ – ПС «Каменногорская»	154,3
400	ПС «Выборгская» – ПС «Юликкяля» (двухцепная)	70
400	ПС «Выборгская» – ПС «Кюми»	132

Каждая ВЛ с позиции надежности может быть рассмотрена как последовательное соединение следующих элементов: ячейка с элегазовым выключателем – участок ВЛ известной длины – ячейка с элегазовым выключателем.

При расчете потоков отказов для эквивалентного блока ВЛ учитывается, что воздушные линии подключаются к каждой из двух секций шин подстанции через два элегазовых выключателя. Итоговые потоки отказов и восстановлений для всех участков ВЛ сведены в табл. 2.

Таблица 2

Показатели надежности элементов электропередачи Россия–Финляндия

Наименование оборудования	Частота отказов λ , год ⁻¹	Время восстановления		Частота плановых отключений λ_n , год ⁻¹	Среднее время обслуживания	
		T_n , ч	μ , год ⁻¹		T_n , ч	μ_n , год ⁻¹
<i>Участки ВЛ</i>						
ВЛ 330 кВ (147,8 км)	0,739	17,74	493,8	10,35	17,74	493,8
ВЛ 330 кВ (53,8 км)	0,269	6,456	1356,877	3,766	6,456	1356,877
ВЛ 330 кВ (129,5 км)	0,6475	15,54	563,707	9,065	15,54	563,707
ВЛ 330 кВ (154,3 км)	0,772	18,52	473	10,8	18,52	473
ВЛ 400 кВ (70 км)	0,35	8,4	1042,857	4,9	8,4	1042,857
ВЛ 400 кВ (132 км)	0,66	15,84	553,03	9,24	15,84	553,03
<i>Оборудование подстанции</i>						
Ячейка с элегазовым выключателем (330/400 кВ)	0,13	67,7	129,394	0,51	50,3	174,155

Для оборудования одного блока КВПУ эквивалентная интенсивность отказов взята из статистических данных, собранных более чем за 15 лет эксплуатации, и составила $2,571 \text{ год}^{-1}$. Наиболее частой причиной отказа оборудования КВПУ является течь в системе охлаждения вентиляей, поэтому среднее время восстановления принято для случая ликвидации этого повреждения. По эксплуатационным данным оно составило 3 часа. Для ячейки с элегазовым выключателем актуальные параметры надежности взяты из [4].

Также при оценке уровня надежности следует учесть синхронные компенсаторы (СК) и высоковольтные батареи конденсаторов (БК), подключенные к шинам 330 и 400 кВ, которые являются неотъемлемой частью преобразовательной подстанции. Для СК и БК параметры потоков отказов и восстановлений также взяты из статистических данных, предоставленных специалистами ОАО «НИИПТ», и приведены в табл. 3.

При составлении математической модели были приняты следующие допущения:

- время безотказной работы и время восстановления каждого элемента системы имеют экспоненциальное распределение вероятностей;
- состояние элементов системы контролируется непрерывно, т. е. момент отказа оборудования устанавливается сразу после его возникновения;
- блоки КВПУ считаются абсолютно аналогичными друг другу.

Исходя из этого, можно провести расчеты параметров потоков отказов λ , восстановлений μ и среднего времени восстановления T_B для эквивалентных блоков, соответствующих каждому из участков ВЛ, по формулам [5]

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i; \quad (1)$$

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i}{\sum_{i=1}^n \mu_i}; \quad (2)$$

$$T_B = \frac{1}{\lambda} \sum_{i=1}^n T_{Bi} \lambda_i, \quad (3)$$

где n – число элементов, соединенных последовательно с позиции надежности.

Результаты расчетов сведены в табл. 3.

Таблица 3

Показатели надежности эквивалентных блоков и отдельного оборудования для электропередачи Россия – Финляндия

Наименование оборудования (потоки отказов, восстановлений)	Частота отказов λ , год^{-1}	Время восстановления		Частота плановых отключений λ_n , год^{-1}	Среднее время обслуживания	
		T_B , ч	μ , год^{-1}		T_n , ч	μ_n , год^{-1}
Эквивалентный блок КВПУ* (λ , μ)	2,571	3	2920	–	–	–
Синхронный компенсатор* ($\lambda_{СК}$, $\mu_{СК}$)	0,9465	10	876	–	–	–

Окончание табл. 3

Наименование оборудования (потоки отказов, восстановлений)	Частота отказов λ , год ⁻¹	Время восстановления		Частота плановых отключений λ_n , год ⁻¹	Среднее время обслуживания	
		T_B , ч	μ , год ⁻¹		T_n , ч	μ_n , год ⁻¹
Конденсаторные установки* ($\lambda_{БК}$, $\mu_{БК}$)	0,357	36	243,333	—	—	—
Автотрансформатор (АТ-3) ($\lambda_{АТ}$, $\mu_{АТ}$, $\lambda_{АТП}$, $\mu_{АТП}$)	0,041	74	118,4	1	30	292
<i>Эквивалентные блоки для участков ВЛ</i>						
ПС «Восточная» – ПС «Выборгская» (148 км) двух- цепная ($\lambda_{В1}$, $\mu_{В1}$, $\lambda_{ВП1}$, $\mu_{ВП1}$)**	0,869	25,214	347,427	11,37	20,677	423,669
ПС «Выборгская» – ПС «Юлликкяля» (70 км) двухцепная ($\lambda_{В2}$, $\mu_{В2}$, $\lambda_{ВП2}$, $\mu_{ВП2}$)	0,48	24,461	358,128	5,92	15,619	560,846
Северо-Западная ТЭЦ – ПС «Выборгская» (129,5 км) ($\lambda_{В3}$, $\mu_{В3}$, $\lambda_{ВП3}$, $\mu_{ВП3}$)	0,777	24,261	361,069	10,085	19,056	459,707
Северо-Западная ТЭЦ – ПС «Каменногорская» – ПС «Выборгская» (154,3 + 53,8 км) ($\lambda_{В4}$, $\mu_{В4}$, $\lambda_{ВП4}$, $\mu_{ВП4}$)	1,301	25,854	338,824	16,606	19,688	444,937
ПС «Выборгская – ПС «Кюми» (132 км) ($\lambda_{В5}$, $\mu_{В5}$, $\lambda_{ВП5}$, $\mu_{ВП5}$)	0,79	24,374	359,4	10,26	19,266	454,69

* – для СК и БК, а также для элементов блока КВПУ плановые ремонты не учитывались по причине малого количества статистических данных.

** – λ_B ($\lambda_{ВП}$) – интенсивность аварийных (плановых) отключений для ВЛ;
 μ_B ($\mu_{ВП}$) – интенсивность аварийных (плановых) восстановлений для ВЛ.

Для электропередачи Россия–Финляндия разработана математическая модель, представляющая собой граф переходов и состояний, который учитывает особенности функционирования различных элементов. Представленная на рис. 3 математическая модель реализована в программном комплексе «DoRI_CL» и включает в себя следующие состояния:

- 0 – все блоки КВПУ и автотрансформатор АТ-3 в работоспособном состоянии;
- 1 – отказ любого блока КВПУ, АТ-3 в работоспособном состоянии;
- 2 – одновременный отказ двух блоков КВПУ, АТ-3 в работоспособном состоянии;
- 3 – одновременный отказ трех блоков КВПУ, АТ-3 в работоспособном состоянии;
- 4 – одновременный отказ четырех блоков КВПУ, АТ-3 в работоспособном состоянии;
- 5 – наложение отказа блока КВПУ на плановый ремонт АТ-3;

- 6 – одновременный отказ блока КВПУ и АТ-3;
- 7 – отказ одной цепи ВЛ ПС «Восточная» – ПС «Выборгская»;
- 8 – плановый ремонт одной цепи ВЛ ПС «Восточная» – ПС «Выборгская»;
- 9 – отказ второй цепи ВЛ ПС «Восточная» – ПС «Выборгская» во время планового ремонта первой;
- 10 – полный отказ ВЛ ПС «Восточная» – ПС «Выборгская»;
- 11 – отказ одной цепи ВЛ ПС «Выборгская» – ПС «Юлликкяля»;
- 12 – плановый ремонт одной цепи ВЛ ПС «Выборгская» – ПС «Юлликкяля»;
- 13 – отказ второй цепи ВЛ ПС «Выборгская» – ПС «Юлликкяля» во время планового ремонта первой;
- 14 – полный отказ ВЛ ПС «Выборгская» – ПС «Юлликкяля»;
- 15 – отказ ВЛ Северо-Западная ТЭЦ – ПС «Выборгская»;
- 16 – плановый ремонт ВЛ Северо-Западная ТЭЦ – ПС «Выборгская»;
- 17 – отказ ВЛ Северо-Западная ТЭЦ – ПС «Каменногорская – ПС «Выборгская»»;
- 18 – плановый ремонт ВЛ Северо-Западная ТЭЦ – ПС «Каменногорская» – ПС «Выборгская»»;
- 19 – отказ ВЛ ПС «Выборгская» – ПС «Кюми»;
- 20 – плановый ремонт ВЛ ПС «Выборгская» – ПС «Кюми»;
- 21 – отказ одного СК на шинах 400 кВ;
- 22 – отказ двух СК на шинах 400 кВ;
- 23 – отказ одного СК на шинах 330 кВ;
- 24 – отказ двух СК на шинах 330 кВ;
- 25 – отказы высоковольтных БК.

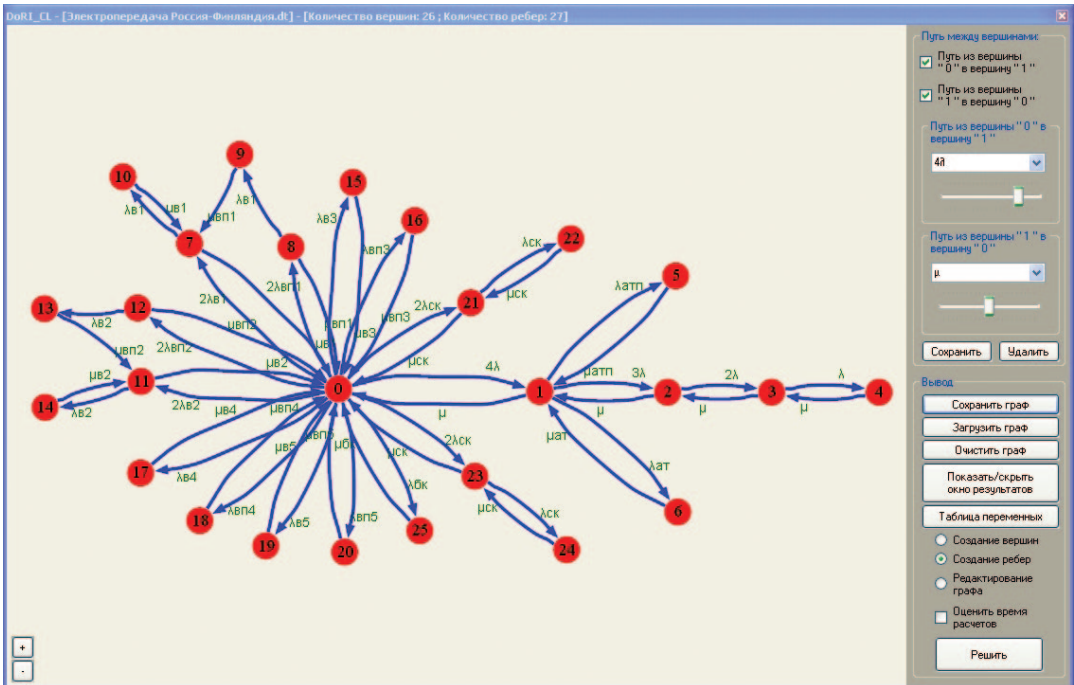


Рис. 3. Математическая модель для оценки надежности электропередачи Россия—Финляндия, реализованная в программном комплексе «DoRI_CL»

В математической модели, учитывающей особенности функционирования электропередачи Россия–Финляндия, рабочими являются:

- состояние, в котором все оборудование исправно (0);
- состояния, в которых происходит отказ «дублирующего» оборудования, в частности одного блока КВПУ (1), одного СК на шинах 330 (400) кВ (21, 23) и одной из цепей двухцепных ВЛ (7, 11);
- состояния, в которых происходит плановый ремонт одной из цепей двухцепных ВЛ (8, 12), поскольку данные мероприятия планируются заранее и согласуются с энергосистемой;
- состояния, в которых происходит плановый ремонт одноцепных ВЛ (16, 18, 20) по той же причине.

Остальные состояния наступают внезапно, при этом в большей или меньшей степени ограничивают пропускную способность электропередачи [1]. Это отказы одноцепных ВЛ (15, 17, 19), наложение отказа одной цепи на плановый ремонт другой для двухцепных ВЛ (9, 13), отказ двух цепей для двухцепных ВЛ (10, 14), одновременный отказ более чем одного из блоков КВПУ (2, 3, 4), наложение отказа блока КВПУ на плановый ремонт АТ-3 (5), одновременный отказ блока КВПУ и АТ-3 (6), а также отказы двух СК на шинах 330 (400) кВ (22, 24) и высоковольтных БК (25). Данные состояния считаются «аварийными».

2. Использование модифицированного топологического метода в рамках программного комплекса «DoRI_CL»

Топологический метод [5] очень удобен для определения показателей надежности технических систем, описанных графами типа «дерево», так как не требуется составлять и решать сложные системы уравнений, а все показатели надежности можно определить непосредственно из самого графа.

Финальная вероятность для i -го состояния определяется так [5]:

$$P^{(i)} = \frac{B_{mi}}{\sum_{i=1}^n B_{mi}}, \quad (4)$$

где n – число узлов графа; B_{mi} – произведение интенсивностей переходов из всех крайних свободных узлов в узел, соответствующий i -му состоянию системы при перемещении в направлении стрелок.

Однако большинство восстанавливаемых технических систем с неравнонадежными элементами, избыточные системы и системы с приоритетным обслуживанием описываются многосвязными графами. В этих случаях в графе может быть несколько путей в i -е состояние из начального и конечных отказных состояний.

Существующий алгоритм определения показателей надежности технических систем, описанных такими графами, с использованием топологического метода подразумевает преобразование сложного многосвязного графа в совокупность простых графов типа «дерево» [5], что весьма трудоемко даже для графов малой размерности. Для графов относительно большой размерности (десятки состояний) этот подход использовать не целесообразно, поэтому было проведено развитие топологического метода. Модифицированный топологический метод, дополненный алгоритмом выбора пути, при наличии нескольких альтернатив представлен в [8]. Данный

алгоритм предлагает при наличии альтернативы выбирать путь, имеющий больший удельный вес для формирования расчетных выражений, что особенно эффективно в его программной реализации.

Для удобства и автоматизации оценки надежности был создан программный комплекс «DoRI_CL», который представляет собой авторский [6, 7], проблемно ориентированный инструментарий для расчета показателей надежности любых технических систем, функционирование которых может быть описано с помощью графа переходов и состояний. В его основе лежит программная реализация двух численных методов: марковского моделирования [5] и модифицированного топологического метода [8]. В ходе расчетов присутствует возможность соотнести результаты, полученные путем реализации двух различных методов, которые используют в качестве расчетной математической модели один и тот же граф переходов и состояний. Математическая модель (граф) создается по средствам графического интерфейса программного комплекса, в котором также присутствует широкий набор инструментов для редактирования уже существующих моделей.

Общий интерфейс программного комплекса, а также созданная на его базе математическая модель для оценки надежности электропередачи Россия–Финляндия представлены на рис. 3.

Кроме непосредственно расчетного модуля [6] программный комплекс включает в себя интерактивную справочную систему [7], которая позволяет быстрее освоить и без того интуитивно понятный интерфейс. Общий вид справочной системы представлен на рис. 4.

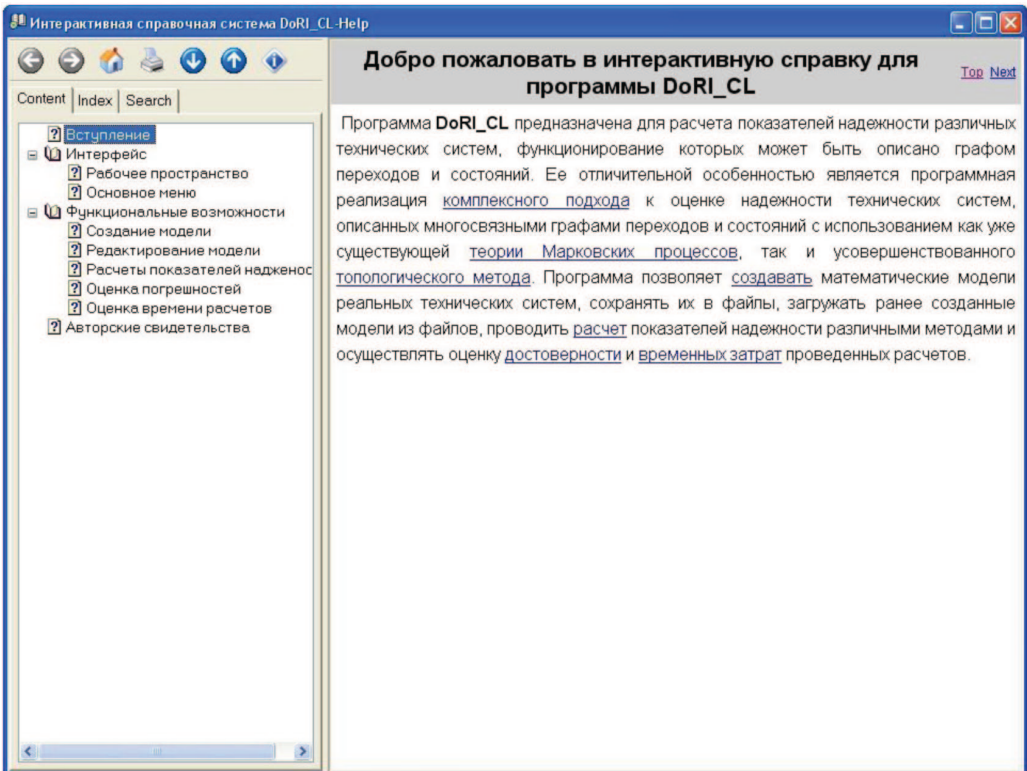


Рис. 4. Интерактивная справка «DoRI_CL-Help»

3. Оценка уровня надежности электропередачи Россия – Финляндия с использованием программного комплекса «DoRI_CL»

В разделе 1 настоящей статьи была представлена разработанная и реализованная в программном комплексе «DoRI_CL» математическая модель для оценки надежности электропередачи Россия–Финляндия.

Метод, использующий марковское моделирование, подразумевает составление системы уравнений, для программной реализации решения которой был использован метод Гаусса. Исходная система уравнений получена с помощью программного комплекса:

$$\left. \begin{aligned}
 \frac{dP^{(0)}(t)}{dt} &= \mu P^{(1)}(t) + \mu_{B1} P^{(7)}(t) + \mu_{B\Pi1} P^{(8)}(t) + \mu_{B2} P^{(11)}(t) + \mu_{B\Pi2} P^{(12)}(t) + \\
 &+ \mu_{B3} P^{(15)}(t) + \mu_{B\Pi3} P^{(16)}(t) + \mu_{B4} P^{(17)}(t) + \mu_{B\Pi4} P^{(18)}(t) + \mu_{B5} P^{(19)}(t) + \\
 &+ \mu_{B\Pi5} P^{(20)}(t) + \mu_{CK} P^{(21)}(t) + \mu_{BK} P^{(22)}(t) - (\mu + 2\lambda_{B1} + 2\lambda_{B\Pi1} + 2\lambda_{B2} + \\
 &+ 2\lambda_{B\Pi2} + \lambda_{B3} + \lambda_{B\Pi3} + \lambda_{B4} + \lambda_{B\Pi4} + \lambda_{B5} + \lambda_{B\Pi5} + \lambda_{CK} + \lambda_{BK}) P^{(0)}(t); \\
 \frac{dP^{(1)}(t)}{dt} &= 4\lambda P^{(0)}(t) + \mu P^{(2)}(t) + \mu_{AT\Pi} P^{(5)}(t) + \mu_{AT} P^{(6)}(t) - \\
 &-(\mu + 3\lambda + \lambda_{AT\Pi} + \lambda_{AT}) P^{(1)}(t); \\
 \frac{dP^{(2)}(t)}{dt} &= 3\lambda P^{(1)}(t) + \mu P^{(3)}(t) - (\mu + 2\lambda) P^{(2)}(t); \\
 \frac{dP^{(3)}(t)}{dt} &= 2\lambda P^{(2)}(t) + \mu P^{(4)}(t) - (\mu + \lambda) P^{(3)}(t); \\
 \frac{dP^{(4)}(t)}{dt} &= \lambda P^{(3)}(t) - \mu P^{(4)}(t); \\
 \frac{dP^{(5)}(t)}{dt} &= \lambda_{AT\Pi} P^{(1)}(t) - \mu_{AT\Pi} P^{(5)}(t); \\
 \frac{dP^{(6)}(t)}{dt} &= \lambda_{AT} P^{(1)}(t) - \mu_{AT} P^{(6)}(t); \\
 \frac{dP^{(7)}(t)}{dt} &= 2\lambda_{B1} P^{(0)}(t) + \mu_{B\Pi1} P^{(9)}(t) + \mu_{B1} P^{(10)}(t) - (\mu_{B1} + \lambda_{B1}) P^{(7)}(t); \\
 \frac{dP^{(8)}(t)}{dt} &= 2\lambda_{B\Pi1} P^{(0)}(t) - (\mu_{B1} + \lambda_{B1}) P^{(8)}(t); \\
 \frac{dP^{(9)}(t)}{dt} &= \lambda_{B1} P^{(8)}(t) - \mu_{B\Pi1} P^{(9)}(t); \\
 \frac{dP^{(10)}(t)}{dt} &= \lambda_{B1} P^{(7)}(t) - \mu_{B1} P^{(10)}(t); \\
 \frac{dP^{(11)}(t)}{dt} &= 2\lambda_{B2} P^{(0)}(t) + \mu_{B\Pi2} P^{(13)}(t) + \mu_{B2} P^{(14)}(t) - (\mu_{B2} + \lambda_{B2}) P^{(11)}(t);
 \end{aligned} \right\} (5)$$

$$\left. \begin{aligned}
 \frac{dP^{(12)}(t)}{dt} &= 2\lambda_{\text{ВП}2}P^{(0)}(t) - (\mu_{\text{ВП}2} + \lambda_{\text{B}2})P^{(12)}(t); \\
 \frac{dP^{(13)}(t)}{dt} &= \lambda_{\text{B}2}P^{(12)}(t) - \mu_{\text{ВП}2}P^{(13)}(t); \\
 \frac{dP^{(14)}(t)}{dt} &= \lambda_{\text{B}2}P^{(11)}(t) - \mu_{\text{B}2}P^{(14)}(t); \\
 \frac{dP^{(15)}(t)}{dt} &= \lambda_{\text{B}3}P^{(0)}(t) - \mu_{\text{B}3}P^{(15)}(t); \\
 \frac{dP^{(16)}(t)}{dt} &= \lambda_{\text{ВП}3}P^{(0)}(t) - \mu_{\text{ВП}3}P^{(16)}(t); \\
 \frac{dP^{(17)}(t)}{dt} &= \lambda_{\text{B}4}P^{(0)}(t) - \mu_{\text{B}4}P^{(17)}(t); \\
 \frac{dP^{(18)}(t)}{dt} &= \lambda_{\text{ВП}4}P^{(0)}(t) - \mu_{\text{ВП}4}P^{(18)}(t); \\
 \frac{dP^{(19)}(t)}{dt} &= \lambda_{\text{B}5}P^{(0)}(t) - \mu_{\text{B}5}P^{(19)}(t); \\
 \frac{dP^{(20)}(t)}{dt} &= \lambda_{\text{ВП}5}P^{(0)}(t) - \mu_{\text{ВП}5}P^{(20)}(t); \\
 \frac{dP^{(21)}(t)}{dt} &= 2\lambda_{\text{СК}}P^{(0)}(t) + \mu_{\text{СК}}P^{(22)}(t) - (\mu_{\text{СК}} + \lambda_{\text{СК}})P^{(21)}(t); \\
 \frac{dP^{(22)}(t)}{dt} &= \lambda_{\text{СК}}P^{(21)}(t) - \mu_{\text{СК}}P^{(22)}(t); \\
 \frac{dP^{(23)}(t)}{dt} &= 2\lambda_{\text{СК}}P^{(0)}(t) + \mu_{\text{СК}}P^{(24)}(t) - (\mu_{\text{СК}} + \lambda_{\text{СК}})P^{(23)}(t); \\
 \frac{dP^{(24)}(t)}{dt} &= \lambda_{\text{СК}}P^{(23)}(t) - \mu_{\text{СК}}P^{(24)}(t); \\
 \frac{dP^{(25)}(t)}{dt} &= \lambda_{\text{БК}}P^{(0)}(t) - \mu_{\text{БК}}P^{(25)}(t),
 \end{aligned} \right\} (5)$$

где λ_i, μ_i – эквивалентные интенсивности потоков отказов и восстановлений для различных компонентов электропередачи (см. табл. 3).

В ходе решения системы уравнений (5) для стационарного режима при использовании условия полноты состояний системы $\sum_{i=1}^{25} P^{(i)} = 1$ в программном комплексе

«DoRI_CL» получено следующее значение для коэффициента готовности K_{Γ} :

$$K_{\Gamma, \text{марк}} = P^{(0)} + P^{(1)} + P^{(7)} + P^{(8)} + P^{(11)} + P^{(12)} + P^{(16)} + P^{(18)} + P^{(20)} + P^{(21)} + P^{(23)} = 0,991685,$$

где $K_{\Gamma, \text{марк}}$ – коэффициент готовности, рассчитанный с использованием марковского метода моделирования.

Решение задачи с использованием модифицированного топологического метода подразумевает составление выражений для определения финальных вероятностей каждого состояния. Соответственно финальная вероятность для i -го состояния определяется по (4), а результаты расчета представлены на рис. 5.

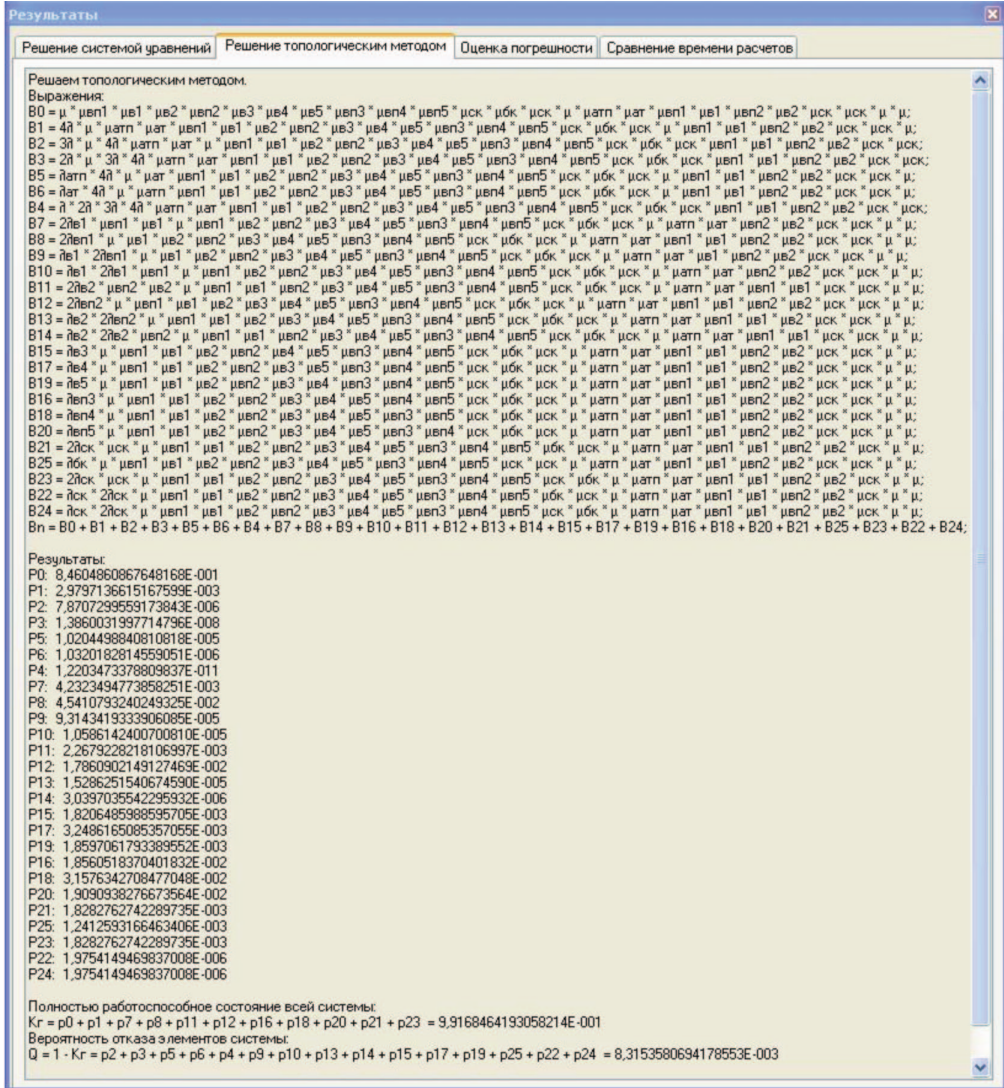


Рис. 5. Результаты расчета показателей надежности модифицированным топологическим методом

Погрешность при расчетах коэффициента готовности составила:

$$\Delta K_{г} = \frac{K_{г. \text{ марк}} - K_{г. \text{ топол}}}{K_{г. \text{ марк}}} 100 \% = \frac{0,991685 - 0,991685}{0,991685} 100 \% \approx 0 \%, \quad (6)$$

где $K_{г. \text{ топол}}$ — коэффициент готовности, рассчитанный по модифицированному топологическому методу.

Как можно заметить, результаты расчетов с использованием различных методов полностью совпадают до шестой значащей цифры после запятой, а итоговая погрешность стремится к нулю. Это подтверждает достоверность как разработанных алгоритмов, так и результатов расчета.

Несмотря на то что коэффициент готовности является комплексным показателем надежности, рекомендованным для объектов электроэнергетики [9], его использование ограничивается наглядностью восприятия результатов. Поэтому в дополнение к нему было рассчитано время наработки оборудования электропередачи Россия–Финляндия до первого отказа (T_o).

Этот показатель надежности является информативным и наглядным для более широкого круга специалистов и может быть рассчитан с использованием коэффициента готовности, полученного ранее, по следующей формуле [5]:

$$T_o = \frac{K_r}{1 - K_r} \cdot T_b, \quad (7)$$

где T_b – среднее время восстановления компонентов электропередачи Россия – Финляндия, которое было рассчитано по (3) и составило 17,026 часа.

Время наработки до первого отказа было рассчитано по (7) с использованием известного коэффициента готовности:

$$T_o = \frac{0,991685}{1 - 0,991685} 17,026 = 2030,6 \text{ ч} = 84,6 \text{ дня.}$$

Эти результаты соответствуют 4,31 отказа в год.

Подводя промежуточный итог, можно сделать вывод о том, что электропередача Россия–Финляндия обладает достаточно высоким уровнем надежности, а ее время безотказной работы составляет почти три месяца. Этот результат подтверждается эксплуатационными сведениями (табл. 4), согласно которым в среднем происходило 5,533 нарушения функционирования электропередачи в год. Анализируя данные из табл. 4, можно сделать вывод о том, что начиная с 2012 г. уровень надежности электропередачи существенно повысился. Это объясняется значительным сокращением объема передаваемой электроэнергии, за счет чего незагруженное оборудование может быть использовано в качестве резервного.

Таблица 4

Количество нарушений функционирования передачи Россия–Финляндия (сброс мощности)

Год	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Количество	8	7	12	12	3	5	4	6	13	4	3	2	0	4	0

Выводы

В рамках данной публикации была рассмотрена электропередача Россия–Финляндия, которая включает в себя вставку постоянного тока (Выборгскую преобразовательную подстанцию). Для определения актуальных показателей надежности электрооборудования, входящего в состав электропередачи, был произведен анализ данных об аварийных отключениях электрооборудования за последние 15 лет. Для электропередачи разработана математическая модель, представляющая собой граф переходов и состояний, который учитывает особенности функционирования электроэнергетического оборудования в ее составе с позиции надежности.

На примере электропередачи Россия–Финляндия были проведены расчеты показателей надежности с использованием как существующего, так и разработанного алгоритмов, которые реализованы в специализированном программном комплексе «DoRI_CL». Расчеты показателей надежности, проведенные с использованием этих алгоритмов, подтвердили практически полное отсутствие погрешности, что свидетельствует о достоверности алгоритмов разработанного модифицированного топологического метода, реализованного в программном продукте. Анализируя время наработки до первого отказа, можно сделать вывод о достаточно высоком уровне надежности электропередачи Россия–Финляндия. Кроме того, полученные результаты подтверждаются эксплуатационной статистикой нарушения функционирования электропередачи.

Список литературы

1. Бальбердин Л. Л., Гусаковский К. Б., Змазнов Е. Ю., Лозинова Н. Г. Электропередача Россия – Финляндия с ВПТ – этап в развитии техники постоянного тока // Известия НИИ постоянного тока. № 64. 2010. С. 166–178.
2. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЭЭС России. Теоретические и практические основы. Т. 3 // под ред. А. Ф. Дьякова. – М.: НТФ Энергопрогресс, 2012. 367 с.
3. Информация о пропускной способности электропередачи Россия – Финляндия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.fingrid.fi/en/electricity-market/cross-border-transmission/Pages/russia-400-kv.aspx>.
4. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЭЭС России. Теоретические и практические основы. Т. 2 // под ред. А. Ф. Дьякова. – М.: НТФ Энергопрогресс, 2012. 668 с.
5. Половко А. М., Гуров С. В. Основы теории надежности. 2-е изд., перераб. и доп. – СПб.: БХВ-Петербург, 2006. 704 с.
6. Чекан Г. В., Лобанов М. А. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ: «Расчет показателей надежности технических систем» (DoRI_CL) № 2015611559. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 30 января 2015 г.
7. Чекан Г. В., Лобанов М. А. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ: «Интерактивная справочная система для программы расчета показателей надежности технических систем» (DoRI_CL – Help) № 2015613942. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 31 марта 2015 г.

8. *Чекан Г. В.* Развитие топологического метода для комплексного подхода к определению показателей надежности технических систем // Вестник ИГЭУ / Ивановский государственный энергетический университет. – Иваново. 2014. Вып. 5. С. 51–57.
9. *Дьяков А. Ф., Молодюк В. В.* Проблемы и пути повышения надежности ЕЭС России // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 62. Проблемы надежности существующих и перспективных систем энергетики и методы их решения / отв. ред. В. А. Савельев. – Иваново: ИГЭУ, 2012. С. 3–11.

Сулова Ольга Владимировна, канд. техн. наук, доцент, ведущий научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: suslova@ntcees.ru

Чекан Георгий Васильевич, старший преподаватель кафедры «Теоретические основы электротехники и электротехнологии» Ивановского государственного энергетического университета имени В. И. Ленина (ИГЭУ).

E-mail: w-308@yandex.ru