

<b>Содержание</b>	
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ... 12	
1.1. Постановка задачи идентификации .....	12
1.2. Погрешности исходных данных ЛЭП и трансформаторов .....	17
1.3. Краткий обзор существующих методов параметрической идентификации элементов ЭЭС.....	19
1.4. Особенности использования фазных координат .....	22
1.5. Информационное обеспечение задач идентификации.....	25
Выводы .....	27
2. АЛГОРИТМЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПО ИЗМЕРЕНИЯМ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ.....	29
2.1. Моделирование решетчатой схемой.....	29
2.2. Идентификация параметров трехпроводной воздушной линии .....	30
2.2.1. Алгоритм 1 идентификации с корректировкой длины линии .....	31
2.2.2. Алгоритм 2 идентификации с определением корректирующего множителя для напряжений конца линии .....	36
2.2.3. Алгоритм 3 идентификации параметров трехпроводной линии с расчетом сопротивлений .....	41
2.3. Идентификация параметров двухцепной воздушной линии.....	45
2.3.1. Алгоритм 1 идентификации с корректировкой длины линии .....	45
2.3.2. Алгоритм 2 идентификации с определением корректирующего множителя для напряжений конца линии .....	49
2.3.3. Алгоритм 3 идентификации параметров с расчетом сопротивлений.....	54
2.3.4. Примеры идентификации параметров двухцепных линий.....	58
2.4. Идентификация параметров многофазных линий.....	64
2.4.1. Особенности многофазных электрических цепей .....	64
2.4.2. Трансформаторные преобразователи трехфазной системы в многофазную .....	66
2.4.3. Идентификация четырехфазных линий электропередачи .....	68
2.4.4. Идентификация шестифазных линий электропередачи.....	76
2.5. Идентификация трехфазных трансформаторов.....	80
2.5.1. Исходная информация для идентификации .....	80
2.5.2. Двухобмоточный трехстержневой трансформатор со схемой соединения обмоток $Y/Y$ .....	82
2.5.3. Двухобмоточный трехстержневой трансформатор $Y/\Delta$ -11 с изолированной нейтралью первичной обмотки.....	91
2.5.4. Трехобмоточный трехстержневой трансформатор $Y_0/\Delta_0/\Delta$ .....	100
2.6. Алгоритмы идентификации однофазного тягового трансформатора системы 2×25 кВ .....	110
2.6.1. Исходные данные для идентификации .....	110
2.6.2. Идентификация трансформатора без третьей обмотки.....	111
2.6.3. Идентификация трехобмоточного трансформатора.....	115
Выводы .....	124
3. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ТЯГОВЫХ СЕТЕЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА И СМЕЖНЫХ ЛЭП ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННОЙ ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ .....	125

3.1. Вводные соображения.....	125
3.2. Тяговая сеть однопутного участка системы 25 кВ.....	127
3.3. Тяговая сеть двухпутного участка системы 25 кВ.....	128
3.4. Тяговая сеть двухпутного участка системы 25 кВ со смежной трехфазной ЛЭП.....	133
3.5. Тяговая сеть однопутного участка системы 2×25 кВ.....	146
3.6. Тяговая сеть двухпутного участка системы 25 кВ со смежной линией ДПР.....	157
Выводы .....	160
<b>4. ПОГРЕШНОСТИ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ЛИНИЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ .....</b>	<b>162</b>
4.1. Влияние погрешностей измерения режимных параметров на точность идентификации элементов ЭЭС.....	162
4.2. Погрешности идентификации параметров трехпроводной воздушной линии.....	165
4.3. Погрешности идентификации параметров двухцепной воздушной линии....	171
4.4. Погрешности идентификации параметров двухобмоточного трехстержневого трансформатора $Y_0/Y_0$ .....	174
4.5. Погрешности идентификации параметров двухобмоточного трехстержневого трансформатора $Y/\Delta$ .....	184
4.6. Погрешности идентификации параметров двухобмоточного трехстержневого трансформатора $Y_0/\Delta_0/\Delta$ .....	186
4.7. Погрешности идентификации параметров и режима однофазного двухобмоточного трансформатора .....	193
4.7.1. Анализ влияния погрешностей режимных параметров на точность идентификации параметров двухобмоточного трансформатора .....	193
4.7.2. Погрешности расчета режима по идентифицированной модели двухобмоточного трансформатора.....	207
4.8. Погрешности восстановления режима по идентифицированной модели однофазного трехобмоточного трансформатора.....	211
Выводы .....	213
Заключение .....	216
Библиографический список.....	218

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

PMU – Phasor Measurement Technology

WAMS – Wide Area Measurement Systems

ДПР – система «два провода – рельс»

КЗ – короткое замыкание

КП – контактная подвеска, контактный провод

КС – контактная сеть

ЛЭП – линия электропередачи

МПЗ – межподстанционная зона

ПБВ – переключатель трансформатора без возбуждения

ПК – программный комплекс

РПН – регулятор трансформатора под напряжением

РСЗ – решетчатые схемы замещения

СВЭ – система внешнего электроснабжения

СТЭ – система тягового электроснабжения

ТП – тяговая подстанция

ТС – тяговая сеть

УУР – уравнения установившегося режима

ЭДС – электродвижущая сила

ЭПС – электроподвижной состав

ЭЭС – электроэнергетическая система

## ВВЕДЕНИЕ

Точность моделирования режимов электроэнергетических систем определяется адекватностью используемых математических моделей и погрешностями исходных данных, массив которых включает две группы параметров: структурные и режимные. В первую группу входят параметры высоковольтных линий электропередачи, трансформаторов, а также регулирующих и компенсирующих устройств. К режимным параметрам относятся активные и реактивные мощности генераторов и нагрузок. В современных ЭЭС компоненты режимной группы определяются на основании телеизмерений с использованием методов оценивания состояния [4]. Структурные параметры определяются из аналитических выражений, представленных, например, в работе [1]. При этом могут возникнуть значительные погрешности, о чем свидетельствует табл. В.1, заимствованная из работы [50] и представляющая возможные погрешности определения параметров линий электропередачи.

Таблица В.1

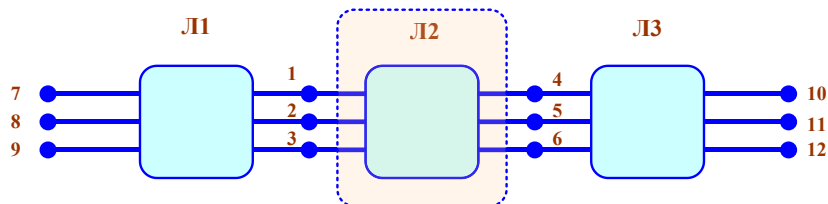
Погрешности определения параметров ЛЭП

№	Параметр	Причины возникновения погрешностей	Погрешность, %
1	Продольное активное сопротивление $R$	Неучет поверхностного эффекта. Неучет влияния погодных условий: температуры воздуха, ветра, наличия и интенсивности осадков	-20 ... +16 %
2	Продольное реактивное сопротивление $X$	Неточности задания среднегеометрического расстояния между проводами и эквивалентного радиуса провода. Многократно заземленные тросы и параллельные цепи	-10 ... + 8 %
3	Поперечная емкостная проводимость $B$	Неучет изменения стрелы провеса и радиуса провода, наличия заземленного троса и параллельных цепей, неточное задание проводимости грунта	+25 ... 30 %
4	Поперечная активная проводимость $G$	Конструктивные, режимные и метеорологические условия	150 ... 200 %

В работе [2] указано, что одним из основных источников погрешностей для продольных сопротивлений ЛЭП может быть неточность задания длины линии.

Высокая точность параметров элементов ЭЭС требуется в целом ряде задач электроэнергетики, к которым прежде всего относится определение потерь мощности и энергии в электрических сетях. В нормативных документах указывается, что значение потерь, выраженное в процентах, должно округляться таким образом, чтобы число содержало не более одного знака после запятой. Например, если относительная величина потерь составляет 8,5 %, то для гарантированной точности первой значащей цифры погрешность определения передаваемой мощности не должна превышать  $0,1/8,5 \cdot 100 \% = 1,2 \%$ . Вследствие погрешностей, указанных в табл. В.1, фактическая точность определения потерь мощности может быть значительно ниже требуемой.

В качестве иллюстрации влияния погрешностей задания параметров на потери активной мощности проведены расчеты для магистральной ЛЭП, схема которой показана на рис. В.1, где пунктирной рамкой выделена линия, параметры которой рассчитываются.



**Рис. В.1. Схема линии для анализа влияния длины ЛЭП на погрешности**

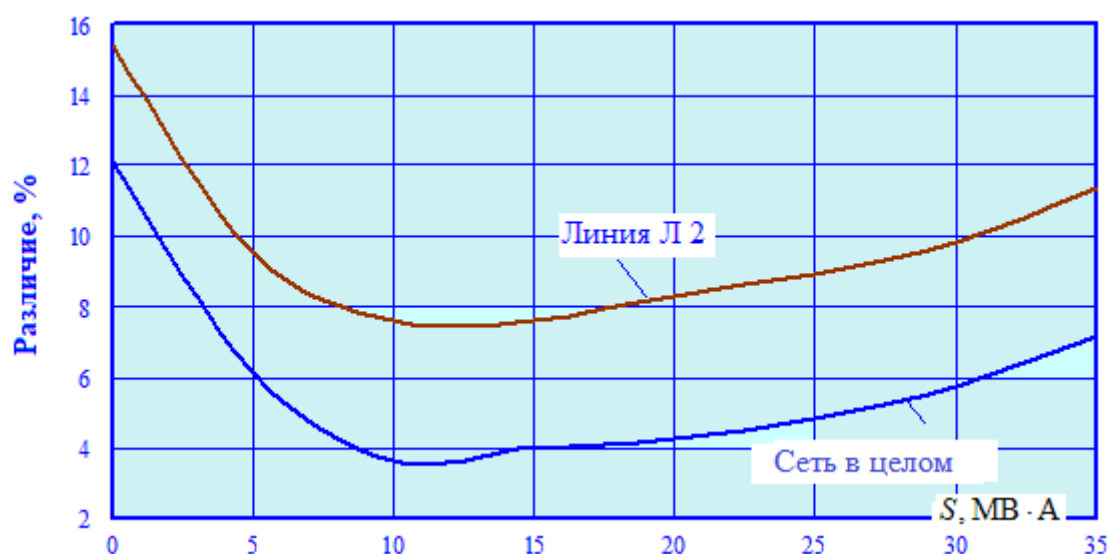
Схема включает три нетранспонированных участка ЛЭП с длинами 50 км (Л1 и Л3) и 100 км (Л2), выполненные проводом АС-240. Расчеты режимов проведены ПК Fazonord [41] для двух значений длины линии Л2: 100 и 108 км. Моделирование проведено при различных нагрузках на правом по рис. В.1 конце ЛЭП и  $\cos\varphi = 0,9$ . Узлы 7, 8, 9 объявлены балансирующими с напряжениями прямой последовательности 67 кВ.

Результаты расчетов представлены в табл. В.2 и на рис. В.2. Анализ полученных результатов показывает, что при увеличении длины линии всего на 8 % расчетные потери возрастают в диапазоне от 7,6% до 15,4% в зависимости от нагрузки.

Таблица В.2

## Потери активной мощности в ЛЭП (кВт) в зависимости от мощности нагрузки

S, МВ·А	Потери, кВт				Различие, %	
	Л2, длина 100 км	Сеть в целом	Л2, длина 108 км	Сеть в целом	Л2	Сеть в целом
0	13	33	15	37	15,4	12,1
5	21	49	23	52	9,5	6,1
10	79	165	85	171	7,6	3,6
15	197	398	212	414	7,6	4,0
20	384	772	416	805	8,3	4,3
25	660	1321	719	1385	8,9	4,8
30	1068	2133	1173	2255	9,8	5,7
35	1641	3274	1827	3509	11,3	7,2

Рис. В.2. Зависимость различий потерь мощности линии Л2 и схемы в целом от мощности нагрузки при  $\cos\varphi = 0,9$ 

Уточнение параметров и получение адекватной реальным условиям математической модели элемента ЭЭС может быть выполнено методами параметрической идентификации [1, 7, 22, 23, 28, 29, 30, 32, 35...37, 43...45, 47...50, 52...62]. Теория идентификации достаточно хорошо разработана, однако предлагаемые в ней методы в основном касаются динамических систем управления и мало применимы для решения задач идентификации элементов ЭЭС. В электроэнергетике предложены конкретные методы идентификации элементов ЭЭС, основанные на однолинейных схемах замещения [48, 50]. Такой подход не может использоваться для

расчета режимов при наличии продольной и поперечной несимметрий, которые особенно проявляются в ЭЭС, питающих электротяговые нагрузки.

В настоящей работе рассматриваются методы параметрической идентификации элементов электроэнергетических систем по измерениям комплексов напряжений и токов, основанные на фазных координатах [8...20, 25...27, 51, 64...66] и применимые для описания несимметричных режимов. В связи с использованием в качестве основы для идентификации решетчатых схем замещения ЛЭП, электротяговых сетей и трансформаторов массива данных по напряжениям и токам оказывается недостаточно, что приводит к необходимости задания части параметров элемента по его каталожным или паспортным данным. Этот фактор и сложность получения обобщенного алгоритма идентификации для большой группы элементов потребовали отдельного подхода для разных элементов, из которых в монографии рассмотрены следующие:

- трехпроводные линии электропередачи;
- двухцепные шестипроводные ЛЭП;
- четырефазные и шестифазные ЛЭП;
- двухобмоточные и трехобмоточные трехфазные трансформаторы со схемами соединений обмоток  $Y/Y$ ,  $Y/\Delta$ ,  $Y/\Delta/\Delta$ ;
- однофазные двух- и трехобмоточные силовые трансформаторы, а также автотрансформаторы системы тягового электроснабжения  $2 \times 25$  кВ;
- тяговые сети 25 кВ однопутного, двухпутного, двухпутного со смежной трехпроводной ЛЭП или линией ДПР.

Технологии дистанционного контроля напряжений и токов позволяют получать синхронизированные значения напряжений и токов в узлах сети с погрешностью 0,5S или даже 0,2S. На основе таких измерений возможно восстановление параметров с некоторыми погрешностями. В связи с этим возникают взаимосвязанные задачи, актуальные для параметрической идентификации:

- определение зависимостей погрешностей идентификации паспортных параметров элементов от неточности измерения параметров режима;
- оценки погрешностей определения режима ЭЭС по идентифицированным параметрам элементов;
- выявление наиболее значимых для идентификации погрешностей исходной информации и выбор оптимального режима идентифицируемого элемента для их минимизации.

Идентифицируемые параметры могут использоваться как для оценки состояния элемента, так и для расчетов режимов.

В **первой главе** работы описаны общие аспекты идентификации параметров основных элементов ЭЭС: линий электропередачи и силовых трансформаторов. Приведены результаты анализа, показавшие наличие существенных отличий параметров элементов ЭЭС от данных, приведенных в справочниках.

Во **второй главе** представлены разработанные авторами алгоритмы параметрической идентификации ЛЭП и трансформаторов, отличительной особенностью которых является использование фазных координат и моделей, реализованных полносвязными решетчатыми схемами замещения из RLC-элементов.

**Третья глава** посвящена результатам исследования по идентификации параметров тяговых сетей электрифицированных железных дорог переменного тока 25 и 2×25 кВ. Компьютерным моделированием показана применимость разработанных методов для решения ряда практических задач.

В **четвертой главе** анализируются погрешности получения параметров элементов электрических сетей, возникающие за счет возможных погрешностей измерений токов и напряжений, используемых в качестве исходных данных для идентификации. Кроме того, представлена информа-



ция по погрешностям восстановления режима электрической сети при использовании идентифицированных параметров элементов.

**В заключении** сформулированы основные результаты проведенных исследований.

# 1. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

## 1.1. Постановка задачи идентификации

Электроэнергетическая система представляет собой совокупность сложных устройств, предназначенных для выработки, передачи, распределения и потребления электроэнергии. Используя кортежное определение [6], для ЭЭС можно записать

$$\Sigma: \{\{\mathbf{EL}\}, \{\mathbf{s}\}, F\}, \quad (1.1)$$

где  $\Sigma$  – ЭЭС;  $\{\mathbf{EL}\}$  – совокупность элементов ЭЭС: генераторов, линий электропередачи, трансформаторов, потребителей электроэнергии, устройств управления и т. д.;  $\{\mathbf{s}\}$  – совокупность связей между элементами, определяющая структуру ЭЭС;  $F$  – функция ЭЭС, определяемая основным эмерджентным свойством системы, не присущим отдельным элементам ЭЭС. Отдельные элементы ЭЭС, такие как ЛЭП и трансформаторы, можно также рассматривать как системы и использовать для их описания кортежное определение (1.1).

ЭЭС является сложной системой, состоящей из элементов разных типов и обладающей разнородными связями между ними:

$$\{\mathbf{EL}\} = \bigcup_{r=1}^R \{EL^r\}.$$

Функция  $F$  для ЭЭС определяется как централизованное электроснабжение потребителей. При этом для функции  $F$  справедливо соотношение [25]:

$$F = \bigcup_{k=1}^3 F^{(k)},$$

где под  $F^{(1)}$  понимается обеспечение потребителей электроэнергией с минимальными затратами на ее выработку, передачу и распределение; к  $F^{(2)}$  относится оптимальная надежность электроснабжения, а  $F^{(3)}$  – логическая переменная, определяющая принадлежность вектора показателей  $\mathbf{G}$ , ха-

рактически характеризующих качество ЭЭ, допустимой области, определяемой в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

Эффективное функционирование ЭЭС в современных условиях становится невозможным без применения компьютерных технологий, что требует, в свою очередь, разработки адекватных математических моделей как ЭЭС в целом, так и ее отдельных элементов. В соответствии с рекомендациями работы [6] для модели ЭЭС можно использовать следующее краткое определение:

$$\Sigma: \{y^+, y^-, A, t, x, S, V, \bar{V}\},$$

где  $y^+ \in Y^+$  – набор входных воздействий (входов), принадлежащих допустимой области  $Y^+$ ;  $y^- \in Y^-$  – набор выходных воздействий (выходов), принадлежащих той же области  $Y^-$ ;  $A$  – набор параметров ЭЭС, характеризующих свойства системы, не меняющиеся во времени и представляющей собой совокупность параметров отдельных элементов  $A = \bigcup_{j=1}^N A^{(j)}$ ;

$\frac{\partial A}{\partial t} = 0$ ;  $x \in X$  – набор переменных, характеризующих свойства ЭЭС, изменяющиеся во времени (вектор состояния ЭЭС);  $t$  – параметр (или параметры) процесса в системе, принадлежащий допустимой области  $T$ , на практике это обычно скалярный параметр – время;  $S$  – правило (функция, оператор), определяющая переменные  $x$  на основе параметров  $y^+, y^-, A, t$ , т.е.  $x = S(y^+, A, t)$ ; аналогично  $y^- = V(y^+, A, t, x)$ .

Выполнив подстановку, получим

$$y^- = V[y^+, A, t, x] = V[y^+, A, t, S(y^+, A, t)] = \bar{V}(y^+, A, t). \quad (1.2)$$

На основании соотношения (1.2) может быть сформулирован алгоритм формирования модели ЭЭС, включающий два этапа:

- определение конкретного вида операторов  $S, V, \bar{V}$ ;

•нахождение значений  $\mathbf{A} = \bigcup_{j=1}^N \mathbf{A}^{(j)}$ , обеспечивающих выполнение

условия

$$\rho[\mathbf{y}^-(t), \mathbf{y}_M^-(t)] \rightarrow \min, \quad (1.3)$$

где  $\mathbf{y}_M^-(t)$  – процесс на выходах системы, полученный на основе модели;  $\mathbf{y}^-(t)$  – реальный процесс в системе;  $\rho$  – некоторая норма, определенная в пространстве выходных параметров.

В соответствии с современной теорией управления [35] первый этап называется структурной идентификацией, а второй – параметрической. Задача структурной идентификации ЭЭС решается в двух классах моделей: динамических и статических. Динамические модели ЭЭС в общем случае реализуются в виде систем нелинейных дифференциальных уравнений вида

$$\frac{d\mathbf{x}}{dt} = \mathbf{w}(\mathbf{x}),$$

и используются для анализа переходных процессов в ЭЭС. Такие модели реализованы, например, в популярном в среде исследователей ЭЭС пакете SimPowerSystem программной системы Matlab.

Вторая группа моделей реализуется в форме уравнений установившегося режима, которые записываются в следующем виде:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}. \quad (1.4)$$

Задача параметрической идентификации в наиболее общем виде может быть сформулирована так: найти параметры  $\mathbf{A}$  элемента ЭЭС, обеспечивающие выполнения условия (1.3). При этом уравнения (1.4) преобразуются к следующему виду:

$$\varphi(\mathbf{x}^{(izm)}, \mathbf{A}^{(k)}) = \mathbf{0}, \quad (1.5)$$

где  $\mathbf{A}^{(k)}$  – искомые параметры модели элемента ЭЭС, подлежащего идентификации;  $\mathbf{x}^{(izm)}$  – параметры, полученные измерениями выходных пара-

метров  $\mathbf{y}^-$ , т.е.  $\mathbf{x}^{(izm)} = \mathbf{fv}(\mathbf{y}^-)$ .

На базе (1.5) может быть сформулировано условие параметрической идентифицируемости, состоящее в разрешимости этих уравнений.

Предполагая вначале, что соотношения (1.5) представимы в виде системы линейных уравнений, можно записать:

$$\mathbf{V}[\mathbf{x}^{(izm)}] \mathbf{A}^{(k)} = \mathbf{D}[\mathbf{x}^{(izm)}],$$

где  $\mathbf{V}[\mathbf{x}^{(izm)}]$  – матрица размерностью  $l \times l$ ;  $\mathbf{A}^{(k)}$  –  $l$ -мерный вектор искомых параметров;  $\mathbf{D}[\mathbf{x}^{(izm)}]$  –  $l$ -мерный вектор правых частей.

Из теоремы Кронекера – Капелли следует вывод о том, что для параметрической идентифицируемости необходимо и достаточно выполнение рангового условия

$$\text{rang} \{ \mathbf{V}[\mathbf{x}^{(izm)}] \} = \text{rang} \{ \mathbf{V}^*[\mathbf{x}^{(izm)}] \} = l,$$

где  $\text{rang} \{ \mathbf{V}[\mathbf{x}^{(izm)}] \}$  – ранг матрицы  $\mathbf{V}[\mathbf{x}^{(izm)}]$ ;  $\text{rang} \{ \mathbf{V}^*[\mathbf{x}^{(izm)}] \}$  – ранг расширенной матрицы  $\mathbf{V}^*[\mathbf{x}^{(izm)}]$ , полученной из  $\mathbf{V}[\mathbf{x}^{(izm)}]$  добавлением столбца  $\mathbf{D}[\mathbf{x}^{(izm)}]$ .

Для нелинейной системы (1.5) можно сформулировать необходимое условие параметрической идентифицируемости в виде следующего утверждения.

**Утверждение 1.** Для идентифицируемости параметров  $\mathbf{A}^{(k)}$  решением уравнений  $\boldsymbol{\varphi}[\mathbf{x}^{(izm)}, \mathbf{A}^{(k)}] = \mathbf{0}$  необходимо, чтобы в точке решения  $\mathbf{A}_p^{(k)}$  соблюдалось условие

$$\text{rang} \left[ \frac{\partial \boldsymbol{\varphi}}{\partial \mathbf{A}^{(k)}} (\mathbf{A}_p^{(k)}) \right] = \text{rang} \left[ \frac{\partial \boldsymbol{\varphi}^*}{\partial \mathbf{A}^{(k)}} (\mathbf{A}_p^{(k)}) \right] = l,$$

где  $\frac{\partial \boldsymbol{\varphi}}{\partial \mathbf{A}^{(k)}} (\mathbf{A}_p^{(k)})$  – матрица Якоби уравнений (1.6), вычисленная в точке решения;

$\frac{\partial \boldsymbol{\varphi}^*}{\partial \mathbf{A}^{(k)}} (\mathbf{A}_p^{(k)})$  – расширенная матрица, полученная из  $\frac{\partial \boldsymbol{\varphi}}{\partial \mathbf{A}^{(k)}} (\mathbf{A}_p^{(k)})$  до-

бавлением столбца  $\left\{ -\Phi[\mathbf{x}^{(izm)}, \mathbf{A}_p^{(k)}] \right\}$ .

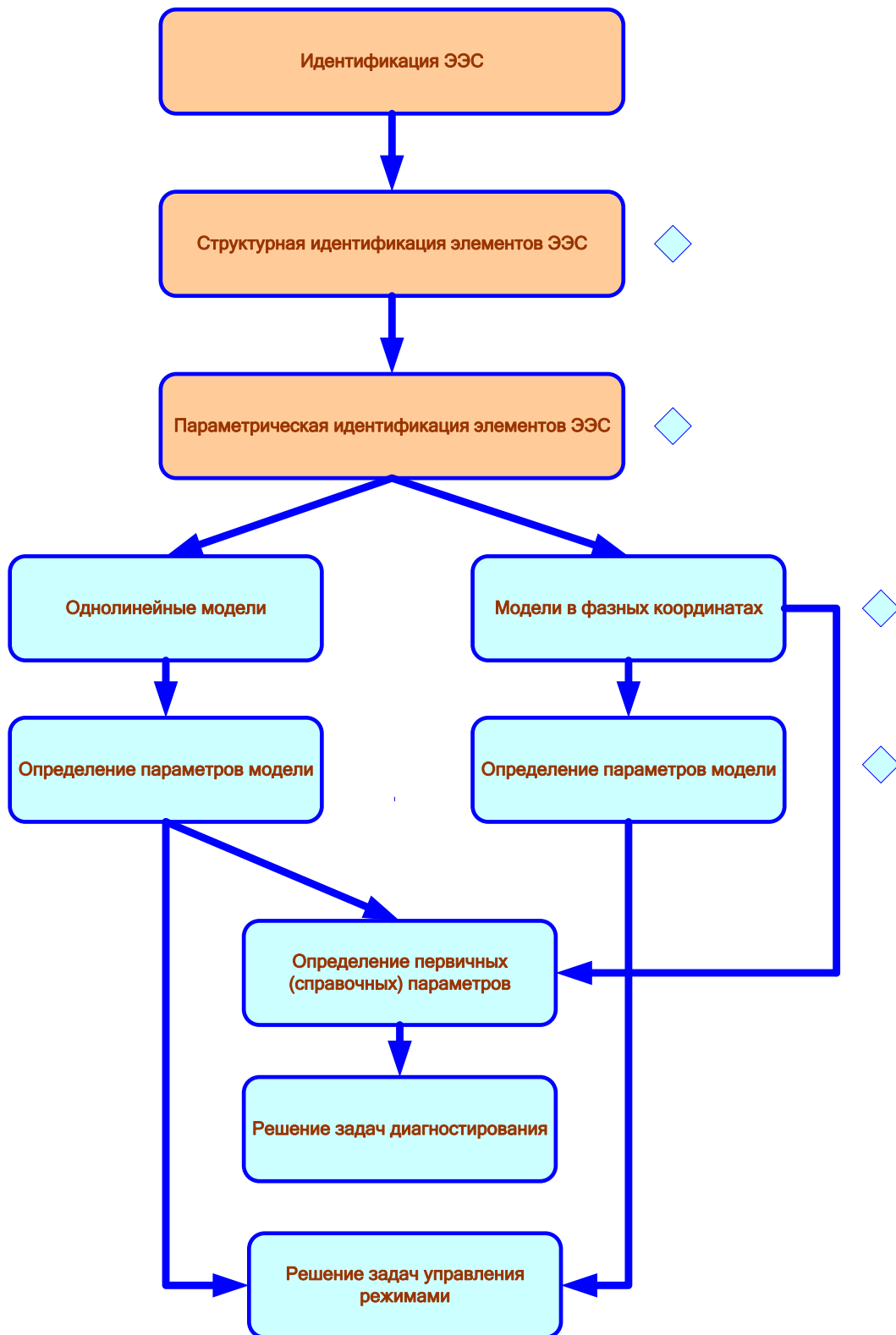


Рис. 1.1. Комплекс задач идентификации ЭЭС

Кроме определения параметров  $\mathbf{A}^{(k)}$  математической модели элемента ЭЭС на практике иногда ставится задача оценки исходных (паспортных) параметров  $\mathbf{Pr}^{(k)}$ , связанных с  $\mathbf{A}^{(k)}$  некоторой функциональной зависимо-

стью. Эта задача также относится к классу задач параметрической идентификации (рис. 1.1).

Указанная задача в рамках однолинейных моделей может быть решена последовательно с определением параметров  $\mathbf{A}^{(k)}$ , так как имеются простые функциональные зависимости  $\mathbf{Pr}^{(k)} = \Psi(\mathbf{A}^{(k)})$ . При использовании фазных координат такие зависимости достаточно сложны, и решение задач определения  $\mathbf{A}^{(k)}$  и  $\mathbf{Pr}^{(k)}$  должно осуществляться отдельно.

## 1.2. Погрешности исходных данных ЛЭП и трансформаторов

В практике расчетов режимов ЭЭС вектор  $\mathbf{A}^{(k)}$  формируется из справочных и паспортных данных электрооборудования:

$$\mathbf{A}^{(k)} = \mathbf{fp}[\mathbf{Pr}^{(k)}],$$

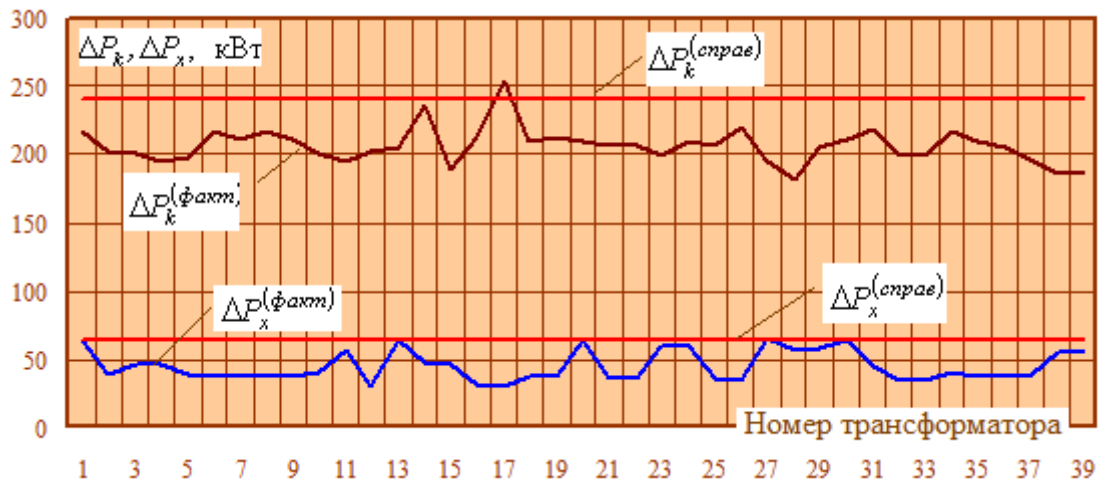
где  $\mathbf{fp}$  –  $l$ -мерная вектор-функция;  $\mathbf{Pr}^{(k)}$  –  $m$ -мерный вектор справочных данных; как правило, выполняется условие  $m \leq l$ . Так, например, для двухобмоточного трансформатора вектор  $\mathbf{Pr}^{(k)}$  имеет вид

$$\mathbf{Pr}^{(k)} = [U_k \quad \Delta P_k \quad \Delta P_x \quad I_x]^T, \quad (1.6)$$

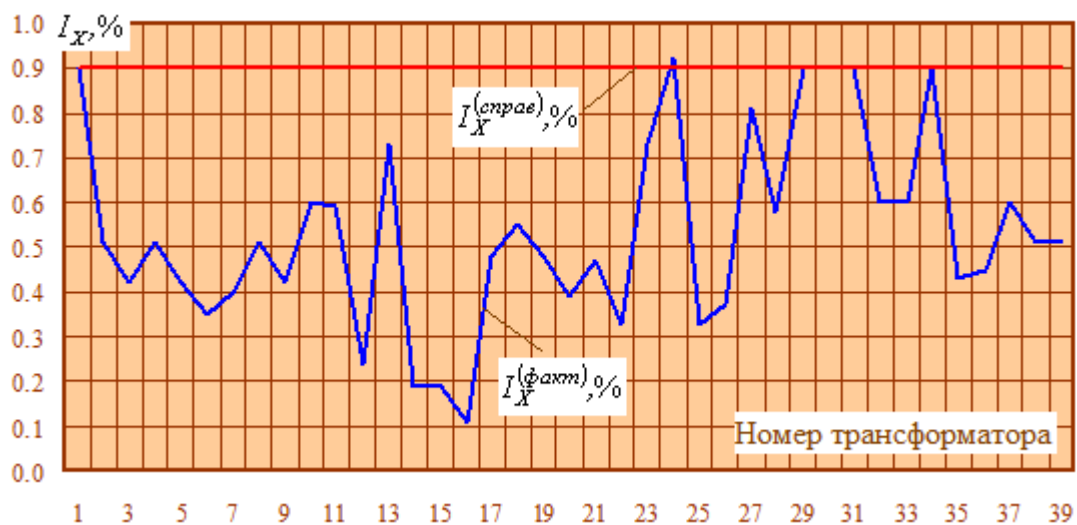
где  $U_k$  – напряжение короткого замыкания, %;  $\Delta P_k$  – потери короткого замыкания, кВт;  $\Delta P_x$  – потери холостого хода, кВт;  $I_x$  – ток холостого хода, %. В выражение (1.6) не включены такие сравнительно стабильные параметры как номинальная мощность и номинальные напряжения обмоток. При наличии в трансформаторе устройств РПН или ПБВ выражение (1.6) существенно усложняется.

При использовании соотношения (1.6) могут возникнуть значительные погрешности, вызванные значительным отличием реальных параметров ЛЭП или трансформатора от данных, приведенных в справочниках. По паспортным данным силовых трансформаторов ТДТНЖ-40000 [17], установленных в системе тягового электроснабжения одной из железных дорог

Восточной Сибири, реальные параметры трансформаторов значительно отличаются от значений, приведенных в справочнике [46] (рис. 1.2, 1.3).



**Рис. 1.2.** Потери холостого хода  $\Delta P_x$  и короткого замыкания  $\Delta P_k$  : верхний индекс «справ» отвечает справочным данным, а «факт» – фактическим, полученным в результате испытаний



**Рис. 1.3.** Ток холостого хода  $I_X$

Кроме разбросов параметров отдельных трансформаторов одного и того же типа существует зависимость параметров от времени эксплуатации трансформатора [24]. На рис. 1.4 и 1.5 показаны результаты построения регрессионных зависимостей  $I_X = I_X(T_P)$ ,  $\Delta P_x = \Delta P_x(T_P)$ , где  $T_P$  – число часов, отработанных трансформатором. Значимость полученных зависимостей подтверждена проверками по критерию Фишера.



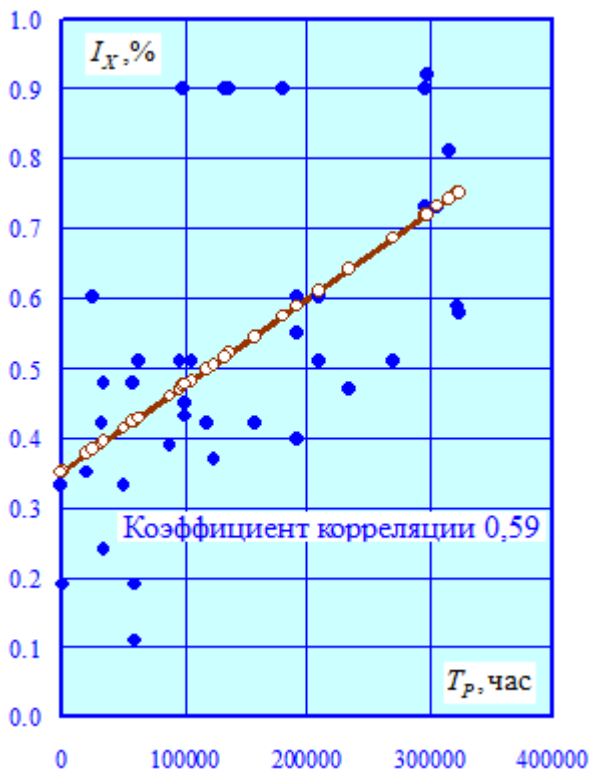


Рис. 1.4. Зависимость тока холостого хода от времени эксплуатации

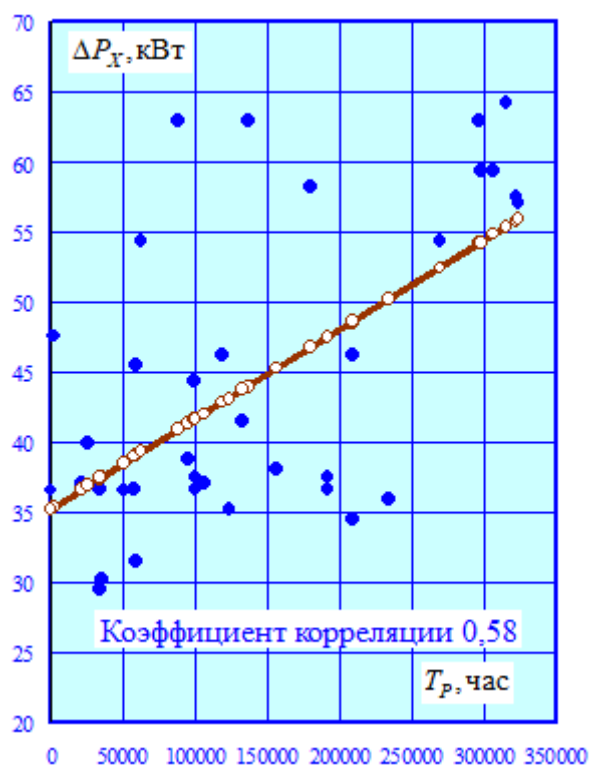


Рис. 1.5. Зависимость потерь холостого хода от времени эксплуатации

Ввиду значительного отличия фактических параметров ЛЭП и трансформаторов от справочных данных возможны значительные погрешности расчетов установившихся режимов ЭЭС на основе справочной информации. Преодолеть указанную трудность можно путем использования методов параметрической идентификации параметров. До последнего времени применение этих методов было ограничено ввиду сложности получения измерительной информации. В настоящее время ситуация кардинально меняется в лучшую сторону из-за активного внедрения технологий интеллектуальных сетей, предусматривающих, в частности, создание развитых систем векторных измерений PMU WAMS (см. раздел 1.5).

### 1.3. Краткий обзор существующих методов параметрической идентификации элементов ЭЭС

Методам параметрической идентификации элементов электроэнергетических систем посвящен целый ряд работ, например [2, 47, 48, 50, 61].

Основная особенность этих работ состоит в использовании традиционного однолинейного представления элементов ЭЭС, что резко ограничивает их применение в современных условиях. Наиболее полно вопросы параметрической идентификации рассмотрены в монографии [48]. В ней, в частности, отмечается, что параметры однолинейной схемы замещения ЛЭП могут быть найдены с помощью статистических методов идентификации. Эти методы используют тот факт, что значения активной  $P$ , реактивной  $Q$  мощностей и напряжения  $U$  на приемном и передающем концах ЛЭП связаны между собой известными аналитическими выражениями, в которые входят искомые параметры ЛЭП. Аналитические выражения получают с помощью законов Ома и Кирхгофа, а значения параметров схемы замещения можно уточнить по результатам замеров, выполненных в ряде установившихся симметричных режимов.

Технология идентификации ЛЭП описывается в [48] так. На отправном конце ЛЭП выполняются достаточно точные измерения  $P_1, Q_1, U_1$  в нескольких различных установившихся режимах. Измерения  $P_2, Q_2, U_2$  на приемном конце, выполненные для тех же моментов времени, передаются на отправную подстанцию по каналу телеизмерения. По измеренным на передающем конце значениям режимных параметров с помощью известных аналитических выражений можно вычислить значения  $P_2, Q_2, U_2$ . Если бы параметры схемы замещения были точно известны, то вычисленные указанным способом значения  $P_2, Q_2, U_2$  соответствовали бы измеренным значениям указанных величин. В связи с наличием погрешности измерительных приборов и канала телепередачи наблюдатель, находящийся на отправном конце, располагает лишь некоторыми оценками измерений. Предлагаемый в [48] метод идентификации основан на том, что в качестве искомым параметров схемы замещения выбираются значения, обеспечивающие минимум погрешности рассчитанных значений активной, реактивной мощностей и напряжения на приемном конце относительно изме-

ренных величин  $P_2$ ,  $Q_2$ ,  $U_2$ . В качестве меры погрешности принимается сумма квадратичных отклонений между рассчитанными и измеренными значениями активной, реактивной мощностей и напряжения на приемном конце, взятых с весами, пропорциональными классу применяемых электроизмерительных приборов. Выполняя минимизацию функционала погрешностей по параметрам ЛЭП, можно найти искомые значения.

Для получения указанного функционала записываются уравнения, связывающие режимные величины приемного и передающего концов через искомые параметры  $R_1$ ,  $X_1$ ,  $B_0$ ,  $G_0$ :

$$P_2 = P_1 - U_1^2 G_0 - \frac{D_1^2 + D_2^2}{U_1^2} \cdot R_1 - U_2^2 G_0, \quad (1.7)$$

$$Q_2 = Q_1 - U_1^2 B_0 - \frac{D_1^2 + D_2^2}{U_1^2} \cdot X_1 + U_2^2 B_0, \quad (1.8)$$

$$U_2^2 = \left( U_1 - \frac{D_1 R_1 + D_2 X_1}{U_1} \right)^2 + \left( \frac{D_1 X_1 + D_2 R_1}{U_1} \right)^2, \quad (1.9)$$

где  $D_1 = P_1 - U_1^2 G_0$ ;  $D_2 = Q_1 + U_1^2 B_0$ ;  $R_1$ ,  $X_1$  – соответственно активное и реактивное сопротивления;  $G_0$ ,  $B_0$  – соответственно активная и реактивная проводимости линии на рабочей частоте.

Величины  $P_1$ ,  $Q_1$ ,  $U_1$  рассматриваются в качестве вектора контролируемых переменных  $\mathbf{X}$ , параметры  $R_1$ ,  $X_1$ ,  $B_0$ ,  $G_0$  – в качестве вектора оцениваемых параметров  $\Psi$ . Каждая из величин  $P_2$ ,  $Q_2$ ,  $U_2$  рассматривается как самостоятельная переменная  $y_i$ , определяемая значениями векторов  $\mathbf{X}$  и  $\Psi$ . Соответствующие поверхности отклика определяются как математические ожидания измеренных значений  $y_i$ . Аналитический вид этих поверхностей определяется формулами (1.7) – (1.9). Предполагается, что погрешности измерения величин  $P_2$ ,  $Q_2$ ,  $U_2$  характеризуются нулевым математическим ожиданием и известной дисперсионной матрицей  $\mathbf{D}$ . В качестве оценок параметров схемы замещения ЛЭП принимаются значения, обращающие в минимум функционал

$$F_1 = \sum_{i=1}^n [y_i - \eta_i(\mathbf{X}, 0)]^T \mathbf{D} [y_i - \eta_i(\mathbf{X}, 0)].$$

При минимизации этого выражения, осуществляемой с использованием численных методов, необходимо знать параметры дисперсионной матрицы  $\mathbf{D}$ . Эти параметры могут быть найдены путем предварительной статистической обработки совокупности замеров. Приведенные в работе [48] результаты идентификации свидетельствуют о достаточно высокой точности определения фактических параметров ЛЭП. Однако применимость данной методики ограничивается только симметричными режимами ЭЭС, что существенно снижает ее практическую значимость.

#### 1.4. Особенности использования фазных координат

Модели вида (1.4) могут быть разделены на две большие группы:

- модели, построенные на однолинейном представлении ЭЭС;
- модели, использующие фазные координаты.

Однолинейное представление было предложено в начале прошлого века и базировалось на целом ряде упрощающих допущений, связанных с отсутствием в то время адекватных средств для решения задач большой размерности. Дальнейшее использование и тем более развитие однолинейного представления для решения задач проектирования и управления ЭЭС при наличии имеющихся средств вычислительной техники и компьютерных технологий вряд ли оправданно. Использование этого представления допустимо при оценочных расчетах и в учебных целях.

Фазные координаты являются естественным описанием трехфазных ЭЭС. На их основе могут быть составлены уравнения установившегося режима, обеспечивающие адекватное описание реальных режимов ЭЭС, характеризующихся значительной продольной и поперечной несимметрией. В дальнейших разделах монографии рассматриваются вопросы параметрической идентификации элементов ЭЭС на основе разработанных мо-

Конец ознакомительного фрагмента.

Приобрести книгу можно

в интернет-магазине

«Электронный универс»

[e-Univers.ru](http://e-Univers.ru)