**BEFORE THE**

**GEORGIA PUBLIC SERVICE COMMISSION**

In Re:

Docket No. 42516

Georgia Power Company’s

2019 Rate Case

**Direct Testimony of**

**Rachel S. Wilson**

**PUBLIC VERSION**

**On Behalf of**

**Sierra Club**

**October 17, 2019**

I.

II.

III.

IV.

V.

VI.

**Table of Contents**

INTRODUCTION AND QUALIFICATIONS.........................................................  1

SUMMARY OF CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS ........................  3

GEORGIA POWER’S COAL ASH MANAGEMENT SPENDING AND

REVENUE REQUIREMENTS ................................................................................  5

SUPPORT FOR COST RECOVERY IN OTHER JURISDICTIONS ...................  11

BENEFICIAL USES OF CCR................................................................................  14

GEORGIA POWER’S PAST CCR MANAGEMENT AND FUTURE

COMPLIANCE PLANS .........................................................................................  17

VII. GEORGIA POWER’S ENVIRONMENTAL COMPLIANCE COST RECOVERY

.................................................................................................................................  22

VIII. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS..................................................  24

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

**I.**

**Q**

**A**

**Q**

**A**

**Q**

**A**

**INTRODUCTION AND QUALIFICATIONS**

**Please state your name, business address, and position.**

My name is Rachel Wilson and I am a Principal Associate with Synapse Energy

Economics, Incorporated (“Synapse”). My business address is 485 Massachusetts

Avenue, Suite 2, Cambridge, Massachusetts 02139.

**Please describe Synapse Energy Economics.**

Synapse Energy Economics is a research and consulting firm specializing in

electricity industry regulation, planning, and analysis. Synapse’s clients include

state consumer advocates, public utilities commission staff, attorneys general,

environmental organizations, federal government agencies, and utilities.

**Please summarize your work experience and educational background.**

At Synapse, I conduct analysis and write testimony and publications that focus on

a variety of issues relating to electric utilities, including integrated resource

planning, resource adequacy, electric system dispatch, environmental regulations

and compliance strategies, and power plant economics.

I also perform modeling analyses of electric power systems. I am proficient in the

use of spreadsheet analysis tools, as well as optimization and electricity dispatch

models to conduct analyses of utility service territories and regional energy

markets. I have direct experience running the Strategist, PROMOD IV,

PROSYM/Market Analytics, PLEXOS, EnCompass, and PCI Gentrader models,

and I have reviewed input and output data for several other industry models.

Prior to joining Synapse in 2008, I worked for the Analysis Group, Inc., an

economic and business consulting firm, where I provided litigation support in the

form of research and quantitative analyses on a variety of issues relating to the

electric industry.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 1**

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

**Q**

**A**

**Q**

**A**

**Q**

**A**

**Q**

**A**

**Q**

**A**

I hold a Master of Environmental Management from Yale University and a

Bachelor of Arts in Environment, Economics, and Politics from Claremont

McKenna College in Claremont, California.

A copy of my current resume is attached as Exhibit RW-1.

**On whose behalf are you testifying in this case?**

I am testifying on behalf of the Sierra Club.

**Have you testified previously before the Georgia Public Service Commission?**

Yes. I testified in Georgia Power Company’s (“Georgia Power” or “Company”)

2019 Integrated Resource Plan case, Docket 42310.

**What is the purpose of your testimony?**

The purpose of my testimony is to describe the deficiencies in Georgia Power’s

request for rate recovery of past and future expenses associated with the

management of coal combustion residuals (CCRs) and environmental compliance

cost recovery (ECCR).

**Please identify the documents and filings on which you base your opinions.**

My findings rely primarily upon the testimony and discovery responses of

Georgia Power witnesses. I also rely on the attached expert report of Mark

Quarles, and to an extent on external documents such as industry publications and

materials from other utility dockets in other jurisdictions.

**Are you sponsoring any exhibits with your testimony?**

Yes. I am sponsoring six exhibits.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 2**

|  |  |
| --- | --- |
| **Exhibit Number** | **Contents** |
| RW-1 | Resume of Rachel S. Wilson |
| RW-2 | Company response to STF-L&A 5-13 Amended TRADE  SECRET |
| RW-3 | Company response to STF-L&A 10-1 TRADE SECRET |
| RW-4 | Expert report of Global Environmental, LLC/Mark Quarles |
| RW-5 | Excerpt of Bednarcik Exhibit 4 from the Direct Testimony of  Jessica L. Bednarcik Before the North Carolina Utilities  Commission |
| RW-6 | Paul Exhibit A-12 Schedule B5.1, from the Direct Testimony of  Matthew Paul Before the Michigan Public Service Commission |

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

**II.**

**Q**

**A**

**SUMMARY OF CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS**

**Please summarize your primary conclusions.**

I conclude that Georgia Power failed to show that its spending on past costs

associated with CCRs was reasonable and prudent. This includes the $241 million

CCR ARO regulatory balance that Georgia Power projects to be under-collected

as of December 31, 2019 for which the Company is currently requesting cost-

recovery.1 The Company did not provide a cost breakdown or line item expenses

for any of its coal plants, ash basins, or landfills that would allow review of the

individual expenses it seeks to recover from its customers.

Similarly, Georgia Power provided no such cost accounting for future CCR costs,

despite the fact it is requesting to recover $158 million in 2020, $140 million in

2021, and $227 million in 2022 from its customers. Information on future costs

related to Effluent Limitation Guidelines (ELG) is lacking.

1

*See* Direct Testimony of Poroch, Adams, Robinson at 26.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 3**

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

**Q**

**A**

Finally, the Company bases its closure plans on permit applications rather than

actual permits, meaning that these costs can be expected to change if the Georgia

Environmental Protection Division (EPD) does not approve the plans or alters

them. Customers may then have to pay even more money if Georgia Power has to

undo parts of its closure plans.

**Please summarize your primary recommendations.**

I make several recommendations. First, the Commission should disallow the costs

that have already been incurred by Georgia Power because the Company has not

presented any detailed evidence, in the form of a breakdown of costs or line item

expenses, on how this money was spent in order to determine if the expenses were

reasonable and prudent. Cost recovery should also not be allowed to the extent

that the historical CCR storage and disposal did not comply with state and federal

regulations, as described in the report by Mark Quarles, attached to my testimony

as Exhibit RW-4, and described in more detail in Section VI.

Second, I recommend that the Commission disallow recovery for future expenses

for the same lack of detailed information as with past expenditures. The EPD has

not yet approved Georgia Power’s closure plans and issued the necessary permits,

so it is not yet known if the Company’s proposed plans follow state and federal

law. The Commission should consider withholding cost recovery on these future

CCR costs until permits are issued and expenditure details are provided. With

respect to any future spending on ELG compliance at the Bowen plant, I would

recommend that the Commission disallow cost recovery on any spending that is

above the cap set in the IRP docket, to the extent that Georgia Power is seeking

recovery of these costs.

Third, Georgia Power should issue a Request for Proposal (RFP) on the beneficial

uses of coal ash before estimated costs are accepted for rate recovery. As I

describe in Section V, Dominion Energy was recently able to substantially lower

its cost estimates associated with beneficial reuse of coal ash by conducting an

RFP rather than relying on estimates.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 4**

1

2

3

4

5**III.**

6

Finally, I recommend that the Commission initiate a separate hearing specifically

to address the Company’s CCR Asset Recovery Obligation (ARO) compliance

costs, both historical and forward-going since the closure of these ash basins and

landfills are a multi-billion-dollar expense spanning fifty or more years.

**GEORGIA POWER’S COAL ASH MANAGEMENT SPENDING AND**

**REVENUE REQUIREMENTS**

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

**Q**

**A**

**Q**

**A**

**Q**

**A**

**What is Georgia Power seeking in this rate case with respect to CCRs?**

Georgia Power is seeking cost recovery for past and future CCR spending. This

includes a projected under-collected CCR ARO regulatory balance through

December 31, 2019 and planned spending from 2020 through 2022. This section

describes Georgia Power’s projected long-term spending on CCR ARO

compliance, as it has been described by the Company, and its plan to develop a

center for beneficial use of reclaimed CCR.

**What is the amount of the projected under-collected balance of CCR ARO**

**regulatory balance for which the Company is requesting recovery?**

The Company is projecting an under-collected CCR ARO regulatory balance of

$241 million as of December 21, 2019.2 This balance reflects the capital

investments made by the Company to comply with state and federal regulations

for CCR ARO since 2013 that have not been recovered in current rates.3

**Does the Company explain why it projects under-collected CCR ARO**

**compliance costs at the end of 2019?**

No. The Company does not provide any analysis or discussion in the rate case

filing, nor in any responses to discovery, of the factors leading to an under-

collected balance of CCR ARO compliance costs from investments starting in

2013 and projected through the end of 2019.

2

3

*See* Direct Testimony of Poroch, Adams, Robinson at 26.

*See* Direct Testimony of Poroch, Adams, Robinson at 6.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 5**

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

**Q**

**A**

**Q**

**A**

**Does the Company provide a detailed description of all CCR ARO**

**compliance costs incurred since 2013 and projected through the end of 2019?**

No. The Company provides virtually no information in either the rate case filing

or responses to discovery of its CCR ARO compliance costs incurred since 2013

and projected through the end of 2019.

In the Company’s response to discovery, it provides CCR ARO spending by

plant, ash pond, landfill and by year.4 Based on confidential information

contained in response to STF-L&A-10-1a TRADE SECRET.xlsx, the Company’s

\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*REDACTED\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*

\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*. As stated above, the Company expects to under-

collect some portion of these expenditures and thus is seeking to also recover

$241 million in this rate case.5

**How much does the Company plan to spend on CCR ARO compliance over**

**the three-year alternate rate plan and what portion of these planned**

**expenditures are included in the Company’s estimated revenue requirement**

**deficiency?**

The Company projects annual spending on ash ponds and CCR landfills of $277

million, $395 million, and $655 million for 2020, 2021, and 2022, respectively.

Including the under-recovered balance and the CCR ARO accrual currently

reflected in the Company’s base rate, the Company projects annual revenue

deficiency of $158 million, $298 million, and $525 million for 2020, 2021, and

2022, respectively.6

4

5

6

*See* STF-L&A-10-1, attachment STF-L&A-10-1a TRADE SECRET.xlsx, attached as Exhibit RW-2.

*See* Direct Testimony of Poroch, Adams and Robinson at 26.

*See* Direct Testimony of Poroch, Adams and Robinson at 26.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 6**

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

**Q**

**A**

**Q**

**What is the requested annual increase in the Company’s rate base to recover**

**its CCR ARO regulatory compliance costs?**

The Company is requesting an increase in the rate base of $158 million in 2020,

$140 million in 2021, and $227 million in 2022.7

**Does the Company provide a detailed description of all planned CCR ARO**

**compliance costs from 2020–2022?**

No. Once again, the Company provides virtually no information in the rate case

filing, or responses to discovery, of its planned CCR ARO compliance costs

projected from 2020 through 2022.

Referring again to the Company’s response to STF-L&A-10-1a, information is

provided for future CCR spending only by plant, ash basin, landfill and by year.8

Trade Secret Table 1 below provides the spending by plant, year, and category

(ash pond vs. landfill).

7

8

*See* Direct Testimony of Poroch, Adams and Robinson at 9.

*See* Exhibit RW-2.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 7**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Power Plant** | **Ash Sites** | **Closure Status** | **Costs ($ in**  **millions)**  **Project to**  **Date 2018** | **Costs ($ in**  **millions)**  **Future**  **Spend** | **Costs ($ in**  **millions)**  **Total** |
| **Arkwright** | Pond | AP-1, AP-2DAS, AP-3 CIP in 2010 under Solid Waste  Regulations. Under new CCR rules, future CBR to an  onsite landfill | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Arkwright** | Landfill | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Arkwright** | **Total** |  | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Bowen** | Pond | AP-1 CBR in process | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Bowen** | Landfill | LF active, future CIP | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Bowen** | **Total** |  | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Branch** | Pond | AP-A CBR 2016, AP-B, C, D future CBR, AP-E regulated  as a dam, future CBR | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Branch** | Landfill | No mention of a LF in the Environmental Compliance  Strategy, despite future spending | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Branch** | **Total** |  | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Hammond** | Pond | AP-3 CIP 2018, AP-1, 2, 4 will be CBR | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Hammond** | Landfill | LF active, future CIP | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Hammond** | **Total** |  | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Kraft** | Pond | AP-1 CBR | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Kraft** | Landfill | LF inactive, future CIP | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Kraft** | **Total** |  | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **McDonough** | Pond | AP-1 CIP 2017, AP-2 CBR 2019, AP-3, 4 CIP in process | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **McDonough** | Landfill | None | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **McDonough** | **Total** |  | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **McIntosh** | Pond | AP-1 future CBR | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **McIntosh** | Landfill | LF3 closed 2008, now in post-closure care. LF-4  active, future CIP | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **McIntosh** | **Total** |  | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **McManus** | Pond | AP-1 CBR in process | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **McManus** | Landfill | None | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **McManus** | **Total** |  | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Mitchell** | Pond | AP-A, 1, 2 future CBR | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Mitchell** | Landfill | None | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Mitchell** | **Total** |  | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Scherer** | Pond | AP-1 future CIP | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Scherer** | Landfill | LF active, future CIP | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Scherer** | **Total** |  | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Wansley** | Pond | AP-1 future CIP | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Wansley** | Landfill | LF active, future CIP | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Wansley** | **Total** |  | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Yates** | Pond | AP-1 CBR 2018, AP-A CBR 2017. AP-3, B' CIP in  process. AP-2, B CBR in process | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Yates** | Landfill | LF (inclusive of R-6 and AP-C) CIP in process | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Yates** | **Total** |  | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
| **Grand Total** | Pond |  | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
|  | Landfill |  | REDACTED | REDACTED | REDACTED |
|  | **Total** |  | REDACTED | REDACTED | REDACTED |

**Trade Secret Table 1. Past and future CCR spending at Georgia Power plants**

1

3

2

4

*from TS STF-L&A-5-13, attached as TS Exhibit RW-3; Global Environmental, LLC Preliminary Analysis of*

*Sources: Georgia Power Environmental Compliance Strategy Table 4.3-1, Docket No. 42310; Cost data*

*Closure Permit Applications, attached as Exhibit RW-4.*

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 8**

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

**Q**

**A**

**Q**

**A**

**Q**

**A**

As indicated in TS Table 1, the CCR ARO planned expenditures vary

significantly by plant. The Company provides no discussion to characterize the

nature of these differences, nor does the Company provide any additional details

on the cost categories beyond “ash pond” versus “landfill.”

**Is it possible to determine the reasonableness of CCR ARO spending given**

**the limited information the Company provided in this rate case filing?**

No. There is insufficient information to assess whether the Company’s spending

on CCR ARO compliance is reasonable, which is a prerequisite to allowing cost

recovery. I would expect to see line by line expenses detailing how Georgia

Power spent historical money and how it plans to spend future money, which

would include but not be limited to, permitting, well drilling, groundwater

monitoring, hiring experts, technical analysis, etc. Section IV of my testimony

gives examples of the types of expenses provided by other utilities in CCR-related

dockets in other states. \*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*REDACTED\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*

\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*; however, there is no mention of a landfill in

Georgia Power’s*Environmental Compliance Strategy*. This is the sort of oddity

that an itemized accounting of expenses would clarify.

**Is it possible to determine whether Georgia Power’s actions with respect to**

**CCRs are reasonable?**

No. Because Georgia Power has provided no evidence that its closure plans are

compliant with state and federal law, or that it has been historically handling its

coal ash in compliance with state law, it is almost impossible to determine if the

Company’s spending is reasonable.

**Can you provide an example where Georgia Power failed to properly justify**

**its CCR ARO spending?**

Yes. Georgia Power’s plans for the closing of Bowen Plant AP-1 ash basin

provides a useful example of the need for more detailed information prior to

committing ratepayer funds. The Company plans to comply with CCR regulations

by moving one half of the coal ash contained in the basin to one side, lining the

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 9**

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

**Q**

**A**

basin, and then moving the ash back to its original location. Georgia Power will

then do the same thing for the other half of the coal ash as it lines the other half of

the basin.9 According to Mark Quarles’ Report, the Company did not look at

alternatives such as using the on-site landfill to place the excavated coal ash from

Bowen AP-1.10 This type of closure seems to lead to unnecessary expenses

associated with moving the ash multiple times. Georgia Power has provided no

evidence that its strategy for Bowen AP-1, as currently planned, is reasonable or

cost-effective for ratepayers—information which is required prior to recovering

hundreds of millions of dollars from ratepayers.

**What should Georgia Power provide in support of cost recovery for CCRs?**

The Company should provide several things in support of a request for cost

recovery: (1) a detailed accounting of all CCR ARO compliance expenditures,

including an itemized cost breakdown indicating how much will be spent on each

step of the project. These line items could include, but are not limited to

engineering, design, drilling, technical reports, permitting processes, groundwater

monitoring, environmental health and safety, etc; (2) the EPD permits indicating

that Georgia Power’s projects are approved and compliant with state and federal

law; and (3) analysis and documentation confirming that the least-cost alternatives

were selected to meet CCR ARO compliance. I recommend that the Commission

initiate a separate hearing specifically to address the Company’s CCR ARO

historical compliance costs as well as the $7.58 billion in forward-going CCR

management costs.

9.*See*

Exhibit RW-4 at 33.

10

*See* Exhibit RW-4 at 33.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 10**

1**IV.**

**SUPPORT FOR COST RECOVERY IN OTHER JURISDICTIONS**

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

**Q**

**A**

**You assert that Georgia Power has not been transparent about how it has**

**spent the money it is seeking, nor has it detailed how it plans to spend future**

**money. What evidence should the Company provide to support its request**

**for recovery of CCR management costs?**

In seeking cost recovery for capital and operating expenses, it is good practice for

utilities to provide breakdowns of these costs to facilitate a prudence review by

utility commissions and intervenors. This is true for rate cases and preapproval-

type dockets.

As an example, Duke Energy Carolinas (DEC) recently filed its 2019 rate case, in

which it is seeking more than $200 million in cost recovery for its coal ash costs

incurred in 2018 and 2019. Duke Energy Witness Jessica L. Bednarcik filed

Direct Testimony and Exhibits providing a detailed breakdown of these incurred

costs in order to demonstrate their reasonableness.11 In contrast to Georgia Power,

which provided only high-level trade secret costs by ash basin and landfill and

only in response to discovery requests, DEC made its detailed costs public.

On page 17 of Ms. Bednarcik’s Direct Testimony, she presents a summary of the

activities performed and costs incurred during an 18-month period at four of

DEC’s coal plants, which is reproduced below as Table 2.

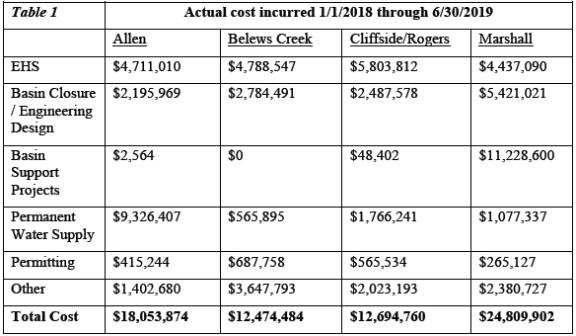
11

*See* the DEC Direct testimony of Jessica Bednarcik at 17.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 11**

1



**Table 2. Duke Energy Carolinas coal ash management cost summary**

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

**Q**

**A**

*Source: Direct Testimony of Jessica L. Bednarcik Before the North Carolina Utilities*

*Commission. Docket No. E-7 SUB 1214. September 30, 2019. Page 17, Table 1, available at*

[*https://starw1.ncuc.net/NCUC/page/docket-docs/PSC/DocketDetails.aspx?DocketId=27d5fcbf-*](http://https://starw1.ncuc.net/NCUC/page/docket-docs/PSC/DocketDetails.aspx?DocketId=27d5fcbf-d84b-4b74-933d-33dc87827bb7)

[*d84b-4b74-933d-33dc87827bb7.*](http://https://starw1.ncuc.net/NCUC/page/docket-docs/PSC/DocketDetails.aspx?DocketId=27d5fcbf-d84b-4b74-933d-33dc87827bb7)

In addition, Ms. Bednarcik’s exhibits went into even more detail and included

descriptions and costs associated with all the various closure options, by ash

basin. An excerpt of her Exhibit 4 for Duke’s Allen power plant is attached to my

testimony as Exhibit RW-5.

**Do you have any other examples related to coal ash?**

Yes. In 2016, Northern Indiana Public Service Company (NIPSCO) requested a

Certificate of Public Convenience and Necessity for environmental compliance

projects associated with the CCR rule and Effluent Limitation Guidelines (ELGs).

The Direct Testimony of Mr. Kurt W. Sangster from NISPCO describes the cost

analyses done by NIPSCO in determining compliance with these rules and lays

out the specific costs at issue. An excerpt from his testimony shows those costs, in

Table 3, below.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 12**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Project** | **Direct**  **Capital**  **($)** | **Indirect**  **Capital**  **($)** | **Total Capital**  **(direct and**  **controllable)**  **($)** | **AFUDC**  **($)** | **Total**  **Capital**  **($)** | **Annual**  **O&M**  **($)** | **Construction**  **Start Date** | **In-Service**  **Date** |
| **CCR Compliance Plan** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Bailly Generating Station** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ground Water Monitoring  Incremental Surface  Impoundment (O&M)  **Total** | 1,200,000  -  **1,200,000** | 180,000  -  **180,000** | 1,380,000  -  **1,380,000** |  |  | 117,000  346,000  **463,000** | 6/6/2016  10/21/2015 | 10/19/2017  ongoing |
| **Michigan City Generating**  **Station** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ground Water Monitoring  Remote Ash Conveying  Material Management Area  Incremental Surface  Impoundment (O&M)  **Total** | 1,200,000  53,500,000  3,000,000  -  **57,700,000** | 180,000  8,025,000  450,000  -  **8,655,000** | 1,380,000  61,525,000  3,450,000  -  **66,355,000** |  |  | 117,000  2,252,000  346,000  **2,715,000** | 6/13/2016  4/1/2017  4/1/2017  10/21/2015 | 10/19/2017  10/19/2018  10/19/2018  ongoing |
| **R.M. Schahfer Generating**  **Station** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ground Water Monitoring  Remote Ash Conveying (U14  & U15)  Material Management Area  Process and Storm Water  Pond  Landfill-Pond Closure  Incremental Surface  Impoundment (O&M)  **Total** | 3,100,000  107,600,000  2,000,000  5,400,000  15,900,000  -  **134,000,000** | 465,000  16,140,000  300,000  810,000  2,385,000  -  **20,100,000** | 3,565,000  123,740,000  2,300,000  6,210,000  18,285,000  -  **154,100,000** |  |  | 280,000  2,382,000  801,000  **3,463,000** | 5/23/2016  4/1/2017  4/1/2017  10/21/2018  10/21/2015 | 10/19/2017  10/19/2018  10/19/2018  TBD  10/19/2028  ongoing |
| **Total CCR** | **192,900,000** | **28,935,000** | **221,835,000** | **6,700,000** | **228,535,000** | **6,641,000** |  |  |
| **ELG Compliance Plan** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **R.M. Schahfer Generating**  **Station**  Piping Bottom Ash to FGD  ZLD | 4,600,000  137,900,000 | 690,000  20,685,000 | 5,290,000  158,585,000 |  |  | -  2,600,000 | 1/1/2020  1/1/2020 | 12/1/2023  12/1/2023 |
| **Total ELG** | **142,500,000** | **21,375,000** | **163,875,000** | **6,400,000** | **170,275,000** | **2,600,000** |  |  |
| **Environmental Compliance**  **Project** | **Direct**  **Capital**  **($)** | **Indirect**  **Capital**  **($)** | **Total Capital**  **(direct and**  **controllable)**  **($)** | **AFUDC**  **($)** | **Total**  **Capital**  **($)** | **Annual**  **O&M**  **($)** |  |  |
| **335,400,000** | **50,310,000** | **385,710,000** | **13,100,000** | **398,810,000** | **9,241,000** |  |  |

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

1

**Table 3. NIPSCO CCR and ELG compliance costs**

**Page 13**

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

**Q**

**A**

**Q**

**A**

**V.**

**Q**

**A**

*Source: Reproduced from Direct Testimony of Kurt W. Sangster before the Indiana Utility*

*Regulatory Commission. Cause No. 44872. November 23, 2016. Attachment 4-A, available at*

[*https://iurc.portal.in.gov/legal-case-details/?id=5e18aadd-5ca0-e611-80f7-1458d04e2f50.*](http://https://iurc.portal.in.gov/legal-case-details/?id=5e18aadd-5ca0-e611-80f7-1458d04e2f50)

**Do you offer any additional examples?**

Yes. In Detroit Edison’s (DTE) 2018 rate case, the Direct Testimony of Matthew

Paul supports the reasonableness and prudency of the capital and operations and

maintenance (O&M) costs for certain of DTE’s generating units.12 His Exhibit

A-12, which is attached to my testimony as Exhibit RW-6, provides capital and

O&M expenditures for the steam, hydraulic, and peaking plants owned by DTE

for a historical year (2017), a bridge period, and the Projected Test Year.

**Based on your experience, is the information provided by Georgia Power**

**consistent with what a reasonable utility would do when asking for cost**

**recovery?**

No. As shown in the preceding examples, reasonable utilities provide detailed

cost breakdowns to demonstrate that their spending is prudent. These are public

examples, and there are many more examples in which cost information is

confidential, but nonetheless available to utility regulators and intervenors.

Georgia Power failed to provide justification for its costs, either publicly or as

trade secret information, and it is thus impossible to make a determination as to

the reasonableness or prudency of its estimates.

**BENEFICIAL USES OF CCR**

**Are there beneficial uses of CCR that could lower the costs of regulatory**

**compliance to Georgia Power?**

Yes. Based on a report by the U.S. Environmental Protection Agency, CCR can

be used in concrete and flue gas desulfurization (FGD) gypsum in wallboard.

Coal fly ash can be used as a direct substitute for portland cement in concrete and

12

Direct Testimony of Matthew T. Paul before the Michigan Public Service Commission. Case No. U-20162, available

at[*https://iurc.portal.in.gov/legal-case-details/?id=5e18aadd-5ca0-e611-80f7-1458d04e2f50*.](http://https://iurc.portal.in.gov/legal-case-details/?id=5e18aadd-5ca0-e611-80f7-1458d04e2f50)

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 14**

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

**Q**

**A**

FGD gypsum can be used as a replacement for mined gypsum in wallboard. These

are currently the two largest encapsulated beneficial uses of CCR.13

Georgia Power's decision to excavate and transport CCRs to unlined

impoundments for consolidated closure-in-place is a missed opportunity to

beneficially reuse those wastes. Excavated CCRs can be sufficiently processed

ex-situ to be used as raw material substitutions (e.g. in concrete). As a result, the

excavated CCRs would instead have a monetary value and no long-term disposal

site liability with continued costs. Of course, Georgia Power might be able to

excavate CCRs from closed-in-place impoundments or closed landfills for

beneficial reuse at some point in the future after closure, if permitted by Georgia

EPD. However, by that time it would have already incurred the substantial costs

of building an engineered cap that would then be destroyed.14 The Company

would then have to rebuild the cap over the remaining waste and/or install some

sort of temporary cover to prevent water infiltration. This process of closing and

reopening impoundments has the potential to incur high costs for which

ratepayers should not be liable.

**Has Georgia Power considered the revenues associated with the beneficial**

**uses of CCRs?**

Yes, but the estimated revenues in the Test Year are much lower than any of the

previous years for which Georgia Power has provided actual data, shown in

Table 4.

13

14

U.S. EPA.*Frequent Questions about the Beneficial Use of Coal Ash*. Available at:

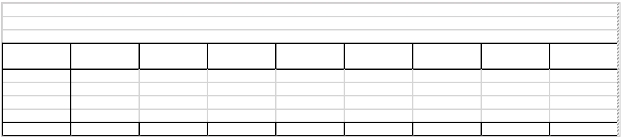
[https://www.epa.gov/coalash/frequent-questions-about-beneficial-use-coal-ash#buandccrfinalrule](http://https://www.epa.gov/coalash/frequent-questions-about-beneficial-use-coal-ash#buandccrfinalrule)

*See* Exhibit RW-4 at 37.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 15**

1



**Table 4. Proceeds from the sale of coal ash, historical and Test Year**

Georgia Power Company

Proceeds From Sale of Ash

(amounts in thousands)

**Plant**

**2013 Actual**

**2014 Actual**

**2015 Actual**

**2016 Actual**

**2017 Actual**

**2018 Actual**

**12M Ended** **Test Period**

**6/30/19** **7/31/2020**

2

Scherer

Bowen

Wansley

Branch

**Total**

$

**$**

(527) $

(3,004)

(2)

(29)

**(3,563) $**

(604) $

(3,135)

(3)

-

**(3,742) $**

(741) $

(2,850)

(4)

(9)

**(3,605) $**

(950) $

(2,990)

(16)

-

**(3,955) $**

(982) $

(2,821)

(23)

-

**(3,826) $**

(1,012)

(2,895)

(109)

-

**(4,017)**

$  (1,141) $  (244)

(3,408)  (2,171)

(115)  (321)

-  -

**$** **(4,664) $** **(2,736)**

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

**Q**

**A**

**Q**

**A**

**Q**

**A**

*Source: Company’s response to STF-L&A-1-30.*

**Does the Company have plans to expand the amount of CCR that it can**

**divert to beneficial use?**

The Company’s*Environmental Compliance Strategy Update for 2019*, includes

discussion of the development of a center for beneficial use of harvested CCR;15

however, there are no confirmed plans identified in this rate case filing.

Nonetheless, Georgia Power is proposing Test Period revenues from coal ash that

are far less than historical revenues.

**Did Georgia Power explain the decline in revenues from coal ash between the**

**12-month period ending June 30, 2019 and the Test Period?**

No, there were no supporting documents submitted by the Company to explain

this drop of almost $2 million.

**What more can Georgia Power do with respect to revenues associated with**

**beneficial uses of coal ash?**

In addition to providing justification behind the deviation of Test Year revenues

associated with coal ash from historical revenues, Georgia Power should issue an

RFP on the beneficial uses of coal ash before estimated costs are accepted for rate

recovery. This would ensure that ratepayers do not pay for closure only to have

Georgia Power then make money from the sale of coal ash.

15

*See* Georgia Power Environmental Compliance Strategy Table 4.3-1, Docket No. 42310.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 16**

1

2

3

4

5

6

7

8

9**VI.**

10

As an example, Dominion Energy was asked to issue an RFP for beneficial reuse

of coal ash by the Virginia General Assembly after it estimated that beneficial use

of coal ash at four sites, which included recycling, would cost between $2.564 and

approximately $6.5 billion.16 In 2018, after receiving actual bids, Dominion’s

estimate of costs declined to between $2.773 and $3.358 billion (if one company

did the work) or between $2.345 and $5.642 billion (if the work is shared by

multiple companies.17 This represents a savings of almost $1 billion from the

upper end of estimates prepared by Dominion.18

**GEORGIA POWER’S PAST CCR MANAGEMENT AND FUTURE**

**COMPLIANCE PLANS**

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

**Q**

**A**

**Q**

**A**

**Why are you recommending a disallowance of CCR cost recovery for**

**historical CCR management and compliance?**

I am recommending disallowance of CCR costs because, according to Mark

Quarles’ Report, Georgia Power’s historical practices were inconsistent with

industry standards, which led to groundwater contamination at the unlined surface

impoundments.19

**How was Georgia Power’s past management of CCRs inconsistent with**

**industry standards?**

Quarles’ analysis concludes that historical industry data from the 1970s, as

reported by EPA in reports issued in 1980 and 1988, indicated that Georgia Power

knew or should have known about CCR contamination of groundwater shortly

16

17

18

19

AECOM. 2017.*Senate Bill 1398 Response: Coal Combustion Residuals Ash Pond Closure Assessment*. Prepared for

Dominion Energy. Available at: [https://www.dominionenergy.com/library/domcom/media/about-us/electric-](http://https://www.dominionenergy.com/library/domcom/media/about-us/electric-projects/coal-ash/sb-1398-executive-summary.pdf?la=en)

[projects/coal-ash/sb-1398-executive-summary.pdf?la=en.](http://https://www.dominionenergy.com/library/domcom/media/about-us/electric-projects/coal-ash/sb-1398-executive-summary.pdf?la=en)

Dominion Energy. 2018.*High Level Summary: Coal Combustion Residuals Recycling/Beneficial Use Assessment*

*Business Plan*. Available at: [https://www.dominionenergy.com/library/domcom/media/about-us/electric-](http://https://www.dominionenergy.com/library/domcom/media/about-us/electric-projects/coal-ash/ccr-recycling-beneficial-use-assessment-summary.pdf?la=en)

[projects/coal-ash/ccr-recycling-beneficial-use-assessment-summary.pdf?la=en.](http://https://www.dominionenergy.com/library/domcom/media/about-us/electric-projects/coal-ash/ccr-recycling-beneficial-use-assessment-summary.pdf?la=en)

O’Connor, Katie. 2018.*A tale of two reports: Why recycling coal ash at Dominion’s sites appears more feasible now*

*than it did a year ago.* Virginia Mercury. Available at: [https://www.virginiamercury.com/2018/11/20/a-tale-of-two-](http://https://www.virginiamercury.com/2018/11/20/a-tale-of-two-reports-why-recycling-coal-ash-at-dominions-sites-appears-more-feasible-now-than-it-did-a-year-ago/)

[reports-why-recycling-coal-ash-at-dominions-sites-appears-more-feasible-now-than-it-did-a-year-ago/.](http://https://www.virginiamercury.com/2018/11/20/a-tale-of-two-reports-why-recycling-coal-ash-at-dominions-sites-appears-more-feasible-now-than-it-did-a-year-ago/)

*See* Exhibit RW-4 at 2.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 17**

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

**Q**

**A**

after disposal began, given several factors. These include the Company’s disposal

of CCRs into unlined impoundments, their close proximity to shallow

groundwater, and their construction of impoundments over streams.20 In response

to “leaky” impoundments, disposal into lined disposal units (“wet” and “dry”) has

been commonplace since the mid-1970s to help mitigate the risks from leaking

impoundments. Yet, Georgia Power continued to build unlined impoundments

and continues to dispose of CCRs into unlined impoundments with current plans

for closure-in-place at those same unlined impoundments. As Mark Quarles

concluded, the Company’s unlined impoundments have contaminated and

continue to contaminate groundwater.21

**Can you describe any previous risky decisions that Georgia Power made**

**regarding CCR management that have exacerbated the current situation?**

Yes. According to Quarles’ Report, surface impoundments at Plants Bowen,

McDonough, Wansley, Scherer, and Yates were all constructed over existing

streams, causing groundwater to be very vulnerable to contamination.22 Quarles

notes that “placing CCRs directly into a stream places the wastes in direct contact

with surface water and groundwater because shallow water table aquifers flow

from topographically high areas (e.g. ridges, hills) towards and into streams.”23

Additionally, Quarles highlights that “Georgia Power also constructed some

surface impoundments within or nearby areas designated by the Georgia EPD as

Most Significant Groundwater Recharge Areas and also within areas that have the

highest susceptibility to groundwater pollution.”24

20

21

22

23

24

*See* Exhibit RW-4 at 7.

*See* Exhibit RW-4 at 8.

*See* Exhibit RW-4 at 12.

*See* Exhibit RW-4 at 11.

*See* Exhibit RW-4 at 15.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 18**

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

**Q**

**A**

**Q**

**A**

**Q**

**A**

**Why are you recommending a disallowance of cost recovery for future CCR**

**costs?**

I recommend that the Commission disallow recovery for future expenses because

the Company failed to present any detailed evidence in this rate case, in the form

of a breakdown of costs or line item expenses, on the ways in which it plans to

spend money for the closure of its ash basins and landfills at any of its plants. In

addition, the EPD has not yet approved Georgia Power’s closure plans and issued

the needed permits, so EPD has not yet determined if the Company’s plans are

compliant with state and federal law. These costs are therefore still uncertain and

could change depending on the actions taken by the EPD.

**How do the Company’s CCR closure plans fail to comply with state and**

**federal CCR law?**

Mr. Quarles describes the Company’s closure plans in detail and concludes that

the closure plans for Plants Bowen, Hammond, McDonough, Scherer, Wansley

and Yates, at a minimum, do not meet the technical standards for closure-in-

place.25 In addition he concludes that:

The closure-in-place plans will continue to leave CCRs saturated in

groundwater even after closure is complete and without other measures (e.g.

slurry walls, groundwater pumping wells) to prevent on-going leaching to

groundwater or prevent contaminated groundwater from migrating away from

the impoundments.26

**Please explain further how Georgia Power’s closure plans will fail to resolve**

**ongoing groundwater contamination.**

According to Mr. Quarles’ analysis, CCRs will remain submerged in groundwater

after closure-in-place is completed. He finds that:

Saturated CCRs will continue to exist post-closure for the impoundments that will

be closed-in-place. Since Georgia Power does not intend to pump any pore water

25

26

*See* Exhibit RW-4 at 2.

*See* Exhibit RW-4 at 2.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 19**

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

**Q**

**A**

**Q**

**A**

from the complete depth of saturated wastes prior to constructing the cap at any

point during post-closure, leaching and groundwater contamination will continue

in perpetuity for any disposal area that contains submerged wastes. The

engineered cap cover systems will not prevent groundwater from up-gradient,

topographically higher areas from flowing underneath and into the wastes— thus

allowing wastes to become re-saturated and leaching to continue.27

**What consequences could this have on future costs?**

If groundwater contamination remains an issue post-closure, this will require

many additional long-term costs. Referencing Quarles’ report:

EPRI concluded that groundwater conditions at impoundments that are closed in-

place can actually worsen when CCRs remain saturated after construction of a cap

over wastes because the CCRs will continue to leach to groundwater. In my

experience reviewing closure plans in other states for other utilities, groundwater

quality predictive models determined that groundwater quality will not improve

within 100 years or more (e.g. Duke Energy, Allen Plant, North Carolina). When

groundwater quality does not improve over time, utilities must continue sampling

groundwater and incurring the associated long-term costs of labor, laboratory

analyses, and well maintenance, as examples, into the distant future.28

**Is Georgia Power aware that its closure plans are not compliant with the**

**State or Federal CCR Rule?**

Yes. As Quarles describes in his report:

Georgia Power completed numeric, predictive models for Plants Scherer and

Wansley, and those models determined that CCRs will remain submerged in

groundwater even after closure-in-place is completed. Further, Georgia Power

did not propose any engineering measures to capture contaminated groundwater

or prevent it from continuing to migrate from the disposal areas. As such, these

closures do not satisfy the Federal or Georgia CCR Rule closure performance

standards.29

Namely, Georgia Power’s closure plans conclude that Plant Scherer will have

approximately 30 to 40 feet of CCRs submerged in a former stream valley after

27

28

29

*See* Exhibit RW-4 at 34.

*See* Exhibit RW-4 at 35.

*See* Exhibit RW-4 at 34.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 20**

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

**Q**

**A**

**Q**

**A**

**Q**

**A**

closure is complete, and at least 75 feet of CCRs will remain submerged at Plant

Wansley.30

**Has Georgia Power completed groundwater predictive modeling for all of its**

**Plants?**

No. The Company has not numerically predicted the amounts of saturated CCRs

that will remain post-closure at Plants Hammond, McDonough, or Yates.

**Without this information, are you able to determine if the closure methods**

**for these plants are compliant and eligible for cost recovery?**

No. According to Quarles’ report, the estimation of saturated wastes is a “critical

factor in determining whether or not leaching will continue and whether or not the

closure-in-place method is compliant with the Georgia CCR Rule and the Federal

CCR Rule.”31

**Are there adverse impacts to human health associated with groundwater**

**contamination from CCR ponds and landfills?**

Yes. A report by the group Physicians for Social Responsibility discusses the

range of toxic constituents that are known to leach, leak, or spill out of coal ash

disposal sites that adversely affect human and environmental health. The report

summarizes the effects on the human body resulting from exposure to nine of the

most common toxic contaminants found in coal ash.32 As an example, arsenic is

found in coal ash and is known to produce numerous negative health effects

including several types of cancer (skin cancer, bladder cancer, lung cancer, and

kidney cancer) due to chronic exposure from contaminated drinking water.33

30

31

32

33

*See* Exhibit RW-4 at 34.

*See* Exhibit RW-4 at 34.

Gottlieb, Gilbert and Gollin-Evans. 2010.*Coal Ash: The Toxic Threat to Our Health and the Environment*. Available

at [https://www.psr.org/wp-content/uploads/2018/05/coal-ash.pdf.](http://https://www.psr.org/wp-content/uploads/2018/05/coal-ash.pdf)

*Ibid.*

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 21**

1

2

3

**Q**

**A**

**Have there been any studies that calculate the health costs imposed on**

**communities that are exposed to toxic pollution from coal ash?**

Yes. One study measured the damage costs to surrounding communities from the

4

5

6

7

8

9

10

11**VII.**

12

2014 Dan River coal ash spill in North Carolina. The study found that the

combined cost of ecological damage, recreational impacts, effects on human

health and consumptive use, and esthetic value losses due to the coal ash spill

totaled $295,485,000.34 The study found that the total six-month damage cost for

health and consumptive use to individuals living in the affected communities was

$75,565,425.35 The study author notes that this was a short-term six-month study

and the long-term damage costs from the coal ash spill could be much larger.

**GEORGIA POWER’S ENVIRONMENTAL COMPLIANCE COST**

**RECOVERY**

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

**Q**

**A**

**Q**

**A**

**What is Georgia Power seeking in this rate case with respect to**

**Environmental Compliance Cost Recovery (ECCR)?**

The Company is seeking cost recovery for $165 million in Environmental

Compliance Cost Recovery for 2020.36

**Does the Company describe the ways in which this money will be spent?**

Not as fully as I would like. The Company has provided the*Environmental*

*Compliance Strategy*, which was attached to its 2019 IRP, as well as the STF-

L&A-3-6 TS Attachment, which provides \*\*\*\*\*\*\*\*REDACTED\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*

\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*. In its response to STF-L&A-3-6, Georgia Power also

provides a*Basis for the Assertion that the Information Submitted is Trade Secret*,

in which the Company states that the Attachment “contains insight on

expenditures related to specific controls and timing of when the controls will be

34

35

36

Lemly, A.D. 2014. “Damage cost of the Dan River coal ash spill.”*Environmental Pollution*: 197 (2015) 55e61.

Available at [http://ecojusticecollaborative.org/wp-content/uploads/2017/10/Lemly-Damage-Cost-of-Dan-River-Coal-](http://ecojusticecollaborative.org/wp-content/uploads/2017/10/Lemly-Damage-Cost-of-Dan-River-Coal-Ash-Spill.pdf)

[Ash-Spill.pdf.](http://ecojusticecollaborative.org/wp-content/uploads/2017/10/Lemly-Damage-Cost-of-Dan-River-Coal-Ash-Spill.pdf)

*Ibid.*

*See* Direct Testimony of Poroch, Adams and Robinson at 9.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 22**

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

**Q**

**A**

**Q**

**A**

placed in service.” In my review of the STF-L&A-3-6 Attachment, however, I do

not note any expenditure amounts that I can tie to any specific controls.

**What sort of information should Georgia Power have provided with respect**

**to ECCR?**

At a minimum, Georgia Power should have provided Direct Testimony from

Company witnesses describing the ways in which the Environmental Compliance

Strategy is tied to the $165 million in ECCR being requested. Like the CCR costs,

without documentation of ECCR spending in Georgia Power’s supporting

testimony, the Commission is unable to determine if these costs are both

reasonable and prudently incurred. In the examples that I give in Section IV,

above, Ms. Jessica Bednarcik from Duke Energy provides descriptive testimony

of the utility’s costs and closure plans related to its ash ponds tied to the numbers

presented in her both her testimony and supporting exhibits. Similarly, Mr. Paul

of Detroit Edison provides direct testimony supporting his numbers for projected

capital expenditures at the utility’s steam plants.

The Company also should have indeed included cost information related to

specific environmental controls, and the timing of those controls, in its related

supporting documentation.

**Why is it important that Georgia Power provide this additional information?**

My testimony on Georgia Power’s 2019 Integrated Resource Plan in Docket No.

42310 presents capacity expansion modeling results demonstrating that the

retirement of Plant Bowen prior to 2024 is more cost effective for ratepayers than

continuing to operate the plant.37 Continued operation would require capital

spending for Effluent Limitation Guidelines (ELG) compliance and should not be

given cost recovery. In the IRP docket, the Commission ordered that capital

spending at Bowen be limited. During testimony at the rebuttal hearing, the

Company confirmed that it did not intend to spend any money on ELG

37

Direct Testimony of Rachel S. Wilson before the Georgia Public Service Commission. Docket No. 42310. April 25,

2019. Available at: [https://psc.ga.gov/search/facts-document/?documentId=176702](http://https://psc.ga.gov/search/facts-document/?documentId=176702)

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 23**

1

2

3

4

5

6

7

8

**Q**

**A**

compliance at Bowen. Without information related to specific environmental

controls, by plant, the Commission is unable to determine if the Company is

complying with that order. At the very least, Georgia Power’s ELG line item

budget should have indicated the spending being proposed for Bowen and

confirm that it is below the cap set in the IRP docket.

**What is your recommendation with respect to cost recovery for ELG**

**spending?**

I would recommend that the Commission request that that Georgia Power confirm

9

10

11

12**VIII.**

that it is not seeking cost recovery for any ELG expenses at Bowen, and disallow

cost recovery on any spending that is above the cap set in the IRP docket, to the

extent that there is any.

**CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS**

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

**Q**

**A**

**Please summarize your conclusions.**

Georgia Power has failed to show the money it has spent on past, incurred costs

associated with CCRs were reasonable and prudent, as the Company did not

provide a cost breakdown or line item expenses for any of its coal plants, ash

basins, or landfills that would allow review of these expenses. This includes the

$241 million CCR ARO regulatory balance that Georgia Power projects to be

under-collected as of December 31, 2019 for which the Company is currently

requesting cost-recovery.38

Similarly, Georgia Power provided no such itemized breakdown for future ash

management costs, despite the fact it is requesting to recover $158 million in

2020, $140 million in 2021, and $227 million in 2022 from its customers. As I

show in Section IV, reasonable utilities provide detailed cost breakdowns to

demonstrate that their spending is prudent. The examples I give are information

that utilities have made publicly available, and there are many more examples in

38

*See* Direct Testimony of Poroch, Adams, Robinson at 26.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 24**

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

**Q**

**Q**

which cost information is confidential, but nonetheless available to utility

regulators and intervenors. Georgia Power failed to provide justification for its

past and future CCR costs, either publicly or as trade secret information. It is thus

impossible to make a determination as to the reasonableness or prudency of its

estimates. This also applies to the Company’s ECCR request for $165 million,

which requires additional support in the form of descriptive testimony and greater

cost detail.

Lastly, the Company bases its closure plans on permit applications rather than

actual permits, meaning that these costs can be expected to change if the Georgia

EPD does not approve the plans or alters them. Customers may then have to pay

even more money if Georgia Power must undo parts of its closure plans.

**Please summarize your recommendations.**

First, I recommend that the Commission should disallow the costs that have

already been incurred by Georgia Power because the Company has not presented

any detailed evidence, in the form of a breakdown of costs or line item expenses,

on how this money was spent in order to determine if the expenses were

reasonable and prudent. Cost recovery should also not be allowed to the extent

that the historical CCR storage and disposal did not comply with state and federal

regulations.

Second, the Commission disallow recovery for future expenses for the same lack

of detailed information as with past expenditures. The EPD has not yet approved

Georgia Power’s closure plans and issued the necessary permits, so it is not yet

known if the Company’s proposed plans follow state and federal law. The

Commission may also want to withhold cost recovery on these future CCR costs

until permits are issued. With respect to any future spending on ELG compliance

at the Bowen plant, I would recommend that the Commission disallow cost

recovery on any spending that is above the cap set in the IRP docket, to the extent

that Georgia Power is seeking recovery of these costs.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 25**

1



2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

**Q**

**A**

Third, I recommend that the Commission order Georgia Power to issue a Request

for Proposal (RFP) on the beneficial uses of coal ash before estimated costs are

accepted for rate recovery, similar to what was done by the Virginia General

Assembly in the case of Dominion. This has the potential to result in substantial

cost savings to ratepayers.

Finally, I recommend that the Commission initiate a separate hearing specifically

to address the Company’s CCR Asset Recovery Obligation (ARO) compliance

costs, both historical and forward-going since the closure of these ash basins and

landfills are a multi-billion-dollar expense spanning fifty or more years.

**Does this conclude your direct testimony?**

Yes, it does.

Date: October 17, 2019

Rachel Wilson

Principal Associate

Synapse Energy Economics, Inc.

**Direct Testimony of Rachel S. Wilson**

**Page 26**

|  |  |
| --- | --- |
| EXHIBIT RW-1 | Resume of Rachel S. Wilson |

**Rachel Wilson,** Principal Associate



Synapse Energy Economics I 485 Massachusetts Avenue, Suite 2 I Cambridge, MA 02139 I 617-453-7044

rwilson@synapse-energy.com

**PROFESSIONAL EXPERIE NCE**

**Synapse Energy Economics Inc.**, Cambridge, MA.*Principal Associate*, April 2019 – present*, Senior*

*Associate*, 2013 – 2019,*Associate*, 2010 – 2013,*Research Associate*, 2008 – 2010.

Provides consulting services and expert analysis on a wide range of issues relating to the electricity and

natural gas sectors including: integrated resource planning; federal and state clean air policies;

emissions from electricity generation; electric system dispatch; and environmental compliance

technologies, strategies, and costs. Uses optimization and electricity dispatch models, including

Strategist, PLEXOS, EnCompass, PROMOD, and PROSYM/Market Analytics to conduct analyses of utility

service territories and regional energy markets.

**Analysis Group, Inc.**, Boston, MA.

*Associate*, 2007 ‒ 2008,*Senior Analyst Intern*, 2006 ‒ 2007.

Provided litigation support and performed data analysis on various topics in the electric sector, including

tradeable emissions permitting, coal production and contractual royalties, and utility financing and rate

structures. Contributed to policy research, reports, and presentations relating to domestic and

international cap-and-trade systems and linkage of international tradeable permit systems. Managed

analysts’ work processes and evaluated work products.

**Yale Center for Environmental Law and Policy**, New Haven, CT.*Research Assistant*, 2005 – 2007.

Gathered and managed data for the Environmental Performance Index, presented at the 2006 World

Economic Forum. Interpreted statistical output, wrote critical analyses of results, and edited report

drafts. Member of the team that produced*Green to Gold*, an award-winning book on corporate

environmental management and strategy. Managed data, conducted research, and implemented

marketing strategy.

**Marsh Risk and Insurance Services, Inc.**, Los Angeles, CA.*Risk Analyst*, Casualty Department, 2003 –

2005.

Evaluated Fortune 500 clients’ risk management programs/requirements and formulated strategic plans

and recommendations for customized risk solutions. Supported the placement of $2 million in insurance

premiums in the first year and $3 million in the second year. Utilized quantitative models to create loss

forecasts, cash flow analyses and benchmarking reports. Completed a year-long Graduate Training

Program in risk management; ranked #1 in the western region of the US and shared #1 national ranking

in a class of 200 young professionals.

Rachel Wilson page 1 of 6

**EDUCATION**

**Yale School of Forestry & Environmental Studies**, New Haven, CT

Masters of Environmental Management, concentration in Law, Economics, and Policy with a focus on

energy issues and markets, 2007

**Claremont McKenna College**, Claremont, California

Bachelor of Arts in Environment, Economics, Politics (EEP), 2003.*Cum laude* and EEP departmental

honors.

**School for International Training**, Quito, Ecuador

Semester abroad studying Comparative Ecology. Microfinance Intern – Viviendas del Hogar de Cristo in

Guayaquil, Ecuador, Spring 2002.

**ADDITIONAL SKILLS AND ACCOMPLISHMENTS**

• Microsoft Office Suite, Lexis-Nexis, Platts Energy Database, Strategist, PROMOD,

PROSYM/Market Analytics, EnCompass, and PLEXOS, some SAS and STATA.

• Competent in oral and written Spanish.

• Hold the Associate in Risk Management (ARM) professional designation.

**PUBLICATIONS**

Camp, E., B. Fagan, J. Frost, D. Glick, A. Hopkins, A. Napoleon, N. Peluso, K. Takahashi, D. White, R.

Wilson, T. Woolf. 2018.*Phase 1 Findings on Muskrat Falls Project Rate Mitigation.* Prepared by Synapse

Energy Economics for Board of Commissioners of Public Utilities, Province of Newfoundland and

Labrador.

Allison, A., R. Wilson, D. Glick, J. Frost. 2018.*Comments on South Africa 2018 Integrated Resource Plan.*

Prepared by Synapse Energy Economics for Centre for Environmental Rights.

Hall, J., R. Wilson, J. Kallay. 2018.*Effects of the Draft CAFE Standard Rule on Vehicle Safety*. Prepared by

Synapse Energy Economics on behalf of Consumers Union.

Whited, M., A. Allison, R. Wilson. 2018.*Driving Transportation Electrification Forward in New York:*

*Considerations for Effective Transportation Electrification Rate Design*. Prepared by Synapse Energy

Economics on behalf of the Natural Resources Defense Council.

Wilson, R., S. Fields, P. Knight, E. McGee, W. Ong, N. Santen, T. Vitolo, E. A. Stanton. 2016.*Are the*

*Atlantic Coast Pipeline and the Mountain Valley Pipeline Necessary? An examination of the need for*

*additional pipeline capacity in Virginia and Carolinas.* Synapse Energy Economics for Southern

Environmental Law Center and Appalachian Mountain Advocates.

Rachel Wilson page 2 of 6

Wilson, R., T. Comings, E. A. Stanton. 2015.*Analysis of the Tongue River Railroad Draft Environmental*

*Impact Statement.* Synapse Energy Economics for Sierra Club and Earthjustice.

Wilson, R., M. Whited, S. Jackson, B. Biewald, E. A. Stanton. 2015.*Best Practices in Planning for Clean*

*Power Plan Compliance.* Synapse Energy Economics for the National Association of State Utility

Consumer Advocates.

Luckow, P., E. A. Stanton, S. Fields, B. Biewald, S. Jackson, J. Fisher, R. Wilson. 2015.*2015 Carbon Dioxide*

*Price Forecast.* Synapse Energy Economics.

Stanton, E. A., P. Knight, J. Daniel, B. Fagan, D. Hurley, J. Kallay, E. Karaca, G. Keith, E. Malone, W. Ong, P.

Peterson, L. Silvestrini, K. Takahashi, R. Wilson. 2015.*Massachusetts Low Gas Demand Analysis: Final*

*Report.* Synapse Energy Economics for the Massachusetts Department of Energy Resources.

Fagan, B., R. Wilson, D. White, T. Woolf. 2014.*Filing to the Nova Scotia Utility and Review Board on*

*Nova Scotia Power’s October 15, 2014 Integrated Resource Plan: Key Planning Observations and Action*

*Plan Elements.* Synapse Energy Economics for the Nova Scotia Utility and Review Board.

Wilson, R., B. Biewald, D. White. 2014.*Review of BC Hydro's Alternatives Assessment Methodology*.

Synapse Energy Economics for BC Hydro.

Wilson, R., B. Biewald. 2013.*Best Practices in Electric Utility Integrated Resource Planning: Examples of*

*State Regulations and Recent Utility Plans.* Synapse Energy Economics for Regulatory Assistance Project.

Fagan, R., P. Luckow, D. White, R. Wilson. 2013.*The Net Benefits of Increased Wind Power in PJM.*

Synapse Energy Economics for Energy Future Coalition.

Hornby, R., R. Wilson. 2013.*Evaluation of Merger Application filed by APCo and WPCo.* Synapse Energy

Economics for West Virginia Consumer Advocate Division.

Johnston, L., R. Wilson. 2012.*Strategies for Decarbonizing Electric Power Supply.* Synapse Energy

Economics for Regulatory Assistance Project, Global Power Best Practice Series, Paper #6.

Wilson, R., P. Luckow, B. Biewald, F. Ackerman, E. Hausman. 2012.*2012 Carbon Dioxide Price Forecast.*

Synapse Energy Economics.

Hornby, R., R. Fagan, D. White, J. Rosenkranz, P. Knight, R. Wilson. 2012.*Potential Impacts of Replacing*

*Retiring Coal Capacity in the Midwest Independent System Operator (MISO) Region with Natural Gas or*

*Wind Capacity.* Synapse Energy Economics for Iowa Utilities Board.

Fagan, R., M. Chang, P. Knight, M. Schultz, T. Comings, E. Hausman, R. Wilson. 2012.*The Potential Rate*

*Effects of Wind Energy and Transmission in the Midwest ISO Region*. Synapse Energy Economics for

Energy Future Coalition.

Fisher, J., C. James, N. Hughes, D. White, R. Wilson, and B. Biewald. 2011.*Emissions Reductions from*

*Renewable Energy and Energy Efficiency in California Air Quality Management Districts.* Synapse Energy

Economics for California Energy Commission.

Rachel Wilson page 3 of 6

Wilson, R. 2011.*Comments Regarding MidAmerican Energy Company Filing on Coal-Fired Generation in*

*Iowa*. Synapse Energy Economics for the Iowa Office of the Consumer Advocate.

Hausman, E., T. Comings, R. Wilson, and D. White. 2011.*Electricity Scenario Analysis for the Vermont*

*Comprehensive Energy Plan 2011*. Synapse Energy Economics for Vermont Department of Public Service.

Hornby, R., P. Chernick, C. Swanson, D. White, J. Gifford, M. Chang, N. Hughes, M. Wittenstein, R.

Wilson, B. Biewald. 2011.*Avoided Energy Supply Costs in New England: 2011 Report*. Synapse Energy

Economics for Avoided-Energy-Supply-Component (AESC) Study Group.

Wilson, R., P. Peterson. 2011.*A Brief Survey of State Integrated Resource Planning Rules and*

*Requirements*. Synapse Energy Economics for American Clean Skies Foundation.

Johnston, L., E. Hausman., B. Biewald, R. Wilson, D. White. 2011.*2011 Carbon Dioxide Price Forecast*.

Synapse Energy Economics.

Fisher, J., R. Wilson, N. Hughes, M. Wittenstein, B. Biewald. 2011.*Benefits of Beyond BAU: Human,*

*Social, and Environmental Damages Avoided Through the Retirement of the US Coal Fleet*. Synapse

Energy Economics for Civil Society Institute.

Peterson, P., V. Sabodash, R. Wilson, D. Hurley. 2010.*Public Policy Impacts on Transmission Planning*.

Synapse Energy Economics for Earthjustice.

Fisher, J., J. Levy, Y. Nishioka, P. Kirshen, R. Wilson, M. Chang, J. Kallay, C. James. 2010*. Co-Benefits of*

*Energy Efficiency and Renewable Energy in Utah: Air Quality, Health and Water Benefits.* Synapse Energy

Economics, Harvard School of Public Health, Tufts University for State of Utah Energy Office.

Fisher, J., C. James, L. Johnston, D. Schlissel, R. Wilson. 2009.*Energy Future: A Green Alternative for*

*Michigan*. Synapse Energy Economics for Natural Resources Defense Council (NRDC) and Energy

Foundation.

Schlissel, D., R. Wilson, L. Johnston, D. White. 2009.*An Assessment of Santee Cooper’s 2008 Resource*

*Planning*. Synapse Energy Economics for Rockefeller Family Fund.

Schlissel, D., A. Smith, R. Wilson. 2008.*Coal-Fired Power Plant Construction Costs*. Synapse Energy

Economics.

**TESTIMONY**

**Washington Utilities and Transportation Commission (Dockets UE-170485 & UG-170486):** Response

testimony regarding Avista Corporation's production cost modeling. On behalf of Public Counsel Unit of

the Washington Attorney General's Office. October 27, 2017.

**Texas Public Utilities Commission (SOAH Docket No. 473-17-1764, PUC Docket No. 46449):** Cross-

rebuttal testimony evaluating Southwestern Electric Power Company’s application for authority to

change rates to recover the costs of investments in pollution control equipment. On behalf of Sierra

Club and Dr. Lawrence Brough. May 19, 2017.

Rachel Wilson page 4 of 6

**Texas Public Utilities Commission (SOAH Docket No. 473-17-1764, PUC Docket No. 46449):** Direct

testimony evaluating Southwestern Electric Power Company’s application for authority to change rates

to recover the costs of investments in pollution control equipment. On behalf of Sierra Club and Dr.

Lawrence Brough. April 25, 2017.

**Virginia State Corporation Commission (Case No. PUE-2015-00075):** Direct testimony evaluating the

petition for a Certificate of Public Convenience and Necessity filed by Virginia Electric and Power

Company to construct and operate the Greensville County Power Station and to increase electric rates

to recover the cost of the project. On behalf of Environmental Respondents. November 5, 2015.

**Missouri Public Service Commission (Case No. ER-2014-0370):** Direct and surrebuttal testimony

evaluating the prudence of environmental retrofits at Kansas City Power & Light Company’s La Cygne

Generating Station. On behalf of Sierra Club. April 2, 2015 and June 5, 2015.

**Oklahoma Corporation Commission (Cause No. PUD 201400229):** Direct testimony evaluating the

modeling of Oklahoma Gas & Electric supporting its request for approval and cost recovery of a Clean Air

Act compliance plan and Mustang modernization, and presenting results of independent Gentrader

modeling analysis. On behalf of Sierra Club. December 16, 2014.

**Michigan Public Service Commission (Case No. U-17087)**: Direct testimony before the Commission

discussing Strategist modeling relating to the application of Consumers Energy Company for the

authority to increase its rates for the generation and distribution of electricity. On behalf of the

Michigan Environmental Council and Natural Resources Defense Council. February 21, 2013.

**Indiana Utility Regulatory Commission (Cause No. 44217)**: Direct testimony before the Commission

discussing PROSYM/Market Analytics modeling relating to the application of Duke Energy Indiana for

Certificates of Public Convenience and Necessity. On behalf of Citizens Action Coalition, Sierra Club, Save

the Valley, and Valley Watch. November 29, 2012.

**Kentucky Public Service Commission (Case No. 2012-00063)**: Direct testimony before the Commission

discussing upcoming environmental regulations and electric system modeling relating to the application

of Big Rivers Electric Corporation for a Certificate of Public Convenience and Necessity and for approval

of its 2012 environmental compliance plan. On behalf of Sierra Club. July 23, 2012.

**Kentucky Public Service Commission (Case No. 2011-00401)**: Direct testimony before the Commission

discussing STRATEGIST modeling relating to the application of Kentucky Power Company for a Certificate

of Public Convenience and Necessity, and for approval of its 2011 environmental compliance plan and

amended environmental cost recovery surcharge. On behalf of Sierra Club. March 12, 2012.

**Kentucky Public Service Commission (Case No. 2011-00161 and Case No. 2011-00162)**: Direct

testimony before the Commission discussing STRATEGIST modeling relating to the applications of

Kentucky Utilities Company, and Louisville Gas and Electric Company for Certificates of Public

Convenience and Necessity, and approval of its 2011 compliance plan for recovery by environmental

surcharge. On behalf of Sierra Club and Natural Resources Defense Council (NRDC). September 16, 2011.

Rachel Wilson page 5 of 6

**Minnesota Public Utilities Commission (OAH Docket No. 8-2500-22094-2 and MPUC Docket No. E-**

**017/M-10-1082)**: Rebuttal testimony before the Commission describing STRATEGIST modeling

performed in the docket considering Otter Tail Power’s application for an Advanced Determination of

Prudence for BART retrofits at its Big Stone plant***.*** On behalf of Izaak Walton League of America, Fresh

Energy, Sierra Club, and Minnesota Center for Environmental Advocacy. September 7, 2011.

**PRESENTATIONS**

Wilson, R. 2017. “Integrated Resource Planning: Past, Present, and Future.” Presentation for the

Michigan State University Institute of Public Utilities Grid School. March 29, 2017.

Wilson, R. 2015. “Best Practices in Clean Power Plan Planning.” NASEO/ACEEE Webinar. June 29, 2015.

Wilson, R. 2009. “The Energy-Water Nexus: Interactions, Challenges, and Policy Solutions.” Presentation

for the National Drinking Water Symposium. October 13, 2009.

*Resume dated April 2019*

Rachel Wilson page 6 of 6

|  |  |
| --- | --- |
| EXHIBIT RW-2 | Company response to STF-L&A 5-13 Amended**TRADE SECRET** |

|  |  |
| --- | --- |
| EXHIBIT RW-3 | Company response to STF-L&A 10-1**TRADE SECRET** |

|  |  |
| --- | --- |
| EXHIBIT RW-4 | Expert report of Global Environmental, LLC/Mark Quarles |

|  |  |
| --- | --- |
| EXHIBIT RW-5 | Excerpt of Bednarcik Exhibit 4 from the Direct Testimony of  Jessica L. Bednarcik Before the North Carolina Utilities  Commission |

|  |  |
| --- | --- |
| EXHIBIT RW-6 | Paul Exhibit A-12 Schedule B5.1, from the Direct Testimony of  Matthew Paul Before the Michigan Public Service Commission |

**Michigan Public Service Commission**

**DTE Electric Company**

**Projected Capital Expenditures**

**Steam, Hydraulic and**

**Other Power Generation**

**($000)**

Case No.:

Exhibit:

Schedule:

Witness:

Page:

U-20162

A-12

B5.1

M. T. Paul

1 of 9

(a)

(b)

(c)

(d)

(e)

(f)

(g)

**Line**

**No.**

**Description**

**Historical**

**12 mos. ended**

**12/31/2017**

**Capital Expenditures**

**Projected Bridge Period**

**12 mos. ending** **4 mos. ending** **16 mos. ending**

**12/31/2018** **4/30/2019** **4/30/2019**

**Projected Test Year**

**12 mos. ending**

**4/30/2020**

**Reference**

*col. (c)+(d)*

1

**Steam Power Generation**

2

3

4

Routine

Non-Routine

Total Steam Power Generation

216,167

31,994

248,162

152,894

35,318

188,212

50,445

28,627

79,072

203,339

63,945

267,284

148,436

75,572

224,008

Exh A-12, B5.1 page 4

Exh A-12, B5.1 page 2

5

**Hydraulic Power Generation**

6

7

8

Routine

Non-Routine

Total Hydraulic Power Generation

2,529

58,591

61,120

3,242

43,980

47,222

2,257

13,029

15,286

5,499

57,009

62,508

5,397

35,579

40,976

Exh A-12, B5.1 page 4

Exh A-12, B5.1 page 2

9

**Other Power Generation**

10

11

12

13

Routine

Non-Routine

Total Other Power Generation

Grand Total

26,456

32,497

58,953

368,234

28,123

130,237

158,359

393,793

4,275

273,612

277,887

372,245

32,398

403,849

436,246

766,038

20,008

275,564

295,572

560,556

Exh A-12, B5.1 page 4

Exh A-12, B5.1 page 2

**Michigan Public Service Commission**

**DTE Electric Company**

**Projected Capital Expenditures**

**Steam, Hydraulic, and**

**Other Power Generation -- Non-Routine**

**($000)**

Case No.:

Exhibit:

Schedule:

Witness:

Page:

U-20162

A-12

B5.1

M. T. Paul

2 of 9

(a)

(b)

(c)

(d)

(e)

(f)

**Historical**

**Capital Expenditures**

**Projected Bridge Period**

**Projected Test Year**

**Line**

**No.**

**Description**

**12 mos. ended**

**12/31/2017**

**12 mos. ending**

**12/31/2018**

**4 mos. ending**

**4/30/2019**

**16 mos. ending**

**4/30/2019**

**12 mos. ending**

**4/30/2020**

*col. (c)+(d)*

1

**Steam Power Generation - Non-Routine Additions:**

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

Monroe Dry Fly Ash Basin

Monroe Fly Ash Basin Vertical Extension

Monroe Coal Combustible Residuals Transfer Pad

Monroe ELG Fly Ash Dry Conversion

Monroe Dry Fly Ash Processing

Monroe Site Security

DSI/ACI Control Projects

316b

St Clair Fire Restoration

St Clair Fire Insurance Recovery

Trenton Channel Aux Boiler & Main Steam Reducing Station

Trenton Channel Ash Handling & Sibley Quarry Landfill

Total Steam Power Generation - Non-Routine

3,301

4,232

3,377

2,419

-

7,539

1,129

1,225

24,786

(23,850)

817

788

25,762

124

115

428

11,250

1,100

3,644

285

1,000

-

(14,850)

(18)

1,011

4,088

-

-

-

8,927

8,333

1,333

-

118

-

-

-

18,711

124

115

428

20,177

9,433

4,978

285

1,118

-

(14,850)

(18)

1,011

22,799

-

-

-

21,437

24,667

2,667

-

160

-

-

-

-

48,930

15

Steam Power Generation - Non-Routine Removals:

16

17

18

19

20

21

22

23

24

River Rouge Bottom Ash Remediation

St. Clair Scrubber Basin Remediation

Monroe Inactive Impoundment Remediation

Harbor Beach Decommissioning

Conners Creek Decommissioning

River Rouge Decommissioning

Trenton Channel Decommissioning

Steam Power Generation - Non-Routine Removals - TOTALS

Steam Power Generation - Non-Routine - TOTALS

282

398

841

2,111

601

998

1,001

6,232

31,994

2,728

3,841

2,220

9,480

11,050

1,000

910

31,229

35,318

-

-

7,595

-

1,973

191

157

9,916

28,627

2,728

3,841

9,815

9,480

13,023

1,191

1,067

41,146

63,945

-

-

5,405

-

18,332

1,942

963

26,642

75,572

25

**Hydraulic Power Generation - Non-Routine:**

26

27

28

Ludington Upgrades

Ludington Transformers

Hydraulic Power Generation - Non-Routine - TOTALS

50,831

7,759

58,591

36,980

7,000

43,980

12,959

70

13,029

49,939

7,070

57,009

27,189

8,390

35,579

29

**Other Power Generation - Non-Routine:**

30

31

32

33

34

Combined Cycle - 2022

Peaker Site Security & Blackstart

Ford CHP Unit

Other Power Generation - Non-Routine - TOTALS

TOTAL NON-ROUTINE

31,871

626

-

32,497

123,082

92,425

83

37,729

130,237

209,534

271,191

333

2,088

273,612

315,269

363,616

416

39,817

403,849

524,803

252,414

667

22,483

275,564

386,715

**Michigan Public Service Commission**

**DTE Electric Company**

**Projected Capital Expenditures**

**Steam, Hydraulic, Environmental**

**and Other Power Generation - St. Clair Outage Event**

**($000)**

(a)

**Line**

Case No.:

Exhibit:

Schedule:

Witness:

Page:

U-20162

A-12

B5.1

M. T. Paul

3 of 9

(b)

**Capital Expenditures**

**Historical**

**12 mos. ended**

**No.**

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

31

32

33

**Description**

Boiler House Window Replacement

Bridge Crane Restoration

Turbine Area Lead and Asbestos Abatement

Turbine Deck Lighting Replacement

Turbine Vent Fans Replacement

Turbine Window Replacement

Turbine Roof Replacement

Unit 1 to 3 Power Batteries (North and South) Replacement

Misc Electrical Panels, Breakers and Transformers Replacement

Asbestos and Lead Abatement/Removal

Computer Equipment Replacement

Plant Radio System Replacement

Central Control Room Annunciator Replacement

Sub Total

Unit 1 LP Generator Brush Holder Assembly Replacement

Unit 1 HP and LP Exciter Cables Replacement

Unit 1 Generators Neutral Bus Cable Replacement

Unit 5 Asbestos Removal

Unit 6 Uninterruptible Power Supply (UPS) Replacement

Unit 6 Control Battery Chargers Replacement

Unit 6 Control Battery DC Distribution System Replacement

Unit 6 Replace #1 Boiler Water Circulating Pump

Unit 6 Replace #1 Boiler Water Circulating Pump

Unit 6 Replace #2 Boiler Water Circulating Pump

Unit 6 Replace #3 Boiler Water Circulating Pump

Unit 6 Replace #4 Boiler Water Circulating Pump

Unit 7 turbine dissembly, reassembly and inspection

Unit 7 Replace #2 Boiler Water Circulating Pump

Unit 7 Condenser Expansion Joints

Unit 7 MTG Front Standard Control & Monitoring System

Unit 7 MTG Restoration (other than LP1)

Sub Total

Total

**Unit**

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Unit 1

Unit 1

Unit 1

Unit 5

Unit 6

Unit 6

Unit 6

Unit 6

Unit 6

Unit 6

Unit 6

Unit 6

Unit 7

Unit 7

Unit 7

Unit 7

Unit 7

Units

**12/31/2017**

2,719

-

-

-

-

-

-

4

289

3,360

25

184

40

6,621

-

-

-

-

-

-

152

-

409

-

9

(5)

10,708

425

67

6,073

328

18,165

24,786

**Michigan Public Service Commission**

**DTE Electric Company**

**Projected Capital Expenditures**

**Steam, Hydraulic, and**

**Other Power Generation -- Routine**

**($000)**

Case No.:

Exhibit:

Schedule:

Witness:

Page:

U-20162

A-12

B5.1

M. T. Paul

4 of 9

(a)

(b)

(c)

(d)

(e)

(f)

**Line**

**No.**

**Total Capital - Routine**

**Historical**

**12 mos. ended**

**12/31/2017**

**Capital Expenditures**

**Projected Bridge Period**

**12 mos. ending 4 mos. ending 16 mos. ending**

**12/31/2018** **4/30/2019** **4/30/2019**

**Projected Test Year**

**12 mos. ending**

**4/30/2020**

**DATA BY SITE**

*col. (c)+(d)*

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

Fleet Support Services

Greenwood

Belle River/Range Road

St. Clair

River Rouge

Trenton Channel/Sibley Quarry

Monroe

Subtotal Steam Power Generation

Hydraulic Power Generation

Other Power Generation

Total by Site

3,156

6,956

29,945

32,446

5,371

7,917

130,376

216,167

2,529

26,456

245,152

2,832

1,826

11,571

15,626

3,076

6,027

111,936

152,894

3,242

28,123

184,259

257

600

8,747

4,259

467

1,700

34,416

50,445

2,257

4,275

56,976

3,088

2,426

20,317

19,885

3,543

7,727

146,352

203,339

5,499

32,398

241,235

770

2,500

27,983

11,373

1,400

4,200

100,210

148,436

5,397

20,008

173,841

**DATA BY MAJOR CATEGORY**

12

13

14

15

16

17

18

19

Reliability Tier 1 Units

Reliability Tier 2 Units

Fleet Support Services

Safety/Combustible Dust

Minor Environmental

Hydraulic Power Generation - Ludington

Other Power Generation - Peakers

Total by Major Category

132,466

40,298

3,156

25,029

15,219

2,529

26,456

245,152

92,744

20,136

2,832

25,493

11,689

3,242

28,123

184,259

33,824

4,759

257

7,812

3,793

2,257

4,275

56,976

126,568

24,895

3,088

33,306

15,482

5,499

32,398

241,235

103,289

13,640

770

20,021

10,717

5,397

20,008

173,841

**Michigan Public Service Commission**

**DTE Electric Company**

**Projected Capital Expenditures**

**Years 2017 to 2020**

**Routine Maintenance Projects greater than $1M**

Case No.:

Exhibit:

Schedule:

Witness:

Page:

U-20162

A-12

B5.1

M. T. Paul

5 of 9

(a)

(b)

(c)

(d)

(e)

(f)

(g)

(h)

**Line**

**Calendar**

**High Level**

**Lower Level**

**No.**

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

31

32

33

34

35

36

37

38

39

40

41

42

43

44

45

46

47

48

49

50

51

52

53

**Facility**

Belle River/Range Road

Belle River/Range Road

Belle River/Range Road

Belle River/Range Road

Belle River/Range Road

Belle River/Range Road

Belle River/Range Road

Greenwood

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Monroe without Large Enviro.

Peakers

Peakers

Peakers

Peakers

Peakers

Peakers

Peakers

St. Clair

St. Clair

St. Clair

St. Clair

St. Clair

St. Clair

St. Clair

St. Clair

St. Clair

St. Clair

**Year**

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

2017

**Unit**

2

2

2

2

2

Common

Common

1

1

1

1

1

1

1

2

2

2

2

2

2

2

2

3

3

4

4

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Belle River

Delray

Delray

Delray

Northeast

Renaissance

Superior

6

7

7

7

7

7

7

7

7

Common

**Breakdown**

Reliability

Combustible Dust

Safety

Reliability

Reliability

Minor Environmental

Reliability

Safety

Reliability

Reliability

Minor Environmental

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Minor Environmental

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Minor Environmental

Reliability

Safety

Reliability

Reliability

Combustible Dust

Combustible Dust

Combustible Dust

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Safety

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

**Breakdown**

Reliability Boiler

Common System

Reliability Turbine

Reliability Turbine

Reliability Boiler

Common System

Common System

Reliability Turbine

Reliability Boiler

Reliability Turbine

Air Quality

Reliability Turbine

Reliability Boiler

Common System

Reliability Boiler

Reliability Boiler

Air Quality

Reliability Boiler

Reliability Turbine

Common System

Reliability Boiler

Reliability Boiler

Common System

Reliability Boiler Feedwater System

Air Quality

Reliability Turbine

Common System

Common System

Common System

Common System

Common System

Common System

Capacity Electrical

Common System

Common System

Common System

Capacity Electrical

Reliability Turbine

Reliability Turbine

Reliability Turbine

Reliability Turbine

Reliability Turbine

Reliability Turbine

Reliability Turbine

Common System

Common System

Reliability Boiler

Air Quality

Reliability Turbine

Reliability Boiler

Reliability Boiler

Reliability Turbine

Common System

**Description**

Unit 2 Expansion Joints

Fuel Supply Unit 2 Coal Silo and Conveyor Belt Dust Collecter

Unit 2 HP & IP Turbine Valves

Unit 2 HP Turbine

Unit 2 Waterwall and Lower Slope Tubes

Range Road Landfill Capping

Fuel Supply Coal Crusher 1

Unit 1 Turbine Valves

Unit 1 Waterwall Tubes

Unit 1 South Boiler Feed Pump Turbine Blades

Unit 1 SCR Catalyst Layers 2 & 4

Unit 1 North Boiler Feed Pump Turbine Blades

Unit 1 Secondary Superheat Inlet Pendants

Unit 1 Coal Mill 1-2, 1-4 and 1-5 Silos

Unit 2 Economizer Tubes

Unit 2 Reheat Outlet Pendant Dutchmen

Unit 2 SCR Catalyst Layers 2 & 4

Unit 2 Horizontal Reheater Tubes

Unit 2 Generator

Unit 2 Dynamic Classifiers for Coal Mills 1-7

Unit 2 Secondary Superheat Inlet Pendants

Unit 2 Waterwall Tubes

Unit 3 Coal Mill 3-4

Unit 3 Main Unit Condenser

Unit 4 SCR Catalyst Layer 2

Unit 4 North Boiler Feed Pump Turbine Blades

Fuel Supply Street Lighting

Fuel Supply Caterpillar D10 Dozer

Fuel Supply Caterpillar D10 Dozer

Fuel Supply Coal Crusher Sizing Grid & Bypass Chute

Fuel Supply Unit 1 & 2 Cascade Counterweight Room

Fuel Supply Dust Collector 1

Fuel Supply Control System

Outlet Canal Gates

Make-Up Water System

#8 Sootblowing Air Compressor

Belle River 12-1, 12-2 & 13-1 Peakers Control System

Delray 12-1 Peaker Generator Field

Delray 11-1 Peaker Turbine Hot Gas Path

Delray 12-1 Peaker Turbine Hot Gas Path

Northeast 12-1 Peaker Turbine Combustion Cans & Hot Gas Path

Renaissance Unit 2 Peaker Combustion Cans

Superior 11-4 Peaker Turbine Combustion Cans & Hot Gas Path

Unit 6 LP1 & LP2 Turbine L-0 Blades

Unit 7 Coal Mill D

Unit 7 Coal Bunker Walls

Unit 7 North & South Air Preheater Baskets (Cold End)

Unit 7 Stack Liner Insulation

Unit 7 MTG Low Pressure Turbine LP1 Blades

Unit 7 Front & Rear Reheat Pendants

Unit 7 Waterwall Tubes

Unit 7 MTG Low Pressure Turbine LP2 Blades

Fuel Supply Caterpillar D10 Dozer

**Key Concept**

Flue Gas

Fuel System

Turbine

Turbine

WW Tubes

Land

Fuel System

Turbine

WW Tubes

Turbine

Boiler Emissions

Turbine

SH/RH Tubes

Fuel System

Econ Tubes

SH/RH Tubes

Boiler Emissions

SH/RH Tubes

Generator

Fuel System

SH/RH Tubes

WW Tubes

Fuel System

Condenser

Boiler Emissions

Turbine

Lighting

Fuel System

Fuel System

Fuel System

Fuel System

Fuel System

Fuel System

Water

Water

Plant Air

Peakers

Peakers

Peakers

Peakers

Peakers

Peakers

Peakers

Turbine

Fuel System

Fuel System

Air Heater

Boiler Emissions

Turbine

SH/RH Tubes

WW Tubes

Turbine

Fuel System

**Amount**

1,284,449

1,391,299

2,268,501

4,357,466

7,448,930

1,352,322

2,057,959

2,268,048

1,023,415

1,355,185

1,376,299

1,385,904

1,988,287

2,458,553

1,768,425

2,100,366

2,557,554

2,661,027

3,994,771

6,773,278

11,169,618

15,470,599

1,188,738

1,805,902

1,201,747

1,202,189

1,175,053

1,398,009

1,408,953

1,452,340

1,637,279

3,317,392

3,609,547

1,229,027

1,784,890

4,185,225

1,805,737

1,711,751

3,955,931

4,046,178

3,597,118

2,417,370

2,884,787

2,344,827

1,025,211

1,082,849

1,119,316

1,120,690

1,278,107

2,886,668

3,387,643

3,985,782

1,487,172

54

**Total 2017 Projects**

**145,245,684**

**Michigan Public Service Commission**

**DTE Electric Company**

**Projected Capital Expenditures**

**Years 2017 to 2020**

**Routine Maintenance Projects greater than $1M**

Case No.:

Exhibit:

Schedule:

Witness:

Page:

U-20162

A-12

B5.1

M. T. Paul

6 of 9

(a)

(b)

(c)

(d)

(e)

(f)

(g)

(h)

**Line**

**Calendar**

**High Level**

**Lower Level**

**No.**

**Facility**

**Year**

**Unit**

**Breakdown**

**Breakdown**

**Description**

**Key Concept**

**Amount**

55 Belle River/Range Road

56 Monroe without Large Enviro.

57 Monroe without Large Enviro.

58 Monroe without Large Enviro.

59 Monroe without Large Enviro.

60 Monroe without Large Enviro.

61 Monroe without Large Enviro.

62 Monroe without Large Enviro.

63 Monroe without Large Enviro.

64 Monroe without Large Enviro.

65 Monroe without Large Enviro.

66 Monroe without Large Enviro.

67 Monroe without Large Enviro.

68 Monroe without Large Enviro.

69 Monroe without Large Enviro.

70 Monroe without Large Enviro.

71 Monroe without Large Enviro.

72 Monroe without Large Enviro.

73 Monroe without Large Enviro.

74 Monroe without Large Enviro.

75 Monroe without Large Enviro.

76 Monroe without Large Enviro.

77 Monroe without Large Enviro.

78 Monroe without Large Enviro.

79 Monroe without Large Enviro.

80 Monroe without Large Enviro.

81 Monroe without Large Enviro.

82 Monroe without Large Enviro.

83 Monroe without Large Enviro.

84 Peakers

85 Peakers

86 Peakers

87 Peakers

88 Peakers

89 Peakers

90 Peakers

91 Peakers

92 Peakers

93 Peakers

94 Peakers

95 River Rouge

96 St. Clair

97 St. Clair

98 Trenton Channel

99 Trenton Channel

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

2018

1

1

1

1

1

1

1

1

1

1

1

1

3

3

3

3

4

4

4

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Belle River

Dean

Delray

Greenwood

Greenwood

Hancock

Hancock

Northeast

Renaissance

Renaissance

Renaissance

3

6

6

9

9

Reliability

Reliability

Safety

Reliability

Safety

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Minor Environmental

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Minor Environmental

Reliability

Reliability

Minor Environmental

Combustible Dust

Safety

Combustible Dust

Combustible Dust

Combustible Dust

Reliability

Safety

Reliability

Reliability

Reliability

Minor Environmental

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Minor Environmental

Reliability

Reliability

Safety

Safety

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability Turbine

Reliability Turbine

Reliability Turbine

Reliability Boiler Feedwater System

Common System

Reliability Boiler

Reliability Boiler

Reliability Boiler

Common System

Air Quality

Reliability Boiler

Reliability Boiler

Reliability Turbine

Reliability Boiler

Common System

Air Quality

Reliability Boiler

Common System

Air Quality

Common System

Capacity Electrical

Common System

Common System

Common System

Capacity Electrical

Common System

Common System

Common System

Common System

Air Quality

Capacity Electrical

Reliability Turbine

Reliability Turbine

Capacity Electrical

Reliability Turbine

Capacity Electrical

Capacity Electrical

Air Quality

Reliability Turbine

Capacity Electrical

Reliability Turbine

Reliability Turbine

Reliability Turbine

Reliability Boiler

Reliability Turbine

Unit 1 HP Turbine

Unit 1 North Boiler Feed Pump Turbine Condenser

Unit 1 Turbine Valves

Unit 1 Feedwater Heater 3

Unit 1 ID Fan Discharge Dampers

Unit 1 Economizer Tubes

Unit 1 Horizontal Reheat Tubes

Unit 1 Expansion Joints

Unit 1 Coal Mill 1-2, 1-4 and 1-5 Silos

Unit 1 SCR Catalyst Layers 2 & 4

Unit 1 Secondary Superheat Inlet Pendants

Unit 1 Waterwall Tubes

Unit 3 South Boiler Feed Pump Turbine Blades

Unit 3 Secondary Superheat Inlet Pendants

Unit 3 Coal Mill 3-3 & 3-4 Silos

Unit 3 SCR Catalyst Layers 1 & 3

Unit 4 Secondary Superheat Inlet Pendants

Unit 4 Coal Mill 4-5 Silo

Unit 4 SCR Catalyst Layer 2

Fuel Supply Coal Crusher Sizing Grid & Bypass Chute

Fuel Supply 480V Breakers

Fuel Supply Train Unloading Tripper Car Chute

Fuel Supply Dust Collector 2

Fuel Supply Dust Collector 3

Fuel Supply Control System

Unit 1 & 2 Precipitator SIR Lifting Rails & Trollies

Make-Up Water System

#8 SBAC Compressor

Station Air Compressors

Belle River Peakers CEMS

Dean 11-1, 11-2, 12-1 & 12-2 Peakers Control System

Delray 12-1 Peaker Turbine Hot Gas Path

Greenwood 11-1 Peaker Combustion Cans

Greenwood 11-1, 11-2 & 12-1 Peakers Control System

Hancock 11-3 Peaker Generator Field

Hancock 12-1 & 12-2 Peakers Control System

Northeast 11-1, 11-2, 11-3, 11-4, & 12-1 Peakers Control System

Renaissance Peakers CEMS Monitoring

Renaissance Unit 4 Peaker Turbine Combustion Cans

Renaissance Units 1-4 Peakers Main Unit Transformer Insulators

Unit 3 Reheat Stop and Intercept Turbine Valves

Unit 6 Turbine Valves

Unit 6 LP1 & LP2 Turbine L-0 Blades

Unit 9 Main Steam Piping Tee

Unit 9 South Boiler Feed Pump Turbine Blades

Turbine

Condenser

Turbine

Feedwater Heater

Fans

Econ Tubes

SH/RH Tubes

Flue Gas

Fuel System

Boiler Emissions

SH/RH Tubes

WW Tubes

Turbine

SH/RH Tubes

Fuel System

Boiler Emissions

SH/RH Tubes

Fuel System

Boiler Emissions

Fuel System

Fuel System

Fuel System

Fuel System

Fuel System

Fuel System

Flue Gas

Water

Plant Air

Plant Air

Peakers

Peakers

Peakers

Peakers

Peakers

Peakers

Peakers

Peakers

Peakers

Peakers

Peakers

Turbine

Turbine

Turbine

Boiler Piping

Turbine

3,700,067

1,008,659

1,200,000

2,148,382

2,617,601

2,900,000

2,900,000

3,296,966

3,328,991

3,777,281

11,853,710

11,928,188

1,329,391

1,752,145

2,213,505

2,244,606

1,100,000

1,800,000

2,342,869

1,715,128

2,121,390

2,200,000

2,638,854

2,682,819

8,321,538

1,024,486

1,356,873

1,490,264

2,629,558

1,000,000

2,352,762

2,430,034

1,800,000

1,933,456

1,000,000

1,144,708

4,000,000

1,000,000

2,594,642

3,110,608

1,614,358

1,500,000

4,065,268

1,571,493

1,696,073

100 **Total 2018 Projects**

**122,436,673**

**Michigan Public Service Commission**

**DTE Electric Company**

**Projected Capital Expenditures**

**Years 2017 to 2020**

**Routine Maintenance Projects greater than $1M**

Case No.:

Exhibit:

Schedule:

Witness:

Page:

U-20162

A-12

B5.1

M. T. Paul

7 of 9

(a)

(b)

(c)

(d)

(e)

(f)

(g)

(h)

**Line**

**Calendar**

**High Level**

**Lower Level**

**No.**

**Facility**

**Year**

**Unit**

**Breakdown**

**Breakdown**

**Description**

**Key Concept**

**Amount**

101 Belle River/Range Road

102 Belle River/Range Road

103 Belle River/Range Road

104 Belle River/Range Road

105 Belle River/Range Road

106 Belle River/Range Road

107 Belle River/Range Road

108 Monroe without Large Enviro.

109 Monroe without Large Enviro.

110 Monroe without Large Enviro.

111 Monroe without Large Enviro.

112 Monroe without Large Enviro.

113 Monroe without Large Enviro.

114 Monroe without Large Enviro.

115 Monroe without Large Enviro.

116 Monroe without Large Enviro.

117 Monroe without Large Enviro.

118 Monroe without Large Enviro.

119 Monroe without Large Enviro.

120 Monroe without Large Enviro.

121 Monroe without Large Enviro.

122 Monroe without Large Enviro.

123 Monroe without Large Enviro.

124 Monroe without Large Enviro.

125 Monroe without Large Enviro.

126 Monroe without Large Enviro.

127 Monroe without Large Enviro.

128 Monroe without Large Enviro.

129 Monroe without Large Enviro.

130 Monroe without Large Enviro.

131 Monroe without Large Enviro.

132 Monroe without Large Enviro.

133 Peakers

134 Peakers

135 Peakers

136 Peakers

137 Peakers

138 St. Clair

139 St. Clair

140 Trenton Channel

141 Trenton Channel

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

2019

1

1

1

1

2

2

Common

2

2

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

3

4

4

4

4

4

Common

Common

Common

Common

Common

Common

Belle River

Fermi

Fermi

Renaissance

Renaissance

7

Common

9

9

Reliability

Safety

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Combustible Dust

Reliability

Minor Environmental

Reliability

Safety

Reliability

Reliability

Minor Environmental

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Minor Environmental

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Combustible Dust

Combustible Dust

Combustible Dust

Combustible Dust

Reliability

Reliability

Minor Environmental

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Safety

Combustible Dust

Reliability

Safety

Reliability Boiler

Reliability Turbine

Reliability Boiler

Reliability Turbine

Reliability Turbine

Reliability Boiler

Common System

Common System

Air Quality

Common System

Reliability Turbine

Reliability Boiler

Common System

Common System

Reliability Boiler

Reliability Boiler Feedwater System

Reliability Boiler

Reliability Boiler

Air Quality

Reliability Boiler

Reliability Boiler

Reliability Boiler

Reliability Boiler Feedwater System

Reliability Boiler

Reliability Boiler

Reliability Turbine

Common System

Common System

Common System

Common System

Capacity Electrical

Capacity Electrical

Air Quality

Reliability Turbine

Reliability Turbine

Capacity Electrical

Reliability Turbine

Reliability Turbine

Common System

Reliability Turbine

Reliability Turbine

Unit 1 Expansion Joints

Unit 1 IP Turbine Valves

Unit 1 Waterwall Tubes

Unit 1 HP Turbine

Unit 2 LP Turbine Blades

Unit 2 Waterwall Tubes

Fuel Supply Dust Collector 109/110

Unit 2 Coal Mill 2-6 Silo

Unit 2 SCR Catalyst Layer 3

Unit 3 Coal Mill Silo (1 silo)

Unit 3 Turbine Valves

Unit 3 Reheat Stop Valve

FGD Unit 3 North & South Booster Fan Hubs & Blades

Unit 3 ID Fan Guillotine Dampers

Unit 3 LPA & LPB Crossover Expansion Joints

Unit 3 Main Unit Condenser

Unit 3 Horizontal Reheat Tubes

Unit 3 Expansion Joints

Unit 3 SCR Catalyst Layer 2, 3, & 4

Unit 3 Secondary Superheat Inlet Pendants

Unit 3 Waterwall Tubes

Unit 4 Air Heater Hot End Baskets

Unit 4 Main Unit Condenser

Unit 4 Secondary Superheat Inlet Pendants

Unit 4 Waterwall Tubes

Unit 4 Generator Stator

Fuel Supply Transfer Chute CVC-6 to CVC-7 & 8

Fuel Supply Unit 3 & 4 Cascade Counterweight Room

Fuel Supply Dust Collector 4

Fuel Supply Dust Collector 5

Fuel Supply Control System

NERC CIP Med to Low Impact Migration

Belle River Peakers CEMS

Fermi 11-1 Peaker Turbine Hot Gas Path

Fermi 11-3 Peaker Turbine Hot Gas Path

Renaissance Unit 4 Peaker Main Unit Transformer

Renaissance Unit 3 Peaker Turbine Combustion Cans

Unit 7 Turbine Valves

Fuel Supply 3TH3 Dust Collector

Unit 9 North Boiler Feed Pump Turbine Blades

Unit 9 Turbine Valves

Flue Gas

Turbine

WW Tubes

Turbine

Turbine

WW Tubes

Fuel System

Fuel System

Boiler Emissions

Fuel System

Turbine

Turbine

Fans

Fans

Flue Gas

Condenser

SH/RH Tubes

Flue Gas

Boiler Emissions

SH/RH Tubes

WW Tubes

Air Heater

Condenser

SH/RH Tubes

WW Tubes

Turbine

Fuel System

Fuel System

Fuel System

Fuel System

Fuel System

Misc

Peakers

Peakers

Peakers

Peakers

Peakers

Turbine

Fuel System

Turbine

Turbine

2,235,912

3,046,298

5,668,759

8,777,202

1,000,000

1,100,000

1,500,000

1,441,213

2,000,000

1,000,000

1,200,000

1,250,000

1,350,000

1,500,000

2,000,000

2,000,000

2,900,000

3,500,000

5,500,000

10,900,000

14,000,000

1,000,000

1,000,000

1,100,000

1,500,000

2,900,000

1,500,000

1,800,000

3,490,000

3,490,000

7,920,000

1,000,000

1,300,000

1,000,000

1,550,000

2,500,000

3,100,000

1,500,000

2,000,000

1,500,000

1,500,000

142 **Total 2019 Projects**

**116,519,384**

**Michigan Public Service Commission**

**DTE Electric Company**

**Projected Capital Expenditures**

**Years 2017 to 2020**

**Routine Maintenance Projects greater than $1M**

Case No.:

Exhibit:

Schedule:

Witness:

Page:

U-20162

A-12

B5.1

M. T. Paul

8 of 9

(a)

(b)

(c)

(d)

(e)

(f)

(g)

(h)

**Line**

**Test**

**High Level**

**Lower Level**

**No.**

**Facility**

**Year**

**Unit**

**Breakdown**

**Breakdown**

**Description**

**Key Concept**

**Amount**

143 Belle River/Range Road

144 Belle River/Range Road

145 Monroe without Large Enviro.

146 Monroe without Large Enviro.

147 Monroe without Large Enviro.

148 Monroe without Large Enviro.

149 Monroe without Large Enviro.

150 Monroe without Large Enviro.

151 Monroe without Large Enviro.

152 Peakers

153 Peakers

154 Peakers

2020 (4 mo)

2020 (4 mo)

2020 (4 mo)

2020 (4 mo)

2020 (4 mo)

2020 (4 mo)

2020 (4 mo)

2020 (4 mo)

2020 (4 mo)

2020 (4 mo)

2020 (4 mo)

2020 (4 mo)

2

2

4

4

4

4

4

4

Common

Fermi

Fermi

Renaissance

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability

Reliability Boiler

Reliability Turbine

Reliability Boiler

Reliability Boiler

Common System

Reliability Turbine

Reliability Boiler

Reliability Boiler

Common System

Capacity Electrical

Reliability Turbine

Reliability Turbine

Unit 2 Waterwall Tubes

Unit 2 LP Turbine Blades

Unit 4 Air Heater Hot End Baskets

Unit 4 Expansion Joints

Unit 4 Coal Mill 4-1 Silo

Unit 4 Generator Stator

Unit 4 Waterwall Tubes

Unit 4 Secondary Superheat Inlet Pendants

Coal Mill Silos (3 silos)

Fermi 11-1 Peaker Control System & MCCs

Fermi 11-1 Peaker Turbine Hot Gas Path

Renaissance Unit 3 Peaker Turbine Combustion Cans

WW Tubes

Turbine

Air Heater

Flue Gas

Fuel System

Turbine

WW Tubes

SH/RH Tubes

Fuel System

Peakers

Peakers

Peakers

2,000,000

3,000,000

1,000,000

1,166,667

1,400,000

3,666,667

4,000,000

4,666,667

1,400,000

1,166,667

1,166,667

1,036,667

155 **Total 2020 Projects**

**25,670,000**

**Michigan Public Service Commission**

**DTE Electric Company**

**Projected Capital Expenditures**

**Allowance for Funds Used During Construction (AFUDC)**

**Fossil Generation**

**($000)**

Case No.:

Exhibit:

Schedule:

Witness:

Page:

U-20162

A-12

B5.1

M. T. Paul

9 of 9

(a)

**Line**

**No.**

**Description**

1 **Fossil Generation - Routine Expenditures**

2

**Fossil Generation - Project Specific:**

3

Ludington

4

Combined Cycle

Other Small Projects

5

**Subtotal Project Specific**

6

7

**Total AFUDC - Fossil Generation**

**2/**

**1/**

(b)

**Adjusted**

**Historical**

**12 mos. ended**

**12/31/2017**

**2,756**

6,432

654

-

**7,086**

**9,842**

(c)

**Projected**

**12 mos. ending**

**4/30/2020**

**1,879**

2,176

-

-

**2,176**

**4,055**

1/ AFUDC estimates for routine projects are developed at a high level based on historical trend

2/ The projected AFUDC amounts are based on the authorized U-18255 rate of 5.34%