

DOCKETED	
Docket Number:	18-IEPR-07
Project Title:	Doubling Energy Efficiency Savings
TN #:	223753
Document Title:	Greenhouse Gas Emission Intensity Projections Methods and Assumptions
Description:	This document supersedes TN# 223684 - Presentation by Angela Tanghetti
Filer:	Stephanie Bailey
Organization:	California Energy Commission
Submitter Role:	Commission Staff
Submission Date:	6/11/2018 1:05:26 PM
Docketed Date:	6/11/2018

Greenhouse Gas Emission Intensity Projections

Methods and Assumptions



Angela Tanghetti
June 7, 2018
California Energy Commission



Background

- Quantifying emission savings from energy efficiency programs to meet the SB 350 doubling goal
- Simulating electric sector generation and fuel use on an hourly basis using PLEXOS
- Using hourly electric sector projections calculate hourly average emission intensity projections



Proposed Method for GHG Emission Intensities

- Simulate hourly generation and imports in support of the IEPR
- Provide hourly fuel use for all generation located in California
- Provide hourly imports to California in terms of energy not fuel use
- Convert the California hourly fuel use projections to CO₂e
- Imports – more complicated



GHG Emission Intensity of Out-of-State Imports

- Imports of ownership shares of power plants outside California use reserved transmission capacity
- Simulated hourly imports from out of state specified sources use emission factors by fuel type
- All other unspecified imports from the Southwest are given the ARB default emission factor



GHG Emission Intensity of Northwest & RPS Imports

- California imports from the Northwest are assumed to be 80% hydro and 20% unspecified.
- RPS imports from Portfolio Content Category 0, 2, and 3 assumed to be 20% of RPS imports.
- California imports of RPS renewable energy use 20% of ARB default emission factor.
- RPS import assumption and impact on emissions intensities addressed in other forums to be decided later in 2018.



Import Emission Intensity Assumptions

Imports To California		GHG Emission Intensity Rate (Metric Ton/MWh)
From Pacific Northwest Region		0.085
From RPS Renewables		0.085
From Specified Natural Gas		0.402
From Palo Verde, Southwest Hydro		0
From Specified Coal		0.956
From Unspecified Imports		0.427
Exports Out of California		GHG Emission Intensity Rate (Metric Ton/MWh)
Exports		0

https://www.arb.ca.gov/cc/scopingplan/california_pathways_model_framework_jan2017.pdf See Table 32



Key 2017 IEPR Simulation Assumptions

Key Variables	IEPR 2017 Production Cost Modeling Assumptions
California RPS Portfolio	By 2030 approximately 7,800 MW in state and 5,400 MW out-of-state renewables added to achieve a statewide 50% RPS
Thermal Resource Retirement	Retire uncontracted resources if 40 years of age during the forecast period
California Net Export Constraint	4,000 MW – California cannot export 4,000 MW more than it is importing in any hour
Out-of-State Renewables to meet California RPS	80% of RPS imports are assumed GHG Free, with remaining 20% incurring the 0.427 Metric Ton/MWh default rate.

[Source: Natural Gas Use For Electric Generation Presentation](http://www.energy.ca.gov/2017_energy_policy/documents/2017-10-09_workshop/2017-10-09_presentations.php)

http://www.energy.ca.gov/2017_energy_policy/documents/2017-10-09_workshop/2017-10-09_presentations.php and Natural Gas Outlook Report

<https://efiling.energy.ca.gov/getdocument.aspx?tn=222400>



Trends In Projected Emissions

- Average annual and hourly emission intensity projections declining over the forecast period.
- Emission intensity assumptions for imported energy is a key driver in results.
 - GHG emissions associated with RPS imports
 - GHG emissions associated with Northwest imports



Projected Trends in Annual California System Emissions

2017 IEPR Mid Demand	2018	2022	2026	2028	2029	2030
California CO ₂ e Million Metric Tons	56	52	50	48	48	46
California Generation Plus Net Imports GWh	277,566	281,133	277,851	277,628	277,142	276,305
Emission Intensity MMetricTon/MWh	0.203	0.186	0.180	0.174	0.171	0.166

CEC staff April 2018 PLEXOS Simulation Results – 2017 IEPR Adopted Mid Demand Case



Hourly Average Emission Intensity Projections by Month

- GHG emission projections available for 8,760 hours a year - monthly weighted averages are shown on next slides.
 - Hourly averages decrease over the forecast period.
 - Mid day rates decrease more rapidly than other times.
 - Fall late night and early morning rates fall slower due to seasonal hydro generation cycles and minimum local generation assumptions requiring natural gas plants to operate.



2019 Month-Hour Average – 20% *Imported RPS Comes With GHG*

Average System Emission Factor by Month-Hour (tCO₂/MWh)

2019	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0.24	0.23	0.21	0.20	0.20	0.20	0.25	0.27	0.27	0.26	0.26	0.26
2	0.24	0.23	0.21	0.20	0.20	0.20	0.25	0.26	0.27	0.26	0.26	0.26
3	0.24	0.22	0.21	0.20	0.20	0.20	0.24	0.26	0.27	0.26	0.26	0.26
4	0.24	0.22	0.21	0.20	0.20	0.20	0.24	0.26	0.27	0.26	0.26	0.26
5	0.24	0.22	0.20	0.18	0.19	0.20	0.25	0.27	0.27	0.26	0.26	0.26
6	0.23	0.22	0.19	0.18	0.18	0.19	0.25	0.27	0.27	0.25	0.26	0.25
7	0.22	0.21	0.19	0.18	0.18	0.18	0.24	0.26	0.27	0.25	0.25	0.25
8	0.22	0.21	0.19	0.17	0.17	0.17	0.22	0.25	0.26	0.25	0.24	0.24
9	0.21	0.18	0.16	0.15	0.15	0.15	0.20	0.21	0.22	0.21	0.21	0.21
10	0.18	0.15	0.14	0.13	0.14	0.14	0.19	0.19	0.21	0.19	0.19	0.19
11	0.18	0.14	0.13	0.13	0.13	0.13	0.18	0.19	0.20	0.18	0.19	0.17
12	0.17	0.14	0.13	0.13	0.13	0.13	0.18	0.19	0.19	0.17	0.19	0.17
13	0.17	0.14	0.13	0.13	0.13	0.13	0.17	0.19	0.20	0.17	0.19	0.18
14	0.18	0.15	0.13	0.13	0.13	0.13	0.16	0.18	0.20	0.18	0.19	0.18
15	0.19	0.16	0.14	0.13	0.13	0.13	0.16	0.18	0.20	0.19	0.21	0.20
16	0.22	0.18	0.15	0.14	0.13	0.13	0.16	0.17	0.19	0.20	0.23	0.23
17	0.21	0.21	0.17	0.15	0.13	0.13	0.16	0.17	0.20	0.21	0.22	0.22
18	0.20	0.19	0.17	0.15	0.13	0.13	0.16	0.18	0.20	0.20	0.22	0.22
19	0.21	0.19	0.17	0.14	0.14	0.13	0.17	0.19	0.21	0.21	0.22	0.22
20	0.21	0.20	0.17	0.15	0.14	0.14	0.18	0.20	0.23	0.22	0.23	0.22
21	0.22	0.21	0.18	0.16	0.15	0.15	0.20	0.22	0.25	0.24	0.24	0.24
22	0.24	0.22	0.20	0.17	0.16	0.16	0.22	0.25	0.27	0.26	0.25	0.25
23	0.25	0.23	0.20	0.18	0.18	0.17	0.24	0.27	0.28	0.27	0.27	0.26
24	0.25	0.23	0.21	0.19	0.19	0.19	0.25	0.27	0.27	0.26	0.27	0.26



2030 Month-Hour Average – 20% Imported RPS Comes With GHG

Average System Emission Factor by Month-Hour (tCO₂/MWh)

2030	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0.22	0.22	0.19	0.16	0.14	0.14	0.21	0.25	0.25	0.23	0.22	0.23
2	0.22	0.22	0.19	0.16	0.15	0.14	0.22	0.25	0.25	0.23	0.22	0.23
3	0.22	0.21	0.19	0.16	0.15	0.15	0.22	0.25	0.25	0.23	0.22	0.23
4	0.21	0.21	0.19	0.16	0.14	0.14	0.22	0.25	0.25	0.23	0.22	0.22
5	0.21	0.21	0.18	0.14	0.14	0.14	0.21	0.24	0.24	0.22	0.22	0.22
6	0.20	0.19	0.17	0.14	0.13	0.14	0.21	0.24	0.24	0.22	0.21	0.21
7	0.19	0.19	0.17	0.14	0.14	0.14	0.20	0.23	0.24	0.22	0.20	0.21
8	0.19	0.18	0.16	0.11	0.09	0.09	0.14	0.16	0.20	0.20	0.18	0.20
9	0.13	0.11	0.10	0.09	0.08	0.08	0.11	0.13	0.13	0.12	0.11	0.13
10	0.11	0.09	0.09	0.08	0.08	0.08	0.10	0.11	0.12	0.10	0.10	0.11
11	0.10	0.09	0.09	0.08	0.08	0.08	0.10	0.11	0.11	0.10	0.10	0.11
12	0.10	0.09	0.09	0.08	0.08	0.08	0.10	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10
13	0.10	0.09	0.09	0.08	0.08	0.08	0.10	0.11	0.11	0.10	0.10	0.11
14	0.10	0.09	0.08	0.08	0.08	0.08	0.11	0.12	0.12	0.10	0.10	0.11
15	0.11	0.09	0.08	0.08	0.07	0.07	0.12	0.13	0.13	0.10	0.11	0.12
16	0.16	0.11	0.09	0.08	0.08	0.08	0.13	0.15	0.15	0.13	0.17	0.18
17	0.19	0.18	0.13	0.09	0.09	0.09	0.14	0.16	0.17	0.16	0.18	0.19
18	0.17	0.17	0.15	0.12	0.10	0.10	0.14	0.16	0.17	0.16	0.17	0.17
19	0.17	0.16	0.14	0.11	0.10	0.10	0.15	0.17	0.18	0.16	0.17	0.18
20	0.18	0.16	0.14	0.12	0.11	0.11	0.16	0.17	0.19	0.17	0.18	0.18
21	0.18	0.17	0.15	0.12	0.11	0.11	0.17	0.19	0.20	0.19	0.18	0.19
22	0.20	0.19	0.16	0.13	0.11	0.11	0.17	0.20	0.22	0.21	0.20	0.21
23	0.22	0.21	0.18	0.14	0.12	0.12	0.18	0.22	0.24	0.23	0.21	0.22
24	0.22	0.21	0.19	0.15	0.13	0.13	0.20	0.24	0.25	0.23	0.22	0.23

Questions



Angela.Tanghetti@energy.ca.gov

